



ОАО «СО ЕЭС»

АБС Холдингс



Международная научно-техническая конференция

СОВРЕМЕННЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Москва, 7–10 сентября 2009



**СБОРНИК
ДОКЛАДОВ**

www.relayprotect.ru

www.relayprotect.ru

www.relayprotect.ru

www.relayprotect.ru

www.relayprotect.ru

www.relayprotect.ru

www.relayprotect.ru

www.relayprotect.ru

Российский Национальный Комитет
Международного Совета по большим электрическим системам
высокого напряжения



СОВРЕМЕННЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Сборник докладов
Международной научно-технической конференции

(Москва, 7–10 сентября 2009)

Научно-инженерное информационное агентство
Москва

ББК 31.27-05
УДК 621.316.925:681.5:621.311(06)
С56

ISBN 978-5-903564-03-3

© Шушкова Т.М., Смирнова Л.В.,
Титова Н.В. – перевод на русский язык, 2009
© «Научно-инженерное информационное
агентство» – оформление, 2009

СОДЕРЖАНИЕ

Обновленная связь защиты линии электропередачи <i>Р. Моксли, К. Фодеро, Г. Альтув (Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., США)</i>	9
Опыт применения дифференциальной защиты пятиконцевой линии 400 кВ с продольной компенсацией <i>З. Гаич, И. Брничч (ABB AB, SA Products, Швеция), Ф. Риос (Svenska Kraftnat, Швеция)</i>	23
Применение систем искусственного интеллекта в дистанционной защите линии электропередачи <i>Г.С. Камель, М.А. Мустафа Хассан, А. Эль-Моршеди (Cairo University, Египет)</i>	30
Современная релейная защита с датчиками тока на базе катушки Роговского <i>Л.А. Кожович, М.Т. Бишоп (Cooper Power Systems, США)</i>	39
Опыт эксплуатации дифференциальной защиты силовых трансформаторов с использованием катушки Роговского <i>Л.А. Кожович, М.Т. Бишоп (Cooper Power Systems, США)</i>	49
Продольно компенсированные линии в большинстве энергосистем требуют особого подхода в испытаниях защит в режиме реального времени <i>Б.М. Бухгольц (NTB Technoservice, Германия), В. Хенн, Р. Кребс (Siemens AG, Германия), Г. Арруда (CHEFS, Германия), Р. Дутра (FURNAS, Германия), П. Кампос (ELETRONORTE, Германия)</i>	60
Упреждающие функции релейной защиты <i>А.В. Булычев, Г.С. Нудельман (ОАО «ВНИИР», Россия)</i>	72
Концепции и решения в области защиты и автоматики 6–750 кВ <i>В.А. Ефремов, Ю.Я. Лямец, Н.В. Подшивалин, В.С. Шевелев (ООО «ИЦ «Бреслер», Россия)</i>	79
Определение мест повреждения двойных замыканий на землю в сетях с изолированной нейтралью <i>С.В. Иванов, Д.В. Кержаев (ООО «ИЦ «Бреслер», Россия)</i>	84
Новые алгоритмы определения мест повреждений ЛЭП 6–35 кВ с применением сложных зондирующих сигналов <i>М.Ш. Мисриханов, А.Л. Куликов, А.А. Петрухин, Д.М. Кудрявцев (Филиал ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Центра, Россия)</i>	90
О способах уменьшения влияния погрешностей трансформаторов тока в переходных режимах на работу релейной защиты электроэнергетических систем <i>С.Л. Кужеков (ЮРГТУ, Россия), Г.С. Нудельман (ОАО «ВНИИР», Россия)</i>	99
Многомерная релейная защита <i>Ю.Я. Лямец, Д.В. Кержаев (ООО «ИЦ «Бреслер», Россия), Г.С. Нудельман (ОАО «ВНИИР», Россия), Ю.В. Романов (ООО «ИЦ «Бреслер», Россия)</i>	105
Применение многомерной защиты: методики расчета уставок и проведения испытаний <i>А.Н. Подшивалин, И.С. Климатова (ООО «ИЦ «Бреслер», Россия)</i>	112

Проблемы применения продольной дифференциальной токовой защиты линии для защиты кабельной линии и трансформатора и пути их решения <i>Х. Карденас, М. Кумар (GE Digital Energy, Испания), Х. Ромеро (RasGas, Катар)</i>	122
Адаптивные измерительные органы аварийных составляющих резервных защит электрических распределительных сетей <i>В.И. Нагай (ЮРГТУ, Россия), В.В. Нагай (филиал «Южный инженерный центр Энергетики» «Южэнергопроект», Россия), И.В. Нагай (ЮРГТУ, Россия)</i>	134
Схема релейной защиты по разности фазных углов <i>Э.М. Мартинес (Comisión Federal de Electricidad, Мексика)</i>	141
Совершенствование работы реле в режиме off-line и on-line <i>М. Кезунович, Чж. Рен, Ч. Пан (Texas A&M University, США)</i>	150
Статические и динамические испытания цифровых измерительных устройств, предназначенных для целей защиты энергосистемы <i>М. Гурбель (University of Magdeburg, Германия), П. Комарники (Fraunhofer Institute for Factory Operation and Automation Magdeburg, Германия), З. Стижински (University of Magdeburg, Германия), И. Блумштейн (Siemens AG, Германия), А. Падке (Virginia Tech, США)</i>	160
Приём расчёта токов короткого замыкания и неполнофазных режимов с учётом электромеханических переходных процессов <i>Р.А. Вайнштейн (Томский политехнический университет, Россия), К.С. Лозинский (Сибирский химический комбинат, Россия)</i>	171
Система мониторинга запасов устойчивости энергосистемы <i>А.В. Жуков, А.Т. Демчук (ОАО «СО ЕЭС», Россия), П.Я. Кац (ОАО «НИИПТ», Россия), А.В. Данилин (ООО «Альтеро Пауэр»)</i>	174
Система РЗА фазорегулирующего устройства сверхвысокого напряжения <i>В.К. Ванин, Г.А. Евдокунин, Р.Н. Николаев, М.Г. Попов (СПбГПУ, Россия), А.К. Искаков (АО Батыс транзит, Казахстан), Б.К. Оспанов, Н.И. Утегулов (ИПК ZHERSU, Казахстан)</i>	182
Особенности продольной дифференциальной защиты линии с цифровыми каналами связи между полуккомплектами <i>А.Н. Дони, Н.А. Дони (ООО НПП «ЭКРА», Россия)</i>	192
Раньше и теперь: сравнение сложности полносхемных защит <i>Б. Моррис, Р. Моксли, К. Куш (Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., США)</i>	198
Применение схем защиты с абсолютной селективностью для автотрансформаторов <i>З. Гаич, С. Холст (ABB AB, SA Products, Швеция)</i>	209
Отношение потребителей электроэнергии в Норвегии к интеллектуальным измерениям <i>Е.Ф. Ливгард (TNS Gallup, Норвегия)</i>	230
Передача GOOSE-сообщений согласно стандарту IEC 61850 <i>Г. Давиджак, Т. Дюфор, Х. Энглерт (Siemens AG, Германия)</i>	237

Москва, 7–10 сентября 2009 г.

Использование аналоговых GOOSE-сообщений стандарта IEC 61850 для управления РПН параллельно работающих трансформаторов <i>З. Гаич, С. Аганович (ABB AB, SA Products, Швеция), Я. Бенювич (HEP, Хорватия), Г. Лечи (Kopcar, Хорватия), С. Гаццари (ABB, Хорватия)</i>	245
Снижение количества традиционных медных связей на высоковольтных подстанциях с использованием системы шины процесса согласно стандарту МЭК 61850 <i>Д. МакДжисин (GE Digital Energy, Канада), М. Горач, Х. Карденас (GE Digital Energy, Испания)</i>	256
Программа для тестирования и диагностики повреждений в системах, работающих по стандарту IEC 61850 <i>Ж. Соуе (Federal University of Campina Grande, Бразилия), И. Патриота (CHESF, Бразилия), В. Порто (Federal University of Campina Grande, Бразилия)</i>	265
Основы построения информационного обмена РЗА и ПА с интегрированной АСУТП на базе стандартов МЭК <i>Ю.А. Асанбаев, Т.Г. Горелик, О.В. Кириенко, И.Е. Кумец (ОАО «НИИППТ», Россия)</i>	275
Нетрадиционные решения по измерительным трансформаторам – практика применения шин обработки данных IEC 61850-9.2 <i>С. Ричардс (AREVA T&D, Великобритания), Д. Шатрефу (AREVA T&D, Франция), Д. Толомье (AREVA T&D, Канада), Ф. Жиль (AREVA T&D, Франция)</i>	282
Иерархическая система противоаварийного управления ОЭС Сибири <i>С.Г. Аржанников, А.С. Вторушин, Е.Ю. Ивахненко, О.В. Захаркин (ЗАО «ИАЭС», Россия), Д.С. Лоцман (Филиал ОАО «СО ЕЭС» – ОДУ Сибири, Россия)</i>	292
Противоаварийная автоматика энергосистем, современные технические решения. Стандарт IEC 61850 и его влияние на функции релейной защиты и противоаварийной автоматики <i>О.С. Бородин, П.А. Копылов, Ю.В. Иванов, А.Е. Леснов, К.И. Апросин (ООО «Прософт-Системы», Россия)</i>	299
Методы повышения точности измерительной части микропроцессорных РЗА <i>В.К. Ванин, М.Г. Попов (СПбГПУ, Россия), А.В. Мокеев (АГТИ, Россия)</i>	305
Простой метод тестирования реле дифференциальной защиты трансформаторов <i>З. Гаич (ABB AB, SA Products, Швеция), А. Бонетти (Megger Sweden AB, Швеция)</i>	310
Магнитный поток рассеяния и его влияние на работу релейной защиты <i>З. Гаич, С. Холст (ABB AB, SA Products, Швеция), Д. Бонманн (ABB AG, Transformers, Германия), Д. Баарс (ELEQ bv, Нидерланды)</i>	324
Разработка методик и автоматизация расчета уставок РЗА <i>В.А. Ефремов, И.С. Климатова (ООО «ИЦ «Бреслер», Россия)</i>	333
Применение комплексной защиты с абсолютной селективностью на линиях 220–750 кВ <i>В.А. Ефремов, Н.В. Подшивалин (ООО «ИЦ «Бреслер», Россия), Г.С. Нудельман (ОАО «ВНИИР», Россия)</i>	340
Усовершенствование дифференциально-фазной защиты <i>В.А. Ефремов, Ю.В. Романов (ООО «ИЦ «Бреслер», Россия)</i>	348

Оценка тока нулевой последовательности в промышленных распределительных сетях, для которых применяются кабели среднего напряжения <i>Х. Карденас (GE Digital Energy, Испания)</i>	353
Новый подход к реализации и тестированию защиты батареи конденсаторов высокого напряжения <i>Х. Карденас (GE Digital Energy, Испания), Ш. Кокс, П. ван Вук (Powertech IST Energy, ЮАР), Б. Чака, М. Мсиманго, М. Климек, А. Перера (Eskom, ЮАР)</i>	363
Усовершенствование схем противоаварийной автоматики <i>Х. Карденас, А. Лонес де Виньяспре (GE Digital Energy, Испания), К. Мак Таггерт (Scottish Power, Великобритания), А. Бон (GSS, Великобритания)</i>	378
Алгоритмы для повышения чувствительности резервных защит трансформаторов к удалённым двухфазным КЗ <i>М.Я. Клецель, А.С. Стинский (Павлодарский государственный университет им. С. Торайгырова, Казахстан)</i>	390
Система селективного телеуправления электроприемниками электрической энергии по радиоканалам связи (САУН) <i>А.В. Коротков (ЗАО «EFR Телеком», Россия), А.В. Майоров (ОАО «МОЭСК», Россия), Д.В. Сулимов (ООО «ПАРМА», Россия)</i>	395
О повышении технического совершенства дифференциальных защит мощных электродвигателей <i>Н.Н. Кургузов, Л.И. Кургузова (Павлодарский государственный университет им. С. Торайгырова, Казахстан)</i>	401
Аппаратурные решения автоматического локационного искателя мест повреждений ЛЭП на основе активного зондирования <i>М.Ш. Мисриханов, А.Л. Куликов, Д.М. Кудрявцев, А.А. Петрухин (филиал ОАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Центра, Россия)</i>	409
Разработка интеллектуальных электронных устройств энергосистем с использованием технологии векторных измерений <i>А.В. Мокеев (АГТУ, Россия)</i>	416
Быстродействующие релейные защиты высоковольтного электрооборудования корпусной конструкции с датчиками электрических и неэлектрических величин <i>В.И. Нагай, С.В. Сарры, А.В. Луконин (ЮРГТУ, Россия)</i>	425
К 100-летию профессора Александра Дмитриевича Дроздова <i>В.В. Платонов, А.С. Засыпкин, С.Л. Кужеков (ЮРГТУ, Россия)</i>	433
Автоматика ограничения перегрузки линий <i>Н.А. Селезнева (ОАО «Институт «Энергосетьпроект», Россия)</i>	439
Введение в информационный анализ серийных терминалов АВВ <i>И.С.Солонина (ООО «АББ Автоматизация», Россия)</i>	448

Москва, 7–10 сентября 2009 г.

Автоматическая классификация однофазных дуговых коротких замыканий с использованием web-технологий, выполняемая на базе систематического анализа информации об аварийных ситуациях

И. Хаусшилд (Vattenfall Europe, Германия), Л. Филиппо (NetCeler, Франция), Г. Флейшер (Siemens AG, Германия) 453

Алгоритмы настройки и принципы построения релейной защиты

А.В. Шмойлов (Томский политехнический университет, Россия) 461

Исследование работы 100%-й защиты от замыканий на землю в обмотке статора генератора, работающего в блоке с трансформатором, при дуговых прерывистых повреждениях

В.А. Шуин, Е.С. Чугрова (ИГЭУ, Россия) 470

Концепция противоаварийного управления ЕЭС России

Н.Г. Шульгинов, А.В. Жуков, А.Т. Демчук (ОАО «СО ЕЭС», Россия), Л.А. Кощеев, П.Я. Кац, М.А. Эдлин (ОАО «НИИПТ», Россия) 475

Возможности современных систем релейной защиты и управления по предотвращению развития аварий

Б.М. Бухгольц (NTB Technoservice, Германия), Р. Кребс (Siemens AG, Германия), З. Стижвински (University of Magdeburg, Германия) 481

Новый метод выявления асинхронного хода и деления системы при безопасном угле, не требующий задания уставок

Б. Кворович, Х. Канг, П. Хортон (Areva T&D, Великобритания) 492

Практическое применение интеллектуальных сетевых технологий

Д. Долезилек, С. Швейцер (Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., США) 499

Технологический алгоритм ЦСПА нового поколения

Л.А. Кощеев, П.Я. Кац, М.А. Эдлин (ОАО «НИИПТ», Россия), А.В. Жуков, А.Т. Демчук (ОАО «СО ЕЭС», Россия) 511

Комбинированный способ управления разгрузкой по частоте и напряжению

В.В. Васильев, В.Е. Глазырин (ЗАО «Институт автоматизации энергетических систем», НГТУ, Россия) 518

Развитие селективной автоматики предотвращения и ликвидации асинхронных режимов с использованием РМУ

Н.И. Воропай, Д.Н. Ефимов, Д.Б. Попов (ИСЭМ СО РАН, Россия), К. Ретани, У. Хегер (Университет Дортмунда, Германия) 527

Подходы к созданию интегрированных систем противоаварийного управления на базе унифицированных программно-технических комплексов ПА

А.К. Ландман, А.М. Петров, А.Э. Петров, О.О. Сакаев (ЗАО «Институт автоматизации энергетических систем», Россия) 535

Организация системы автоматической ликвидации асинхронных режимов

А.В. Жуков, А.Т. Демчук (ОАО «СО ЕЭС», Россия), П.Я. Кац, В.Л. Невельский, М.А. Эдлин (ОАО «НИИПТ», Россия) 543

Исследование структуры задач обеспечения динамической устойчивости энергообъединения <i>А.В. Жуков (ОАО «СО ЕЭС», Россия), Б.И. Механошин, В.А. Шкапцов (ЗАО «ОПТЭН Лимитед», Россия)</i>	<i>547</i>
Мониторинг состояния проводов как средство улучшения управления нагруженными элементами сетевой инфраструктуры в нормальных и послеаварийных режимах работы ВЛ <i>А.В. Жуков (ОАО «СО ЕЭС», Россия), Б.И. Механошин, В.А. Шкапцов (ЗАО «ОПТЭН Лимитед», Россия)</i>	<i>555</i>
Методические основы настройки микропроцессорного устройства ликвидации асинхронного режима АЛАР-М <i>В.Г. Наровлянский, Д.Р. Любарский, А.Б. Ваганов (ОАО «Институт «Энергосетьпроект», Россия), И.А. Иванов (ООО «Энергоизмеритель», Россия)</i>	<i>562</i>
Современные подходы к созданию аппаратно-программного комплекса управления нормальными и аварийными режимами большого энергообъединения <i>А.Б. Осака, А.В. Домышев, Е.Я. Бузина (ИСЭМ СО РАН, Россия)</i>	<i>568</i>
Мультиагентный подход к координации устройств противоаварийного управления для предотвращения лавины напряжения <i>Д.А. Панасецкий, Н.И. Воронай (ИСЭМ СО РАН, Россия)</i>	<i>576</i>
Оценка эффективности алгоритмов управления переходными режимами транзита 500 кВ Сургутские ГРЭС – ПС Тюмень – Рефтинская ГРЭС по данным системы мониторинга переходных режимов <i>В.А. Андреев, Т.А. Гущина (ОАО «НИИПТ», Россия), А.В. Жуков, А.Т. Демчук (ОАО «СО ЕЭС», Россия)</i>	<i>585</i>
Моделирование модуля измерения фазовых электрических величин (PMU) и его применение для мониторинга устойчивости энергосистем <i>Х. Канг, Б. Кворович, К. Майкок (Areva T&D, Великобритания)</i>	<i>594</i>
Анализ повреждений в системе при использовании осциллограмм от устройств релейной защиты и регистраторов аварийных событий – сегодня и завтра <i>Х.-И. Херрманн (Siemens AG, Германия)</i>	<i>603</i>
Глобальный мониторинг с использованием информации об измерениях параметров векторов <i>М. Ваше (Siemens AG, Германия)</i>	<i>613</i>
Исследование динамических режимов функционирования токовых защит от замыканий на землю электрических сетей среднего напряжения <i>В.А. Шуин, А.С. Лифшиц, О.А. Сарбеева, Е.С. Чугрова (ИГЭУ, Россия)</i>	<i>623</i>

Обновленная связь защиты линии электропередачи

ROY MOXLEY, KEN FODERO, AND HECTOR J. ALTUVE
Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.

Краткий обзор – Революция в области телекоммуникации увеличила возможности защиты линий электропередачи, основанной на использовании связи. Для совершенствования скорости срабатывания защиты на протяженных и коротких линиях инженеры-релейщики могут делать выбор из массы средств связи, протоколов и логических схем. Вопрос только в том, какую схему связи выбрать для конкретного случая.

Данная работа начинается с определения исходной информации – времени срабатывания схемы защиты, измеренного в отчетах о событиях для ряда находящихся в эксплуатации линий. Она включает различные успешно используемые системы и учитывает все элементы, на которые следует обратить внимание при разработке схемы защиты, такие как время срабатывания реле, интерфейс связи и время ожидания, координирующие выдержки времени и значения времен каскадного отключения.

Эти рабочие схемы сравниваются с лабораторными испытаниями новых систем, использующих радио- и оптоволоконные средства связи с протоколами последовательной передачи и протоколами Ethernet. Методы оптимизации различных систем оцениваются и проверяются; окончательные результаты сводятся в таблицы и сравниваются.

Ни одна из схем не является наилучшей для всех возможных случаев. Имея данные сравнительного анализа, инженер-релейщик может выбрать наилучшие варианты для улучшения общей производительности энергосистемы. Признание сильных и слабых сторон различных схем защиты поможет инженеру обратить внимание на новые ситуации. Сравнение лабораторных испытаний и характеристик в процессе эксплуатации является инструментом для оценки перехода к новым технологиям.

1. ВВЕДЕНИЕ

Схемы защиты линий электропередачи на базе использования средств связи используются уже в течение более полувека [1]. Сначала в этих системах связи использовались медные провода и частные каналы управления, выделенные телефонные сети и каналы высокочастотной связи по линии электропередачи. В начале 70-х годов медные провода в системах передачи электроэнергии стали заменять радиорелейными каналами, принадлежащими энергосистемам, и лицензированные приемопередающие радиостанции расширили область действия диспетчерской системы управления и сбора данных (SCADA) применительно к распределительным сетям среднего напряжения. Схемы защиты были предназначены для того, чтобы привести в соответствие слабые и сильные стороны средств связи, чтобы уменьшить общее время срабатывания и повысить надежность системы.

Оптоволоконные системы связи и радиосвязь – это относительно новые системы связи на сегодняшний день. При выборе схемы защиты сравним различные типы этих систем. При выборе схемы защиты нужно руководствоваться надежностью передачи сигнала на удаленный конец линии при повреждении и предотвращать передачу ложного сигнала при повреждении.

Выбор схемы защиты и типа связи еще более усложняется использованием новейших протоколов для передачи информации о повреждении между терминалами на концах линии. Помимо замыкания контактов, для передачи данных теперь есть такие средства как протокол последовательной передачи данных и протокол Ethernet. В процесс выбора схем защиты на базе использования средств связи должно включаться влияние протокольных накладных расходов, обнаружение и исправление ошибок, адресуемость и другие факторы.

Данная работа обращается только к защите двухконцевых линий. Многие из принципов защиты этих линий применяются также и к многоконцевым линиям, но этому, из-за дополнительной сложности, должна быть посвящена отдельная работа. Хотя многие из элементов, показанных на рисунке 1, не включены в каждую схему, эта схема будет использоваться в качестве общего случая в данной работе.

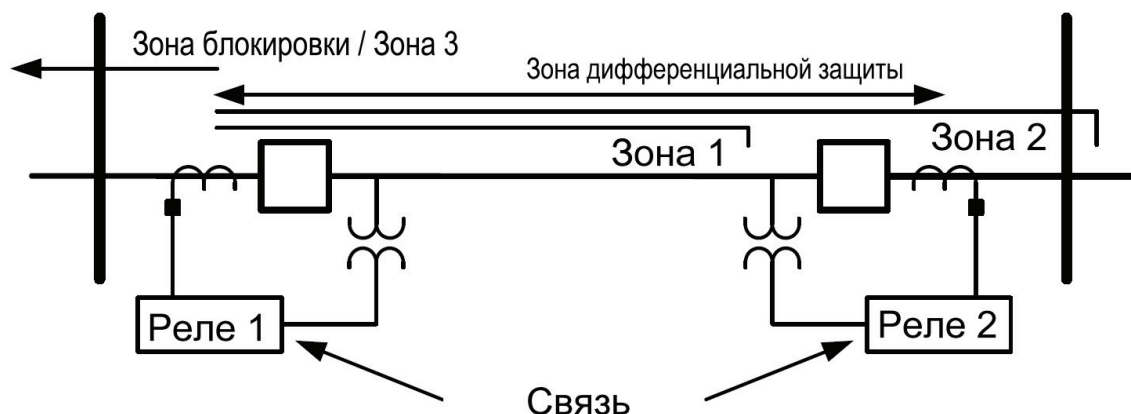


Рис. 1: Общая схема защиты линии электропередачи с использованием связи

Подробные данные об элементах защиты в этой работе не рассматриваются. Единственное требование заключается в том, чтобы рабочие органы Зоны 1 (на рисунке 1 показаны только для Реле 1) не расширяли область действия за конец линии, рабочие органы Зоны 2 надежно действовали за пределами конца линии, а рабочие органы обратноподirected Зоны 3 действовали за пределами органов Зоны 2 с удаленного конца линии.

2. СХЕМЫ ЗАЩИТЫ

Защита с использованием телеканала связи, или телезащита, производит обмен информацией между терминалами на конце линии электропередачи по каналу связи, для обеспечения быстродействующего 100%-ного устранения повреждения защищенной линии. Защита с использованием телеканала связи включает схемы направленной защиты с телеканалом и схемы только токовой защиты.

2.1. Схемы направленной защиты с телеканалом

В схеме направленной защиты с телеканалом быстродействующие органы прямой и обратной направленности направленной дистанционной или максимальной токовой защиты подают информацию для логики схем связи в терминал на каждом конце линии. Органы прямой направленности настроены так, чтобы охватить удаленный терминал с достаточным запасом, чтобы обнаружить все повреждения внутри данной секции. При внутренних повреждениях срабатывают оба органа прямой направленности. При внешнем повреждении срабатывает один орган прямой направленности, и один орган обратной направленности. Эта схема использует эту информацию на каждом конце линии для обеспечения быстрого отключения при внутренних повреждениях. Органы сокращенной зоны действия на каждом конце линии обеспечивают быстродействующую защиту (отсечку), которая не зависит от логики отключения, использующей систему связи. Для направленного сравнения не требуется широкополосный канал связи, так как реле обмениваются информацией только о состоянии органов направленности.

Существует много вариантов и комбинаций схем защиты с отключающим сигналом, с блокирующим сигналом, схем с расширением и сокращением зоны действия защиты. Так как многие из вариантов этих схем защиты являются результатом ограничения по связи, мы попытаемся рассмотреть некоторые из наиболее общих проблем каждой схемы.

2.2. Схемы отключения с разрешающим сигналом

Как говорится в самом названии схемы, схема отключения с разрешающим сигналом должна получить «разрешение» на одном конце линии с другого конца линии, чтобы выполнить отключение. На рисунке 2 показана простая логическая схема принципа действия.

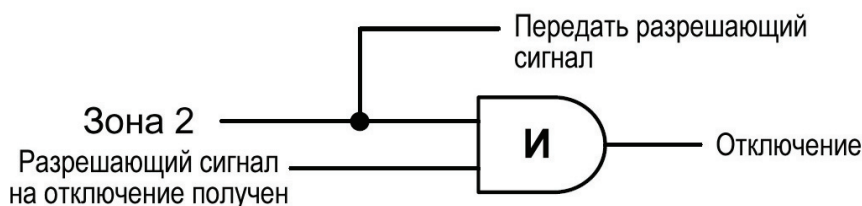


Рис. 2: Упрощенная схема логики отключения с разрешающим сигналом

Эта упрощенная логическая схема демонстрирует основной принцип действия этой схемы защиты. Опыт использования этой схемы привел к расширению логики, чтобы она включала такие свойства как логику отключения конца со слабым питанием, логику блокировки при реверсе тока, а также логику обнаружения развивающихся повреждений. На рисунке 3 показана более полная логическая схема телеотключения с расширенной зоной и разрешающим сигналом (РОТТ), только для того, чтобы показать увеличение сложности, сопутствующее разработке решений для решения эксплуатационных проблем.

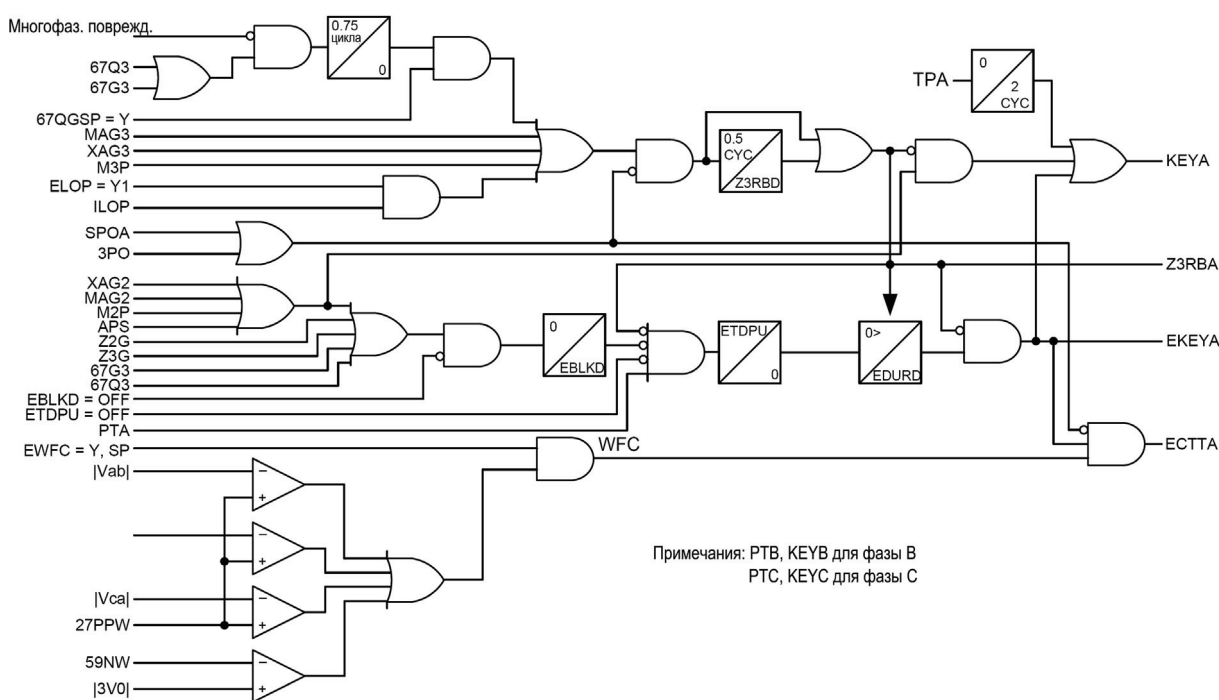


Рис. 3: Логическая схема защиты РОТТ с формированием эхо-сигнала и отключением конца со слабым питанием

Логика управления разрешающим сигналом и ее использования в реле полностью в данной работе не описана, описано только то, как логика схем связи справляется с возможным неправильным переключением или с эффектом потери сигнала.

Что касается связи, для работы схемы исключительно важно, чтобы разрешение на отключение поступало вовремя, и помехи в канале не приводили к неправильному отключению.

2.3. Схемы с блокирующим сигналом

В отличие от схем с разрешающим сигналом, которые посылают сигнал отключения при обнаружении повреждения в прямом направлении, схемы с блокирующим сигналом (как видно на рисун-

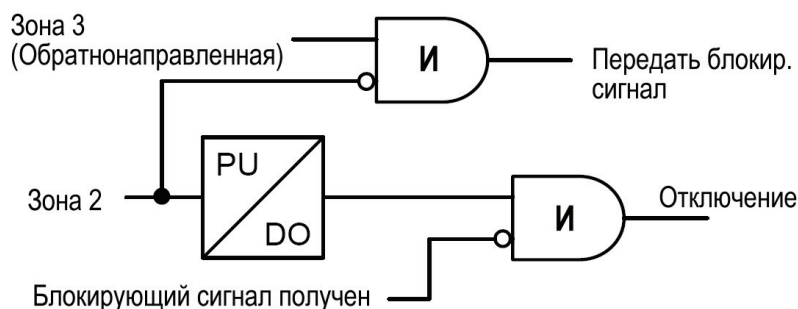


Рис. 4: Упрощенная логическая схема с блокирующим сигналом

ке 4) посылают сигнал, чтобы предотвратить отключение при обнаружении повреждения в обратном направлении.

Если в локальной обратно направленной Зоне 3 рабочий орган обнаруживает повреждение в обратном направлении, он посылает сигнал блокировки отключения на удаленный конец линии. На удаленном конце линии органы Зоны 2 с расширенным охватом производят отключение после короткой координирующей выдержки времени, если они не заблокированы блокирующим сигналом. Во многих случаях орган ненаправленного действия посылает блокирующий сигнал. В таких случаях блокирующий сигнал быстро отключается, если направление повреждения — прямое.

2.4. Схемы дифференциальной токовой защиты

В схеме цифровой дифференциальной токовой защиты реле обмениваются данными о величине тока по каналу связи. Для этой схемы обычно требуется цифровой канал со скоростью передачи 56 кбит/с или выше; эта схема наиболее чувствительна к изменению задержки распространения сигнала по каналу связи и асимметрии. Схемы дифференциальной токовой защиты линии могут решить проблемы изменения задержки распространения сигнала и асимметрии путем передачи локально сгенерированной отметки времени либо путем использования источника импульсов синхронизации, например, GPS, чтобы синхронизировать оба реле.

Ранее инженеры использовали схемы дифференциально-фазной защиты, чтобы уменьшить требуемую скорость передачи по каналу связи до 10 кбит/с. Однако эти схемы менее чувствительны, чем схемы дифференциальной токовой защиты линии.

3. СИСТЕМЫ СВЯЗИ И ПРАКТИЧЕСКИЙ ОПЫТ, С ПРИМЕРАМИ

3.1. Высокочастотная цифровая связь по линии электропередачи

Преимущество использования линии электропередачи для передачи сигналов с одного конца линии на другой заключается в том, что канал находится под контролем системы, а недостаток — в попытке передачи сигнала на фоне повреждения.

Чтобы отключение произошло как можно скорее, даже если сигнал не пройдет, часто используются схемы с блокирующим сигналом. В таких ситуациях для обеспечения должной координации и во избежание непредусмотренных отключений критически важным является измерение времени сигнала.

На рисунке 5 показаны результаты тестирования схемы ВЧ-защиты со сравнением направлений мощности по концам защищаемой линии, использующей связь по ЛЭП. В этом случае реле правильно заблокировало отключение, блокирующий сигнал (IN3) пришел как раз вовремя, чтобы предотвратить выполнение отключения защитой 67N2.

На рисунке 6 показана другая проверка той же системы. В этом случае блокирующий сигнал опаздывает на две миллисекунды, чтобы предотвратить отключение (показано в верхней части рисунка как разница между двумя линиями).

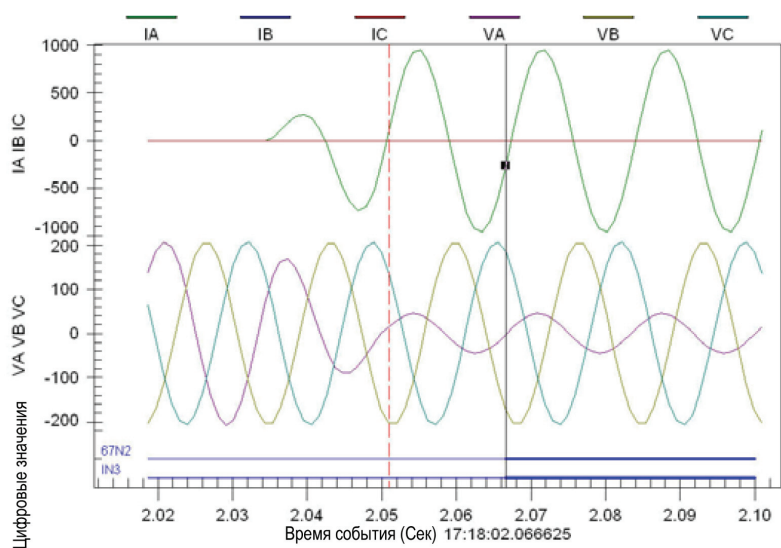


Рис. 5: Результаты тестирования схемы ВЧ-защиты со сравнением направлений мощности по концам защищаемой линии, использующей связь по ЛЭП: правильная блокировка при внешнем повреждении

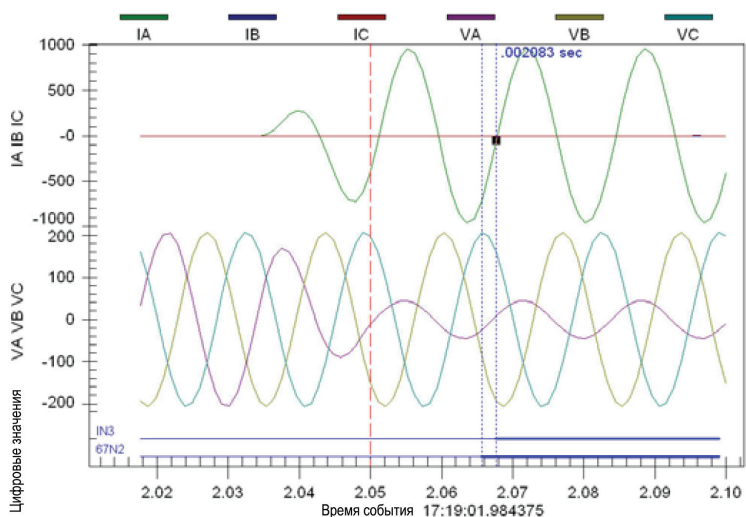


Рис. 6: Результаты тестирования схемы ВЧ-защиты со сравнением направлений мощности по концам защищаемой линии, использующей связь по ЛЭП: при внешнем повреждении схема срабатывает неправильно

При таких результатах тестирования предлагается три рекомендации в отношении системы:

1. Временно увеличить координирующую выдержку времени, чтобы обеспечить получение блокирующего сигнала до срабатывания защиты при внешних повреждениях.
2. Определить, что вызывает задержку получения ВЧ-сигнала. Достаточным должно было быть координирующее время, но его было недостаточно. Задержки могут быть вызваны неправильной настройкой, повреждениями на линии, ненадлежащим контактом интерфейса или каким-либо другим мистическим затуханием сигнала.
3. Для точного измерения синхронизации сигнала установить высокоточный генератор синхроимпульсов.

3.2. Оптоволоконная связь

Благодаря пропускной способности, безопасности и устойчивости к электромагнитным помехам оптоволоконную связь можно применять в любых схемах защиты. Оптоволоконные соединения типа «точка – точка» идеально подходят для защит, но их использование будет нерациональным при передаче одного/двух бит данных, тогда как они способны передавать гигабиты информации. По этой причине становится обычным явлением применение мультимплексированной связи, в которой защита использует только небольшую часть всего имеющегося диапазона.

Сети синхронной оптической связи (SONETs) обеспечивают быструю, надежную и безопасную связь для всех типов схем защиты. Кольцевая топология SONET, показанная на рисунке 7, предусматривает потерю любого сегмента пути.

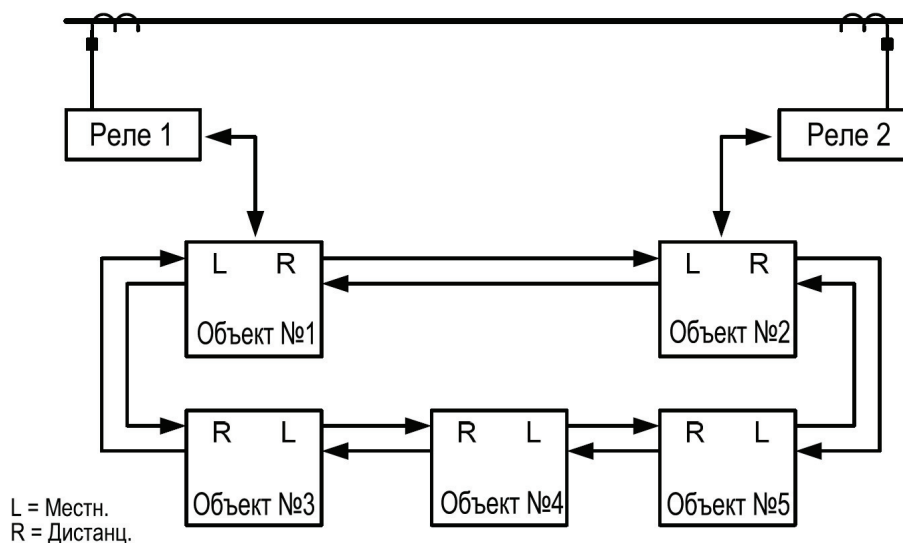


Рис. 7: Кольцевая топология SONET

Эта схема иллюстрирует сложность использования сети SONET для защиты. Если сигнал проходит по кольцу с одного конца на другой по другому пути, чем сигнал обратной связи, возникнет асимметрия каналов. Другими словами, передача данных с одного конца может быть быстрее, чем с другого. Компания Tасоmа Рower установила систему дифференциальной токовой защиты линии, которая работала безупречно, несмотря на операции коммутации каналов, вызывающих периодическую асимметрию каналов [3].

При посылке разрешающего сигнала можно передавать цифровые сообщения между реле либо использовать замыкание контакта, чтобы инициировать пересылку сигнала по сети. Эти два метода отличаются тем, где и как сообщение о разрешающем сигнале преобразуется из внутреннего логического утверждения в реле в поток данных, передаваемых по сети.

В отчетах о событиях, показанных на рисунке 8 и рисунке 9, контактный выход реле защиты линии подключается к плате прямого телеотключения (ДТТ); затем мультиплексор подключается к тросовому молниеотводу с волоконно-оптическими жилами связи (OPGW). Время передачи данных от передачи до получения в обоих направлениях составляет 1,5 цикла. Так как на данной станции часы не были синхронизированы, – это оценка, но, определенно, среднее значение для двух направлений.

Обратите внимание на улучшение времени передачи в отчетах о событиях, показанных на рисунке 10 и рисунке 11, при использовании схемы защиты цифровой связи между реле. В этом случае один конец линии (верхняя часть рисунка 10) отключился в Зоне 1 с передачей разрешающего сигнала 0,375 цикла после появления повреждения. На другом конце линии сигнал был получен спустя 0,75 цикла, что показывает время передачи 0,375 цикла. Это имеет место в такой же оптической системе, которая показана на рисунке 8, единственная разница заключается в том, что

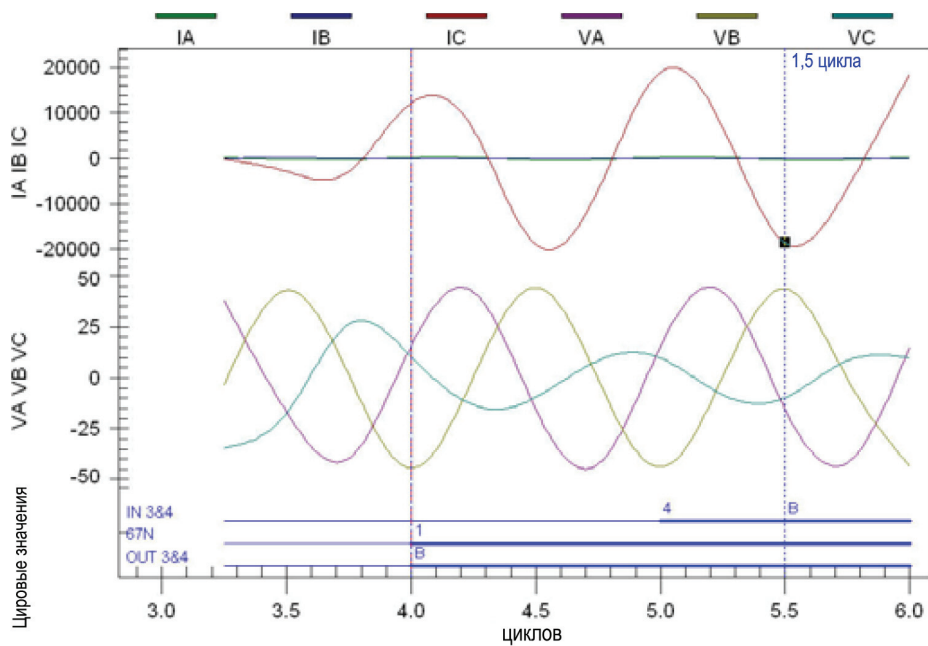


Рис. 8: Повреждение линии (Конец 1) с платой прямого телеотключения (ДТТ) контактной передачи в мультиплексоре

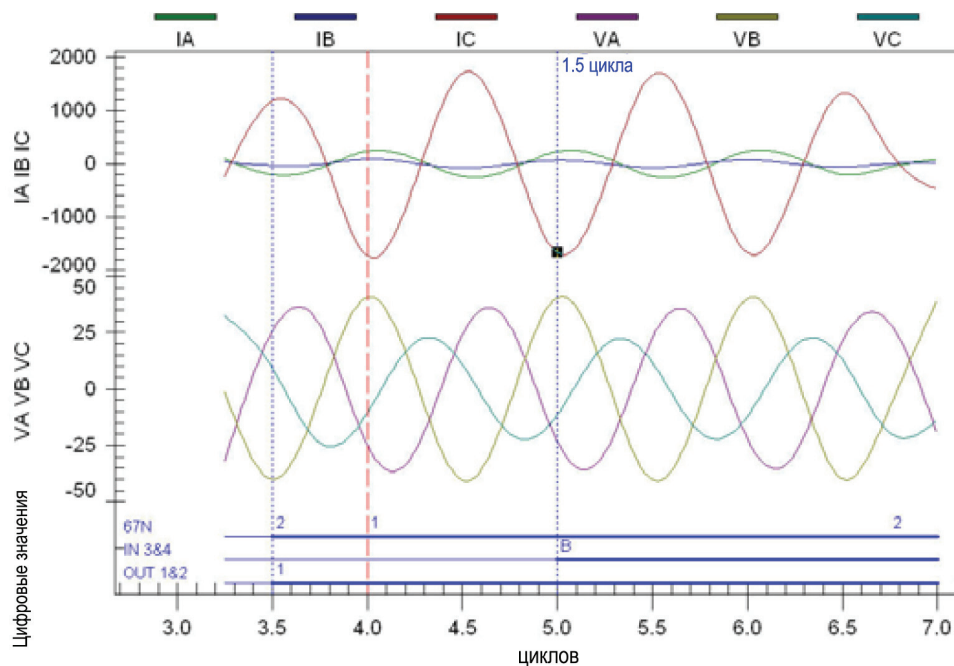


Рис. 9: Повреждение линии (Конец 2) с платой прямого телеотключения (ДТТ) контактной передачи в мультиплексоре

в одном случае использовался прямой ввод данных, а во втором – переключение контакта. Этот пример показывает преимущество цифровой передачи над контактной. Небольшой, эффективный поток данных обеспечивает проверку ошибок и регистрацию сообщений, переданных/принятых по

линии связи, и позволяет избежать необходимости использования выходных контактов, влекущих задержку 0,25 цикла.

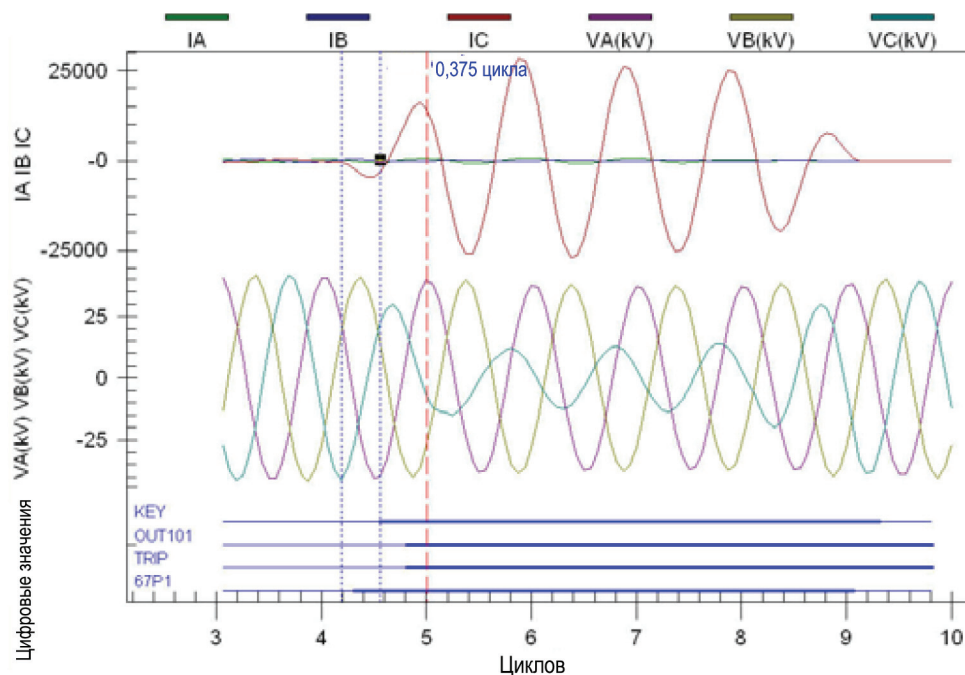


Рис. 10: Повреждение линии (Конец 1) с последовательной передачей между реле данных о переключении, при использовании платы малого быстродействия в мультиплексоре

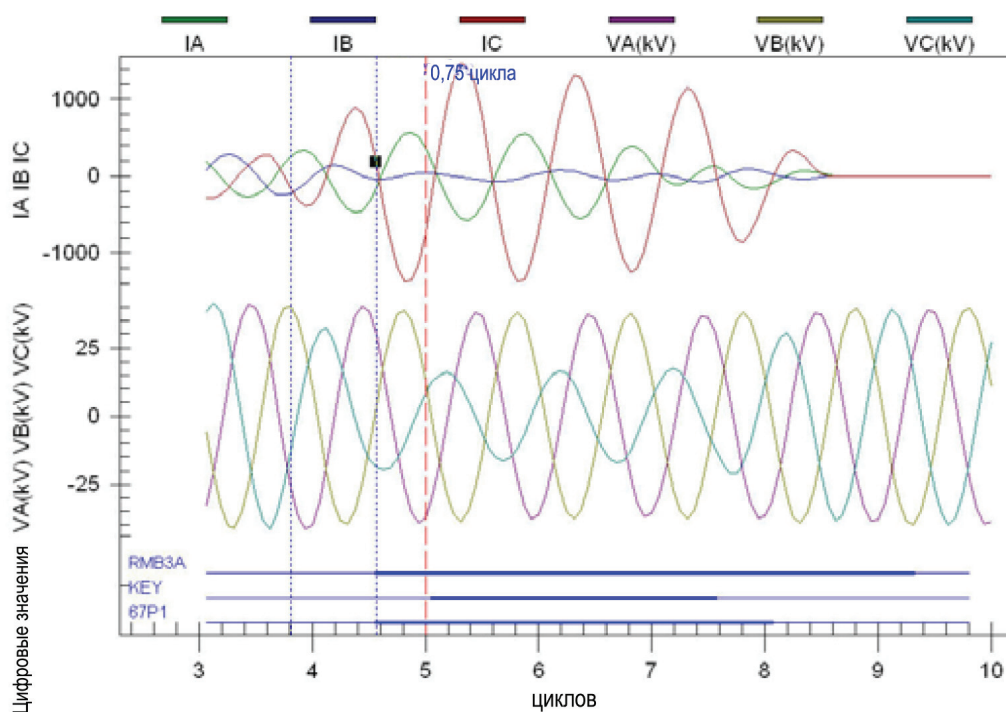


Рис. 11: Повреждение линии (Конец 2) с последовательной передачей между реле данных о переключении, при использовании платы малого быстродействия в мультиплексоре

3.3. Радиосвязь

Не совсем точно дифференцировать радиорелейную связь и другие системы радиосвязи; однако, на практике радиорелейная система связи — это основная система передачи данных с высокой пропускной способностью. В таком случае системы радиосвязи — это системы малой мощности типа «точка — точка». Мы учитываем два основных типа радиосвязи, широкополосная и лицензионная.

3.3.1. Широкополосная связь

Широкополосная радиосвязь использует ряд частот в безлицензионном диапазоне ISM от 900 МГц до 2,4 ГГц для обеспечения соединения типа «точка — точка». Другая система радиосвязи, одновременно использующая эту же частоту, может создавать помехи сигналу, но широкополосная система занимает небольшое время на каждой частоте в пределах диапазона. Радиопомехи обычно вызывают очень короткие периоды неготовности канала.

Преимущества широкополосной связи включают безопасность связи, ее устойчивость к помехам, низкую вероятность обнаружения повреждений, незначительные помехи и низкая стоимость.

Системы широкополосной радиосвязи первоначально использовались для защиты правительственной связи. Коммерческое использование выросло после того как Федеральная комиссия по связи Соединенных Штатов Америки разрешила безлицензионное использование на определенных условиях. Что касается защиты энергосистем, преимущества широкополосного радиоканала включают независимость от условий лицензирования.

Допустим, что прямая видимость между концами линии в диапазоне составляет менее 25 миль, широкополосная радиосвязь имеет скорость передачи, необходимую для быстросрабатывающей защиты линии. Работа всей схемы была хорошо проиллюстрирована несколькими годами практического опыта использования на семнадцати распределительных линиях в Мексике, для защиты которых использовались схемы РОТТ. В таблице 1 суммируются данные о функционировании этих систем [4].

В таблице 1 есть несколько интересных моментов. Во-первых, работа схемы всегда была правильной как при внутренних, так и при внешних повреждениях. Во-вторых, среднее время срабатывания схем, срабатывания реле на обоих концах линии, составило вполне допустимое значение 1,73 цикла. Это очень впечатляет, учитывая, что используемые в этом случае реле имеют номинальное время срабатывания от 1,25 до 1,5 циклов, что указывает, что общее время разрешающего сигнала обычно составляло менее 0,5 циклов. В таких ситуациях, как и в других ситуациях, рассматриваемых в данной работе, для точного измерения значений времен передачи следовало использовать высокоточные генераторы тактовых импульсов.

В таких схемах защиты вместо передачи данных о простом изменении состояния контакта использовался дискретный сигнал, как это выполнено в большинстве схем с использованием связи по ЛЭП. Преимущество пересылки дискретных сигналов между реле заключается в том, что осуществляется непрерывный мониторинг состояния сигнала. В таблице 2 показана производительность радиоканала, данные приведены в работе [4]. Данные показывают, что надежность очень хорошая для посылки разрешающего сигнала, особенно учитывая то, что при повреждениях не было потери радиосигнала.

№	Линия	Кол-во лет в эксплуатации	Внутренние повреждения				Внешние повреждения	
			Всего	Кол-во правильных отключений	Среднее время срабатывания схемы (циклов)	Максимальное время срабатывания схемы (циклов)	Всего	Кол-во правильных отключений
1	73160	2	0	0			1	1
2	73370	2	1	1	1,125	1,125	0	0
3	73040	2	1	1	4,75*	4,75*	0	0
4	73360	2	0	0			1	1

№	Линия	Кол-во лет в эксплуатации	Внутренние повреждения				Внешние повреждения	
			Всего	Кол-во правильных отключений	Среднее время срабатывания схемы (циклов)	Максимальное время срабатывания схемы (циклов)	Всего	Кол-во правильных отключений
5	73200	2	1	1	2,25	2,25	0	0
6	73350	2	0	0			1	1
7	73180	2	0	0			1	1
8	73590	0,75	1	1	2,25	2,25	3	3
9	73110	7	2	2	1,59	1,68	5	5
10	73090	4	2	2	1,5	2,0	3	3
11	НВВ435 - НАМ402	4	0	0			1	1
12	НАМ403 - НРГ435	4	1	1	2,0	2,0	0	0
13	НВА432 - МРС412	0,6	0	0			0	0
14	НВА412 - МРС413	0,6	0	0			0	0
15	73260	3	1	1	1,875	1,875	3	3
16	73440	5	1	1	1,5	1,5	4	4
17	73390	4	1	1	1,44	1,44	4	4

* Это повреждение начиналось как внешнее, затем перешло во внутреннее повреждение; выдержка времени логики реверса тока вызвала время срабатывания 4,75 цикла.

Табл. 1: Работа схем ВЧ-защиты со сравнением направлений мощности по концам защищаемой линии с использованием радиоканалов на распределительных линиях в Мексике [4]

Линия	Период времени	Полных отказов*	Реле заблокировано	Самый продолжительный отказ (отказы)	Неготовность
73370	07/26/07 07/27/07	256	0	0.108	0.000103
73040	07/18/07 07/27/07	256	0	4.184	0.000098
73590	05/16/07 05/25/07	256	0	1.626	0.000156
73110	05/16/07 05/25/07	256	0	0.8	0.000049
73090	05/16/07 05/25/07	256	0	0.038	0.000585
НВВ435 - НАМ402	07/04/03 08/21/03	256	0	0.896	0.000010

Линия	Период времени	Полных отказов*	Реле заблокировано	Самый продолжительный отказ (отказы)	Неготовность
73260	04/14/07 06/29/07	256	0	515.73 **	0.000089

* 256 отказов – максимальный объем буфера в отчете реле.

** Это время не соответствует времени отказа, это время запрограммированного отключения.

Табл. 2: Данные о производительности радиоканала [4]

Сравните производительность последовательной связи между реле в системе Мексики с результатами испытаний подобной системы радиосвязи, посылающей сообщения по протоколу Ethernet. При передаче сигналов Ethernet, проверенная скорость всего цикла передачи сигнала отключения приводится в таблице 3 [5].

Время прохождения сигнала в обоих направлениях	Количество сообщений	Процентное значение
< 20 мс	232	0,78%
20-30 мс	29,303	98,76%
30-40 мс	127	0,43%
40-80 мс	10	0,03%

Табл. 3: Проверенная скорость всего цикла передачи сигнала отключения [5]

В таблице 3 показано, что в лабораторных условиях типовая скорость составляет от 20 до 30 миллисекунд (от 1,25 до 2 циклов). Задержка при передаче по протоколу Ethernet, а также более объемное сообщение по протоколу МЭК 61850, привели к существенному увеличению времени передачи, чем при последовательной схеме. Это измеренное время является улучшением 50-миллисекундного времени буферизации, которое определено как типовое в отчете IEEE (ИИЭР) по использованию Ethernet в радиосвязи с передачей сигналов в широком спектре [6].

Значения времен передачи, перечисленные в таблице 3, также можно сравнить с отчетами о событиях от схемы ВЧ-защиты, показанной на рисунке 5 и рисунке 6. В этом случае время координации блокировки было установлено на 1 цикл, что привело к пограничным характеристикам безопасности и рекомендации добавить один цикл ко времени координации. При передаче по радиоканалу Ethernet сообщения Общих объектно-ориентированных событий на подстанции (GOOSE) [5], время координации продолжительностью 2 цикла по-прежнему будет приводить к «запаздыванию» блокирующего сигнала в 0,46 случаях, что приведет к непредусмотренным отключениям. Чтобы избежать этих непредусмотренных отключений, потребуется время координации 2,5 цикла, что практически ликвидирует улучшение скорости отключения, предлагаемое системой связи.

Такая производительность контрастирует с другими проверками передачи GOOSE-сообщений по оптоволоконной системе Ethernet system [7]. Компания Southern California Edison сообщила о таком малом времени передачи как четыре миллисекунды, в зависимости от поставщика. Это указывает, что размер сообщения GOOSE вызывает существенное замедление сигнала при использовании радиосвязи, по сравнению с оптоволоконной связью.

3.3.2. Лицензированная радиосвязь

Система радиосвязи однозначно подходит для схем РОТТ, как показано в таблице 2 и подробно описано в работе [4]. Однако мы хотели проверить, подходит ли она для схем дифференциальной токовой защиты линии. Радиосвязь с передачей сигналов в широком спектре может применяться для

схем дифференциальной токовой защиты линий. Однако у нас есть твердое убеждение, что радиосвязь с передачей сигналов в широком спектре работает в нелицензированном, незащищенном диапазоне, и это является препятствием для ее использования в схемах дифференциальной токовой защиты линий. Возможным решением для передачи сигналов дифференциальной токовой защиты относительно коротких линий связи является использование лицензированной радиосвязи.

Так как мы хотели протестировать систему в реальных условиях, было принято решение подключить систему радиосвязи между двумя местами, находящимися на расстоянии нескольких миль друг от друга с достаточной линией прямой видимости. Испытания не были идеальными, так как для питания системы радиосвязи не было большой батарейной установки, которая обычно находится на подстанции. Периодически происходила потеря сигнала из-за потери питания и непреднамеренного отключения питания радиосвязи. На рисунке 12 показан журнал регистрации событий системы связи.

```

Summary for 87L Channel X

Channel Status Alarms
  ROKX = 1  DBADX = 0  RBADX = 0  AVAX = 0

For 6/30/2008 05:53:27.447 to 7/28/2008 07:48:46.001

COMMUNICATION LOG SUMMARY  COMMUNICATION STATISTICS
# of Error records      4      Last error                Data Error
Data Error              2      Longest failure           26.897 s
Dropout                 2      Lost Packets, prev. 24 hrs 0
Test Mode Entered      0      One Way Delay (Ping-Pong) 22.5 ms

Error      Recovery
#  Date   Time      Date   Time      Duration Cause
1  7/22/08 21:58:07.632 7/22/08 21:58:07.638 0.006 Data Error
2  7/22/08 21:57:40.735 7/22/08 21:58:07.632 26.897 Dropout Error
3  6/30/08 05:53:46.407 6/30/08 05:53:46.411 0.004 Data Error
4  6/30/08 05:53:38.027 6/30/08 05:53:46.407 8.380 Dropout Error
    
```

Рис. 12: Журнал регистрации событий системы связи дифференциальной токовой защиты линии с использованием лицензированной радиосвязи

```

Summary for 87L Channel X

Channel Status Alarms
  ROKX = 1  DBADX = 0  RBADX = 0  AVAX = 0

For 8/26/2008 09:50:29.437 to 8/27/2008 08:56:18.875

COMMUNICATION LOG SUMMARY  COMMUNICATION STATISTICS
# of Error records      0      Last error
Data Error              0      Longest failure           0.000 s
Dropout                 0      Lost Packets, prev. 24 hrs 0
Test Mode Entered      0      One Way Delay (Ping-Pong) 2.0 ms
    
```

Рис. 13: Журнал регистрации событий передачи данных при сокращенном кодировании

В отчете фигурирует потеря радиосигнала из-за дождя и снега, смотрите работу [6]. Хотя испытания выполнялись в летний период, нам повезло, и мы пережили настоящий снегопад. Из-за снегопада, дождя или других причин потери данных не было.

На рисунке 12 показано, что непосредственно измеренное время передачи составляет 22,5 миллисекунды. Это медленнее, чем передача по радиосвязи простого разрешающего или блокирующего сигнала, из-за большего размера пакета, требуемого для схемы дифференциальной токовой защиты и кодирования передаваемого сигнала для обнаружения и исправления ошибок. Кодирование не считалось необходимым, так как реле проверяет целостность сигнала. Испытания продолжились с сокращенным значением для кодирования. Результаты показаны на рисунке 13.

Обратите внимание, что сокращение значений кодирования сократило задержку в одном направлении всего до 2,0 миллисекунд. Хотя испытания проводились в дождливый день, это существенное улучшение.

4. СРАВНЕНИЕ КАНАЛОВ ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ

В Таблице 4 приводятся сравнительные данные производительности каналов передачи данных.

	ВЧ-канал	Радиосвязь с передачей сигналов в широком спектре	Лицензированная радиосвязь	Опволоконная связь
Отключение по разрешающему сигналу (последовательная связь между реле)	-	~12 мс	-	24 мс (контакты) 6 мс (цифровая)
Отключение по разрешающему сигналу (Ethernet)	16-32 мс	Ранее не испытывалась из-за отсутствия постоянного мониторинга	-	4-20 мс
Блокировка (последовательная связь между реле)	16-32 мс	~12 мс (как и для схемы с разрешающим сигналом)	-	-
Блокировка (Ethernet)	-	20-40 мс	-	4-20 мс
Дифференциальная токовая защита	-	Не рекомендуется	2,0-22,5 мс	2-4 мс

Табл. 4: Канал связи и схема защиты. Сравнение применения

5. ВЫВОДЫ

1. Для выбора схемы защиты линии электропередачи критически важными являются скорость передачи данных, безопасность и надежность.

2. Для обеспечения безопасной, надежной и доступной быстродействующей защиты линии есть широкий выбор вариантов передачи данных.

3. Формат и тип данных, передаваемых между терминалами защиты линии, должен выбираться таким образом, чтобы оптимизировать систему защиты и избежать ненужных задержек при устранении повреждений. Цифровая связь между реле может обеспечить надежность и постоянный мониторинг канала, при этом не происходит существенной задержки при передаче данных.

4. Для дифференциальной токовой релейной защиты линии подходит лицензированная радиосвязь.

5. Соответствующая оценка любой схемы защиты с использованием связи требует использования высокоточных генераторов тактовых импульсов.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] C.R. Mason, The Art and Science of Protective Relaying, John Wiley & Sons Inc., 1956.
- [2] SEL-421 Reference Manual, p. R.1.109. Доступно по адресу:
http://www.selinc.com/instruction_manual.htm.
- [3] D. Carroll, J. Dorfner, T. Lee, and K. Fodero, "Resolving Digital Line Current Differential Relay Security and Dependability Problems: A Case History," proceedings of the 29th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, October 2002.
- [4] S. Sánchez, A. Dionicio, M. Monjarás, M. Guel, G. González, O. Vázquez, J. Estrada, H.J. Altuve, I. Muñoz, I. Yáñez, and P. Loza, "Directional Comparison Protection Over Radio Channels for Subtransmission Lines: Field Experience in Mexico," proceedings of the 34th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, October 2007.
- [5] R. Hunt, M. Adamiak, A. King, and S. McCreery, "Application of Digital Radio for Distribution Pilot Protection and Other Applications," proceedings of the 34th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, October 2007.
- [6] "Using Spread Spectrum Radio Communications for Power System Protection Relaying Applications," IEEE/PSRC Working Group H2, July 2005.
- [7] M. Gugerty, R. Jenkins, and D. Dolezilek, "Case Study Comparison of Serial and Ethernet Digital Communications Technologies for Transfer of Relay Quantities," proceedings of the DistribuTECH Conference and Exhibition, San Diego, CA, February 2007.

БИОГРАФИИ

Кен Фодеро (Ken Fodero) в настоящее время является руководителем по научным исследованиям и разработкам линейки продуктов передачи данных в Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. (SEL) в г. Пулман, штат Вашингтон. До перехода в SEL он в течение четырех лет работал менеджером по продукции в компании Pulsar Technology, г. Корал Спрингс, штат Флорида. До работы в Pulsar Technology Кен работал в течение 15 лет в компании RFL Electronics, и в последнее время занимал должность директора по планированию выпуска продукции.

Рой Моксли (Roy Moxley) имеет степень BSEE университета Колорадо. Он пришел в компанию Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. (SEL) в 2000 году и работает старшим менеджером по продукции. До перехода в SEL он работал в компании General Electric в качестве инженера по применению релейной защиты, инженером технической поддержки в отделе передачи и распределения электроэнергии (T&D), и там же менеджером по работе с корпоративными заказчиками. Он является инженером, зарегистрированным как специалист в данной области в штате Пенсильвания, и является автором множества технических работ, которые были представлены на международных конференциях по релейной защите и автоматизации.

Гектор Дж. Алтув (Hector J. Altuve) получил степень BSEE в 1969 году в Центральном Университете Лас Виллас, Сана Клара, Куба, и степень Ph.D. в 1981 году в Киевском политехническом институте, г. Киев, Украина. С 1969 по 1993 год Dr. Altuve работал на факультете электротехники Центрального университета Лас Виллас. Он работал профессором Graduate Doctoral Program в электротехнической школе при национальном автономном университете в Нуэво Леон, Монтеррей, Мексика, с 1993 по 2000 год. В 1999 и 2000 году он был приглашен для чтения лекций в лабораторию Schweitzer университета штата Вашингтон, на отделение электротехники. В январе 2001 года Dr. Altuve перешел в Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. (SEL), где и работает сейчас специалистом в своей области и директором технологической службы по Латинской Америке. Он является автором и соавтором более 100 технических работ, имеет три патента. Его основные интересы как исследователя обращены к области защиты, управления и мониторинга энергосистем. Dr. Altuve является старшим членом IEEE и выдающимся лектором PES.

Опыт применения дифференциальной защиты пятиконцевой линии 400кВ с продольной компенсацией

Z. GAJIĆ, ABB AB, SA Products, Швеция, zoran.gajic@se.abb.com

I. BRNČIĆ, ABB AB, SA Products, Швеция, ivo.brncic@se.abb.com

F. RIOS, Svenska Kraftnät, Швеция, fidel.rios@svk.se

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Дифференциальная защита линии, компенсация емкостного тока.

1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время многоконцевые линии используются в современных энергосистемах чаще, чем раньше. В частности, они получили широкое распространение в распределительных сетях высокого напряжения (т.е. сетях с номинальными напряжениями 60 кВ – 160 кВ), а также в сетях высокого напряжения. В данной работе описан практический опыт применения такой защиты на примере промышленной установки в Швеции.

2. ПРИМЕНЕНИЕ ЗАЩИТЫ ЛИНИИ 400 КВ С ПРОДОЛЬНОЙ КОМПЕНСАЦИЕЙ

В национальной энергосистеме Швеции 400 кВ в результате развития существующая воздушная линия передачи 400 кВ с продольной компенсацией была преобразована в линию с пятью концами, как показано на рисунке 1.

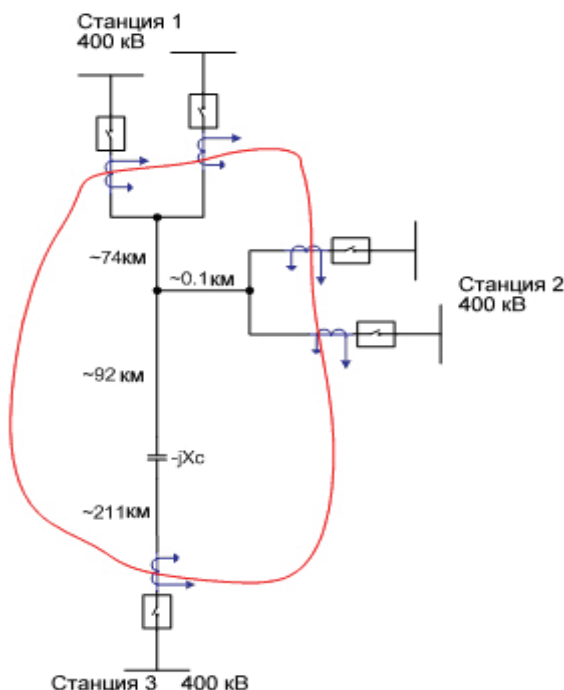


Рис. 1: Последовательно компенсированная воздушная линия 400 кВ

Для данного случая имеются следующие данные:

- Комплексное сопротивление линии прямой последовательности $(0.018 + j \cdot 0.275) \text{ Ом/км}$;
- Комплексное сопротивление линии нулевой последовательности $(0.26 + j \cdot 0.982) \text{ Ом/км}$;
- Трехфазная реактивная мощность, генерируемая линией: 657.5 кВАр/км при 400 кВ (примерно 350А емкостного тока на фазу при 400 кВ для всей длины защищаемой линии);
- Реактивное сопротивление конденсатора продольной емкостной компенсации $-j \cdot 73 \text{ Ом}$;
- Трансформаторы тока защиты имеют следующие коэффициенты трансформации: на Станции 1 – 2000/2, на Станции 2 – 3000/1, на Станции 3 – 2400/2.

Для данного применения в дифференциальной защите используется схема ведущий–ведущий (т.е. каждому реле для работы доступны все измеряемые токи по концам зоны защиты).

Дистанционная защита дополнительно включена в каждое реле защиты для выполнения резервной защиты линии.

Схема дифференциальной защиты линии использует телекоммуникационную сеть SDH/PDH с произвольной маршрутизацией. Поэтому для синхронизации по времени дифференциальные реле используют систему GPS. На станциях имеется по 16 каналов связи по стандарту G.703 со скоростью 64 кбит/с.

3. ОПИСАНИЕ ФУНКЦИИ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ ЛИНИИ

Примененная защита представляет собой реле дифференциальной защиты многоконцевой линии [1], включающее в себя традиционную дифференциальную защиту без торможения/с торможением в сочетании с селектором внутренних/внешних повреждений. Дифференциальная защита с торможением имеет характеристику с двумя наклонными участками торможения (рисунок 2). Дифференциальная защита является пофазно независимой (за исключением случая, когда силовой трансформатор включается в зону защиты). Дифференциальный ток (ток срабатывания) представляет собой модуль векторной суммы всех измеренных токов отдельно для каждой фазы. Ток торможения определяется как максимальный ток из всех токов фаз всех концов линии и является общим для всех трех фаз.

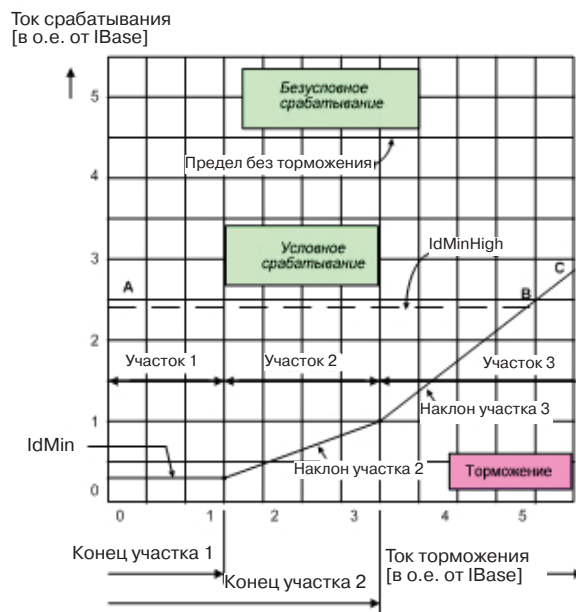


Рис. 2: Тормозная характеристика дифференциальной защиты линии

Если значения дифференциального и тормозного токов основной частоты для соответствующей фазы окажутся в зоне срабатывания тормозной характеристики, то в этой фазе активизируется сигнал запуска. Мгновенное значение дифференциального тока каждой фазы анализируется на наличие 2-й и 5-й гармоник. Если функция активизирована, и содержание указанных гармоник ниже установленных уровней, функция срабатывает. В противном случае функция блокируется до тех пор, пока содержание гармоник не станет ниже заданных уровней. Блокировка действует на ту фазу, в которой был обнаружен высокий уровень гармоник. Также возможно задание режима работы защиты, когда при блокировке по 2-й или 5-й гармонике блокируется срабатывание в других фазах (перекрестная блокировка). Кроме того, в защите имеется функция дифференциальной защиты без блокировки от 2-й и 5-й гармоникам (дифференциальная отсечка).

Селектор повреждений распознает внутренние и внешние повреждения. Его работа основана на анализе составляющей тока обратной последовательности по концам защищаемого объекта. Принцип действия селектора заключается в сравнении фазового угла составляющей тока обратной последовательности на ближнем конце линии с фазовым углом суммы составляющей тока обратной последовательности на удаленных концах линии. Характеристика селектора повреждений показана на рисунке 3. Характеристика направленности задается уставками двух параметров *IminNegSeq* и *NegSeqROA*.



Рис. 3: Характеристика срабатывания селектора внутренних/внешних повреждений

Условно положительным направлением токов принято направление в сторону линии. Таким образом, когда оба сравниваемых тока имеют такое направление, разность фаз между ними в идеальном случае равна нулю, и можно предположить о наличии внутреннего повреждения.

В противном случае, когда один ток поступает в защищаемый объект, а другой вытекает из него, разность фаз в идеале равна 180 градусам, и можно говорить о внешнем повреждении. Когда ток на ближнем конце, или сумма токов обратной последовательности на удаленных концах, оказываются ниже значения заданного уставкой параметра *IminNegSeq* (минимального тока), то селектор повреждений не определяет тип повреждения (внутренние или внешнее). В этом случае автоматически принимается разность фаз между токами обратной последовательности равная 120 градусам. Это значение говорит о невозможности сравнения направлений векторов токов обратной последовательности, а повреждение не классифицируется ни как внутреннее, ни как внешнее.

Когда повреждение определяется как внутреннее, сигнал на отключение подается при условии, что функция защиты с торможением активизирована. При этом в большинстве случаев блокировка функции гармониками не используется. Классификация повреждения селектором повреждений как внешнего приводит к «загрублению» защиты – переводу значений отключения тормозной характеристики от уставки заданной параметром Id_{Min} к уставке параметра $Id_{MinHigh}$.

4. КОМПЕНСАЦИЯ ЕМКОСТНОГО ТОКА

В установившемся режиме емкостные токи воздушных линий и кабелей являются токами прямой последовательности. Они обусловлены и пропорциональны значениям распределенной емкости линии между фазами, а также между фазным проводом и “землей”. Для протяженных высоковольтных силовых линий и, в частности, высоковольтных кабелей, такие емкостные токи могут быть относительно высокими. С точки зрения дифференциальной защиты линии такие емкостные токи являются ложными дифференциальными токами.

В случае линии с двумя концами можно компенсировать такие токи путем измерения напряжения на обоих концах линии и моделируя П-образную схему замещения защищаемой линии [4]. Для многоконцевой линии такой тип компенсации был бы очень сложным и потребовал бы точного описания топологии линии.

В качестве альтернативы для защиты многоконцевой линии в указанных случаях предлагается новый подход, который не требует измерения напряжения и может использоваться для различной конфигурации многоконцевой линии. Дифференциальная защита линии вычисляет значение ложного дифференциального тока за предшествующий период времени установившегося режима и вычитает его из измеренных в текущий момент действующих дифференциальных токов основной частоты. Таким образом, повышается чувствительность дифференциальной защиты линии при внутренних повреждениях через большое активное сопротивление, тогда как внешние повреждения не оказывают большого влияния на функционирование дифференциальной защиты линии. Необходимо отметить, что только симметричные емкостные токи основной частоты предаварийного режима вычитаются (компенсируются) из дифференциальных токов фаз.

В упрощенном виде алгоритм работы выглядит следующим образом. До тех пор, пока не обнаружено никакого повреждения, значения ложных дифференциальных токов основной частоты рассчитываются и сохраняются в течение предшествующих пяти периодов промышленной частоты во внутренней памяти реле. Рассчитывается среднее значение за первые три сохраненные цикла. Это значение используется в качестве значения зарядного емкостного тока. Значения емкостного тока не обновляются при выявлении повреждения или при нарушении нормального режима работы. Процесс обновления возобновляется спустя пять периодов промышленной частоты после восстановления установившегося нагрузочного режима работы линии. Принципы такого алгоритма компенсации показаны на рисунке 4. Расчетное значение емкостного тока представлено в первичных амперах как рабочие значения функции дифференциальной защиты многоконцевой линии [1].

Непрерывное применение данного метода компенсации емкостного тока обеспечивает практически нулевое (или очень близкие к нулю) действующее значение токов основной частоты во всех трех фазах в установившемся нагрузочном режиме линии. Таким образом, рассчитанные (скомпенсированные) дифференциальные токи основной частоты во время повреждения не подвержены влиянию со стороны зарядного емкостного тока линии. Необходимо отметить, что это приближенный метод. Однако, это очень эффективный способ повышения чувствительности дифференциальной защиты при внутренних повреждениях через большое активное сопротивление, что является первостепенной целью алгоритма компенсации емкостного тока. Как показано в настоящем докладе, такой подход работает даже для применения в защитах протяженных воздушных линий с продольной компенсацией.

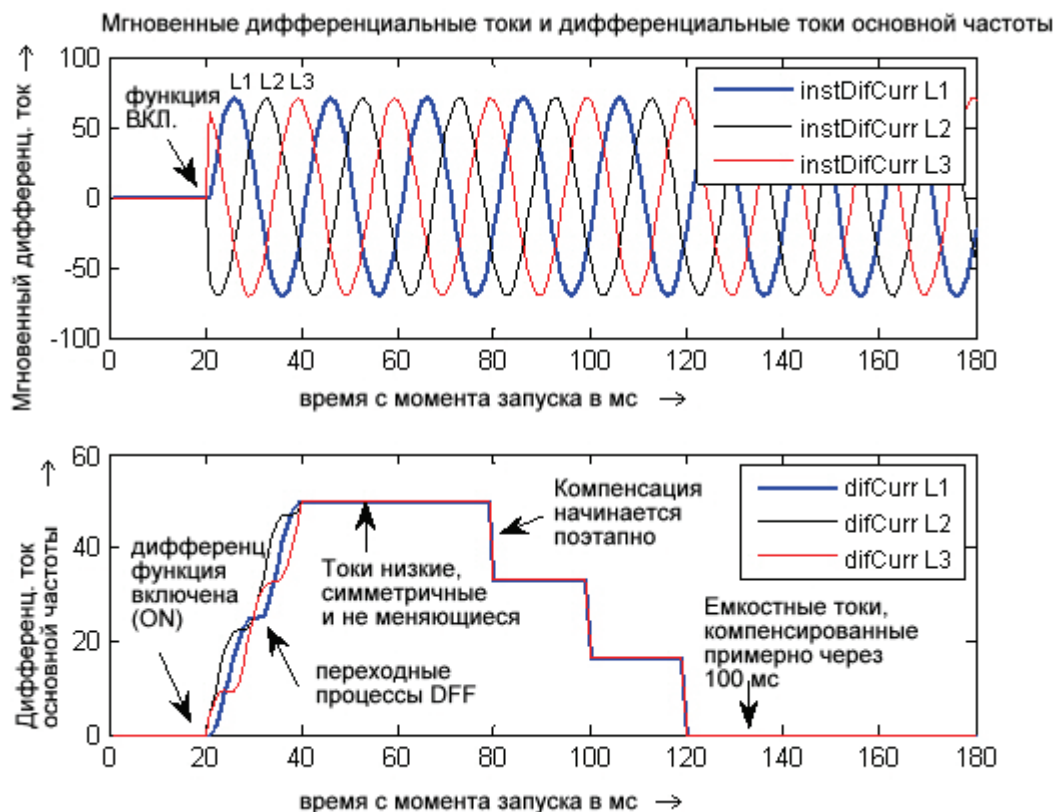


Рис. 4: Принципы работы алгоритма компенсации

5. АНАЛИЗ РАБОТЫ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ НА ОСНОВЕ РЕАЛЬНОГО ВНУТРЕННЕГО ПОВРЕЖДЕНИЯ

Дифференциальная защита многоконцевой линии (рисунок 1) находилась в эксплуатации в течение более 1,5 лет. Во время как внешних, так и внутренних повреждений на линии защита функционировала корректно. Две полученные осциллограммы представлены в данной работе. Обе осциллограммы были зафиксированы интеллектуальным электронным устройством дифференциальной защиты линии на станции 3. Первая осциллограмма – это внутреннее КЗ L2-L3-земля, вызванное молнией. Было установлено, что место возникновения повреждения находится в 99 км от станции 1. Предполагаемое активное сопротивление составляло примерно 24 первичных Ом. Вторая осциллограмма зарегистрирована во время внутреннего повреждения L2-земля. Местоположение повреждения находилось примерно в 7 км от станции 1. Активное сопротивление в месте повреждения составляло примерно 8 первичных Ом. Причина повреждения не выявлена. Дифференциальная защита работала корректно в обоих случаях внутренних повреждений.

На рисунках 5 и 6 показаны осциллограммы токов и напряжений, зафиксированные интеллектуальным устройством дифференциальной защиты линии, установленным на станции 3:

- Формы кривой фазных напряжений на станции 3 в кВ;
- Формы кривой токов фаз на станции 3 в кА;
- Действующее значение тока торможения, действующие значения дифференциальных токов фаз и действующее значение дифференциального тока обратной последовательности, рассчитанные реле дифференциальной защиты;
- Мгновенные дифференциальные токи фаз линии в первичных амперах, рассчитанные реле дифференциальной защиты линии.

Необходимо отметить, что на всех осциллограммах момент срабатывания защиты показан на вертикальной линии в момент времени $t=0,000$ с (т.е. появление сигнала отключения от защиты).

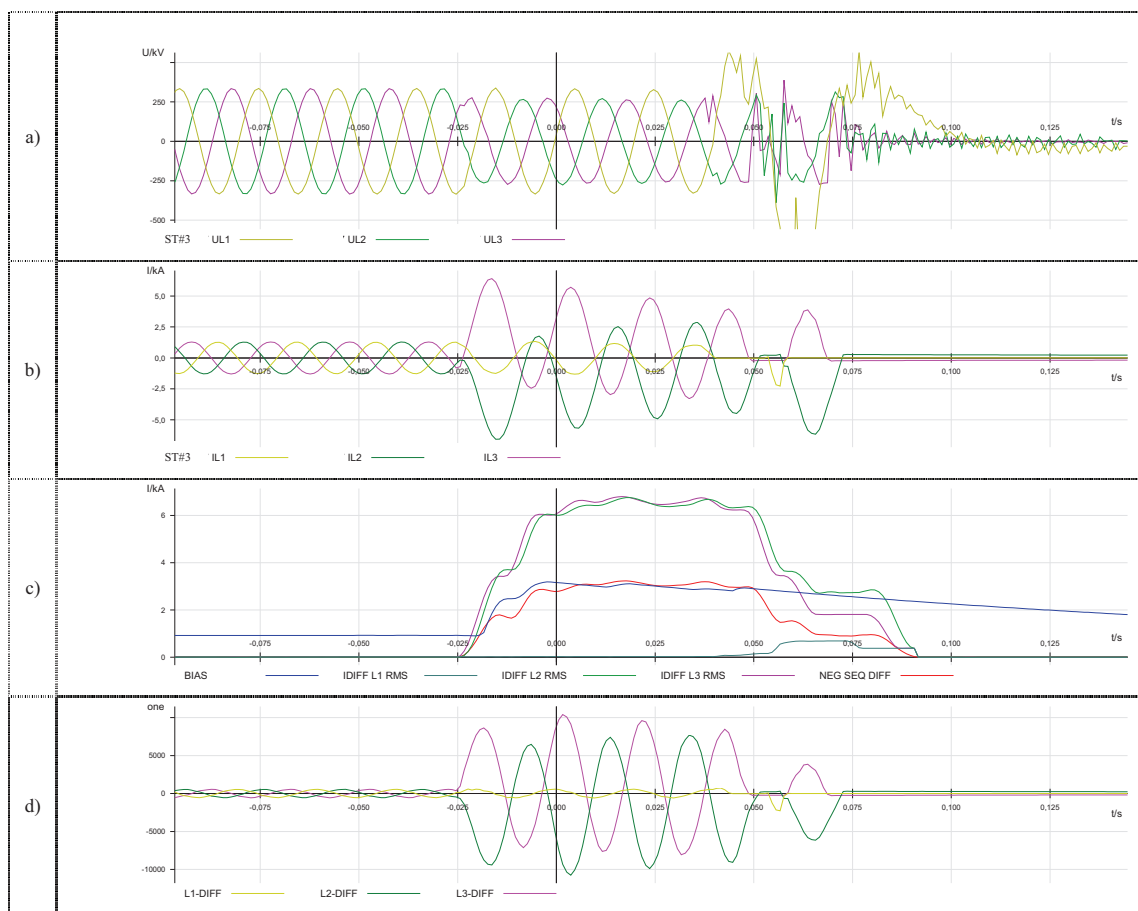


Рис. 5: Осциллограмма внутреннего повреждения L2-L3-земля в 99 км от станции 1

Из Рисунка 5 видно, что КЗ возникло между L2-L3-землей и находилось на удаленном расстоянии от станции 3. Интересно отметить, что действующие значения мгновенных дифференциальных токов до момента повреждения равны примерно 380 А во всех трех фазах (рисунок 5d), в то время как действующие значения скомпенсированных дифференциальных токов практически равны нулю (рисунок 5c), вследствие использования ранее описанного метода компенсации. Необходимо отметить, что действующее значение дифференциального тока в неповрежденной фазе сохраняется равным нулю во время повреждения. Действующее значение междуфазного напряжения на станции 3 до повреждения было равно 410 кВ.

На Рисунке 6 показано, что повреждение возникло между L2 и землей, а его местоположение находилось на удаленном расстоянии от станции 3. Интересно отметить, что действующие значения мгновенных дифференциальных токов до момента повреждения равны примерно 380 А во всех трех фазах, (рисунок 5d), в то время как действующие значения скомпенсированных дифференциальных токов практически равны нулю (рисунок 5c), вследствие использования ранее описанного метода компенсации. Необходимо обратить внимание на то, что действующие значения дифференциального тока в неповрежденных фазах остаются равными нулю во время повреждения. Действующее значение междуфазного напряжения на станции 3 до повреждения было равно 409 кВ.

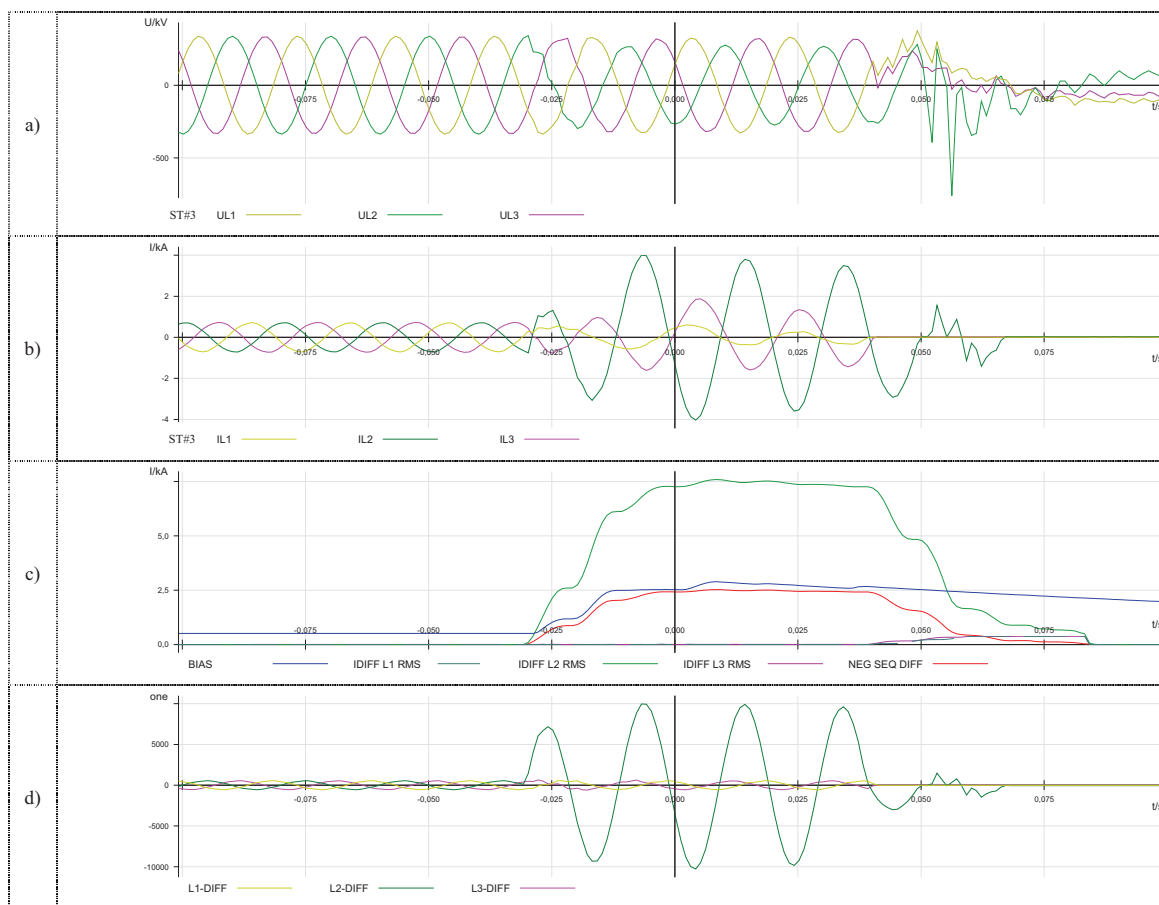


Рис. 6: Осциллограмма внутреннего повреждения L2-земля в 7 км от станции 1

6. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящем докладе показано, что дифференциальная защита многоконцевой линии является хорошим решением для защиты протяженных многоконцевых линий с продольной емкостной компенсацией. Предлагаемый метод компенсации емкостного тока не требует измерений напряжения. Он хорошо зарекомендовал себя на практике. Сочетание дифференциальной защиты многоконцевой линии с дистанционной защитой представляет собой надежное решение для защиты таких линий.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- [1] ABB Document 1MRK 505 186-UEN, “Application manual, Line differential protection IED RED 670”, Product version: 1.1, ABB Power Technologies AB, Västerås, Sweden, Issued: March 2007.
- [2] Z. Gajić, I. Brnčić, T. Einarsson, B. Ludqvist: “Practical Experience from Multiterminal Line Differential Protection Installations”, International Conference on Relay Protection and Substation Automation of Modern EHV Power Systems, Moscow – Cheboksary, Russia, September 2007.
- [3] S. Holst, I. Brnčić, D. Shearer, R. Mangelred, K. Koreman: “Problems and Solutions for AC Transmission Line Protection under Extreme Conditions caused by Very Long HVDC Cables”, Study Committee B5 Colloquium, Madrid, Spain, October 2007.
- [4] ABB Document 1MRK 506 081-UEN, “Technical reference manual, Line differential and distance protection Terminal REL 561”, Product version: 2.3, ABB Automation Products AB, Västerås, Sweden, Issued: 2001.

Применение систем искусственного интеллекта в дистанционной защите линии электропередачи

**TAMER S. KAMEL, M.A. MOUSTAFA HASSAN,
AHDAV EL-MORSHEDY**

***Electrical Power and Machines Department,
Faculty of Engineering, Cairo University
Arab Republic of EGYPT**

Corresponding E-Mail: mmustafa@eng.cu.edu.eg

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Дистанционная релейная защита, Адаптивная нейро-нечеткая система (АННС), Метод Искусственного Интеллекта, Определение Повреждения, Классификация Повреждений, Определение Места Повреждения

1. ВВЕДЕНИЕ

Традиционно для защиты линий электропередачи применяется дистанционный принцип. В основе такой защиты лежит принцип замера сопротивления линии, пропорционального ее длине. Хотя основы дистанционной защиты были разработаны довольно давно [1-2], вопросы теоретического обоснования и практического применения дистанционной защиты все еще активно исследуются. В последнее время, в системах энергоснабжения активно внедряются цифровые технологии, в том числе и в релейной защите. Изменения дистанционной защиты главным образом связаны с применением более эффективных методов фильтрации (фильтры Фурье, вейвлет-преобразования, фильтры Калмана и т.п.). Это позволило уменьшить время срабатывания защит. По сравнению с электромеханическими и статическими реле улучшились критерии принятия решения на отключение. Более того, обычная дистанционная защита чаще всего разрабатывается с фиксированными основными уставками. Точность срабатывания дистанционной защиты может зависеть от различных условий повреждения и изменений конфигурации сети. Помимо этого, такие схемы являются детерминированными системами вычислений и принятия решений, основанными на моделировании с использованием традиционных математических инструментов (таких как дифференциальные уравнения). Такой подход не очень подходит для некорректно определенных или неопределенных систем. С другой стороны, интеллектуальные вычислительные методы, такие как система нечеткого логического вывода (СНЛВ), АННС, и искусственные нейронные сети (ИНН) могут моделировать качественные аспекты знаний человека и восстанавливать процесс без привлечения количественного анализа. Поэтому сегодня этим возможностям уделяется большое внимание, особенно при отсутствии простой и четкой математической модели. Такие модели характеризуются неизбежными неопределенностями, возникающими при изменениях и/или неточностях в системах реального времени [3-4].

В последнее время были опубликованы некоторые интересные исследования, использующие методы нейронных сетей и нечеткой логики для определения вида и места повреждения в линиях электропередачи. Эти методы улучшают подавление негармонических компонент постоянного тока и определение симметричных составляющих токов линии [5-11]. В данной статье применяется метод искусственного интеллекта. Этот метод использует адаптивную нейро-нечеткую систему. Главное преимущество такого подхода заключается в устранении сложностей в алгоритмах дистанционной защиты, связанных с традиционным измерением напряжений и токов. Эти трудности возникают из-за свойств некоторых параметров, таких как угол включения повреждения, сопротивление повреждения и расстояние до места повреждения.

Данная статья сводит вместе возможности обучения нейронной сети и робастность систем нечеткой логики. Нейронная сеть имеет недостаток в неявном представлении знаний, тогда, как системы нечеткой логики субъективны и эвристичны. Определение нечетких правил, масштабирующих коэффициентов на входах и выходах и выбор функций принадлежности зависит от проб и ошибок, которые делают построение системы нечеткой логики трудоемкой задачей. Эти недостатки систем нейронных сетей и нечеткой логики исключаются при объединении теории ИНС и системы нечеткой логики. Это также позволяет создать естественную структуру для объединения как цифровой информации в виде пары вход-выход, так и лингвистической информации в виде правил «Если – То».

2. АДАПТИВНАЯ НЕЙРО-НЕЧЕТКАЯ СИСТЕМА

Система нечеткого логического вывода применима только для моделей, где структура правил по существу predetermined мнением пользователя о характеристиках переменных в модели. Рассматривались только произвольно заданные постоянные функции принадлежности. Однако, в некоторых случаях коэффициенты функции принадлежности не могут быть выбраны только исходя из имеющихся данных. Скорее следует выбирать параметры путем подбора, подгоняя входные и выходные данные, чтобы учесть все типы изменений значений в данных. В таком случае, необходимость адаптивной нейро-нечеткой системы становится очевидной.

Нейро-адаптивные методы обучения обеспечивают процесс обучения для нечеткого моделирования, используя информацию из набора данных. Вычисляются параметры функции принадлежности, которые наилучшим образом удовлетворяют системе нечеткого логического вывода, чтобы отслеживать подаваемые данные вход/выход. Сетевая структура подобная нейронной сети может быть использована для интерпретирования карты вход/выход. Так она расставляет входы через входные функции принадлежности и соответствующие параметры, и затем через выходные функции принадлежности и соответствующие параметры для выходов.

Параметры, привязанные к функциям принадлежности, изменяются во время процесса обучения. Вычисление этих параметров или их уточнение осуществляется при помощи вектора градиента. Этот вектор градиента характеризует то, насколько хорошо нечеткая система моделирует данные вход/выход для заданного набора параметров. Когда получен вектор градиента, любая из нескольких процедур оптимизации может быть применена для того, чтобы уточнить параметры или уменьшить некоторую ошибку измерения. Это ошибочное измерение обычно определяется через сумму разности квадратов между текущими и получаемыми выходами. АННС в программном комплексе MATLAB использует комбинацию из наименьших квадратов и обратную связь для уточнения параметра функции принадлежности и также имеет несколько свойств:

- система типа Сугэно нулевого порядка;
- имеет один выход, полученный методом средневзвешенного. Все выходные функции принадлежности постоянны;
- не имеет правила разделения. Разные правила не разделяют одну и ту же выходную функцию принадлежности, а именно: число выходных функций принадлежности должно быть равно числу правил.

На рисунке 1 показана архитектура АННС, содержащая вход, фаззификацию, внутренние слои и слой дефаззификации. Сеть может быть представлена как наличие входов с N нейронами во входном слое и F входными функциями принадлежности для каждого входа, с $F \cdot N$ нейронами в слое фаззификации. F^N правил с F^N нейронами во внутренних и дефаззификационном слоях и один нейрон в выходном слое. Для упрощения принимается, что система нечеткого логического вывода имеет два входа x и y и один выход z как показано на рисунке 1. Для нечеткой модели Сугэно нулевого порядка, общий набор правил, состоящий из двух правил «Если-То» имеет вид:

Правило 1: Если x равен A_1 и y равен B_1 , то $f_1=r_1$ (1)

Правило 2: Если x равен A_2 и y равен B_2 , то $f_2=r_2$ (2)

Здесь выход i -того узла в слое n обозначен как $O_{n,i}$.

Слой 1

Каждый узел i в данном слое является адаптивным узлом с узловой функцией:

$$O_{i,i} = \mu A_i(x) \text{ для } i=1,2,3 \quad \text{или} \quad (3)$$

$$O_{i,i} = \mu B_{i-3}(y) \text{ для } i=4,5,6 \quad (4)$$

Где x (или y) вход к узлу i и A_i (или B_i) – это лингвистическая метка, связанная с этим узлом. Другими словами $O_{i,i}$ – уровень принадлежности нечеткого набора A_1, A_2 и A_3 (или B_1, B_2 и B_3) и обозначает угол, к которому данный вход x (или y) удовлетворяет значению A (or B).

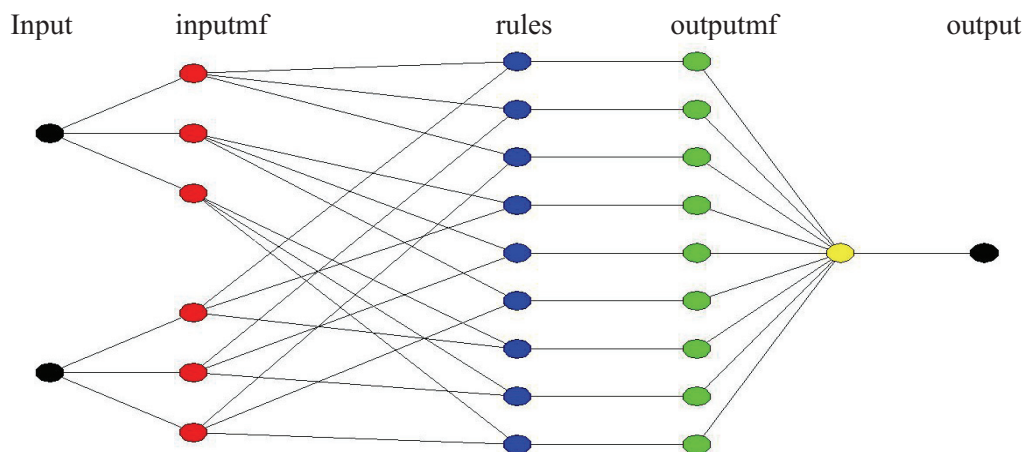


Рис. 1: Архитектура АННС

Ниже показана функция принадлежности для A (или B), которая является треугольной функцией принадлежности:

$$\text{Левый: } \mu^L(u) = \begin{cases} 1 & \text{если } u \leq c^L \\ \text{Max} \left\{ 0, 1 + \frac{c^L - u}{0.5w^L} \right\} & \text{иначе} \end{cases} \quad (5)$$

$$\text{Центр: } \mu^C(u) = \begin{cases} \text{Max} \left\{ 0, 1 + \frac{c - u}{0.5w} \right\} & \text{иначе} \\ \text{Max} \left\{ 0, 1 + \frac{u - c}{0.5w} \right\} & \text{если } u \leq c \end{cases} \quad (6)$$

$$\text{Правый: } \mu^R(u) = \begin{cases} 1 & \text{иначе} \\ \text{Max} \left\{ 0, 1 + \frac{u - c^R}{0.5w^R} \right\} & \text{если } u \leq c^R \end{cases} \quad (7)$$

Заметим, что выражение (5) c^L обозначает «точку насыщения» и w^L обозначает наклон разрозненности и ненулевую часть μ^L как показано на рисунке 2. Аналогично для μ^R . Для μ^C заметим, что c центр

треугольника и w базовая ширина. c^L, c^R, c, w^L, w^R, w – набор параметров. Изменение значений этих параметров приводит соответственно к изменению треугольной функции. Таким образом, это демонстрирует различные формы функций принадлежности для нечеткого множества A . Параметры в данном слое имеют отношение к параметрам исходных условий.

Слой 2

Каждый узел в данном слое – фиксированный узел, чей выход это произведение всех входящих сигналов:

$$O_{2,i} = w_i = \mu_{A_i}(x) \mu_{B_i}(y) \quad i=1,2,3 \quad (8)$$

выход каждого узла воспроизводит запускающую силу правила.

Слой 3

Каждый узел i в этом слое является адаптивным узлом с функцией:

$$O_{3,i} = w_i f_i = w_i r_i \quad i=1,2,3, \quad (9)$$

где r_i – набор параметров этого узла. Параметры в этом слое имеют отношение к итоговым параметрам.

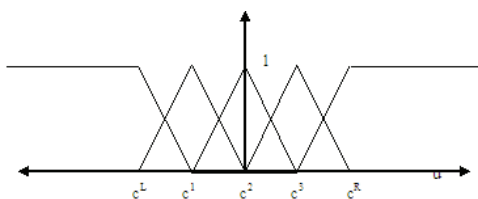


Рис. 2.: Входная треугольная функция принадлежности

Слой 4

Одиночный узел в данном слое является заданным узлом, который вычисляет общий выход через сумму всех входящих сигналов:

$$\text{Общий выход} = O_{4,i} = \frac{\sum_i w_i \cdot f_i}{\sum_i w_i} \quad i=1,2,3. \quad (10)$$

Из структуры системы АННС на рисунке 1 видно, что значения исходных параметров зафиксированы, тогда общий выход может быть выражен как линейная комбинация последовательности параметров. Формально, окончательный выход в слое 4 может быть записан как:

$$O_{4,i} = \frac{\sum_i w_i \cdot f_i}{\sum_i w_i} = \frac{w_1}{w_1 + w_2 + w_3} f_1 + \frac{w_2}{w_1 + w_2 + w_3} f_2 + \frac{w_3}{w_1 + w_2 + w_3} f_3. \quad (11)$$

Так w_1, w_2 и w_3 рассматриваются как константы. Следовательно, выражение (2) может быть записано как:

$$O_{4,i} = c_1 \cdot r_1 + c_2 \cdot r_2 + c_3 \cdot r_3, \quad (12)$$

где

$$c_1 = \frac{w_1}{w_1 + w_2 + w_3}, \quad c_2 = \frac{w_2}{w_1 + w_2 + w_3}, \quad c_3 = \frac{w_3}{w_1 + w_2 + w_3}. \quad (13)$$

Это линия относительно итоговых параметров r_1 , r_2 , и r_3 . Исходя из этого, можно заключить:

- S = набор всех параметров,
- $S1$ = набор исходных (нелинейных) параметров,
- $S2$ = набор итоговых (линейных) параметров.

Следовательно, общий выход будет:

$$O_{4,i} = F(i, S), \quad (16)$$

где i – вектор входных переменных, F – итоговая функция, выполняемая адаптивной сетью и S – множество всех параметров, которое может быть разделено на два подмножества

$$S = S1 \oplus S2, \quad (17)$$

где \oplus представляет прямую сумму.

Следовательно, гибридный алгоритм обучения может быть применен напрямую. Более детально, сигналы ошибки заводятся назад, и исходные параметры обновляются через разность градиента (РГ), далее узловые выходы продвигают сигналы вперед до третьего уровня, а итоговые параметры определяются через метод наименьших квадратов (МНК). Такое гибридное обучение организовано по следующим этапам:

- а) Линейные и нелинейные параметры различимы;
- б) На каждой итерации РГ обновляются нелинейные параметры;
- в) МНК применяется для определения линейных параметров.

3. СРЕДА МОДЕЛИРОВАНИЯ

В качестве среды для моделирования выбран программный комплекс MATLAB. В нем создаются модели энергосистем и релейной защиты. Для детального моделирования сети энергоснабжения и имитации интересующих режимов используется программный комплекс ATP. Таким образом, настройка сценариев и алгоритмов релейной защиты реализована в среде MATLAB, в то время как генерация данных для обучения и тестирования этого алгоритма проводится в ATP.

4. ЗАЩИЩАЕМАЯ ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Однолинейная схема линии показана на рисунке 3. Она состоит из двух цепей длиной 80 км, напряжение 66кВ и мощность короткого замыкания 2 ГВА.

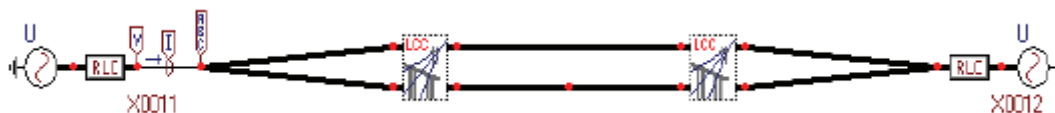


Рис 3: Однолинейная схема линии электропередачи

5. ПРЕДЛАГАЕМАЯ ДИСТАНЦИОННАЯ ЗАЩИТА

Для определения повреждения в ЛЭП используется определитель повреждения, который затем запускает определитель вида повреждения (ОВП) и определитель места повреждения (ОМП). Модуль ОВП будет анализировать значения напряжения и токов при повреждении. Это позволит

определить тип замыкания: однофазное на землю, междуфазное, двойное на землю или трехфазное. С другой стороны модуль ОМП также использует напряжения и токи замыкания, чтобы рассчитать место повреждения от точки установки защиты. В заключении блок управления, получив решения от трех модулей, отключит выключатель в случае повреждения через цепь управления как показано на рисунке 4, в то время как выходы ОВП или классификатора повреждений и ОМП позволяют идентифицировать тип повреждения и место соответственно.

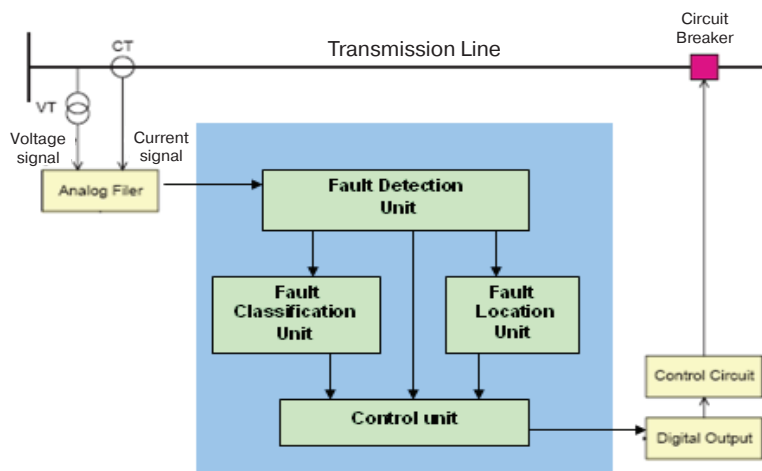


Рис. 4: Схема дистанционной защиты

5.1. Модуль определения повреждения

Модуль определения повреждений (МОП) является главным модулем в предлагаемой схеме защиты системы электропередачи

5.1.1. Обучающие данные

Обучающие данные используются для настройки АННС модуля определения повреждения и берутся из данных предаварийного и аварийного режимов. Выбираются аварийные режимы всех типов повреждений для расстояний до места повреждения (D_f) 5%, 40% и 80% от длины линии со временем КЗ (T_f) 5 мс и переходным сопротивлением (R_f) 0 и 100 Ом. Всего 69 случаев. Входные данные для модуля определения: сопротивления для каждой фазы (амплитуда и фаза, 6 входов данных), отнесенные к значениям предаварийного режима. Сопротивления рассчитываются по напряжениям и токам после преобразования Фурье каждые 10 мс на основной частоте.

Выходные данные АННС следующие:

- $-1 \leq \text{output} < 0.5$ для предаварийных (нормальных) режимов.
- $0.5 \leq \text{output} < 3$ для аварийных режимов.

5.1.2. АННС определитель

АННС определитель состоит из 6 нейронов во входном слое, $N = 6$, трех треугольных функций принадлежности для каждого входа $F = 3$ и постоянной функции принадлежности для выхода как описано в [14].

5.1.3. Проверочные данные

Проверочные данные выбираются для различных повреждений и нормальных режимов. Аварийные режимы рассматриваются при различных расстояниях до места повреждения, переходных сопротивлениях, времени замыкания и видах замыканий, которые не брались для обучающих данных. Некоторые из них показаны в Таблице 1. Для моделирования биений в питающей и нагрузочной части

энергосистемы используются предаварийные режимы при различных изменениях напряжения и частоты двух генераторов в пределах допустимых значений. Некоторые из них показаны в таблице 2, где представлены изменения напряжения и частоты двух генераторов.

Tf	Rf	Df о.е	Тип КЗ	Za о.е	Za ф	Zb о.е	Zb ф	Zc о.е	Zc ф	Выход
0.007	50	0.1	B-G	0.95	160.2	0.45	-265	1.06	156.6	1.8
0.007	50	0.1	B-C	0.97	157.5	0.49	-270	0.57	164	2.4
0.002	100	0.6	A-B-G	0.2	124.4	0.99	-244	0.2	98.9	1.3
0.002	100	0.6	A-B-C	0.27	49.1	0.13	-325	0.23	108.9	1
0.004	25	0.35	C-G	1.02	157.9	0.94	-245	0.55	120.7	1.3
0.004	25	0.35	A-B-C-G	0.17	57.3	0.12	-320	0.19	100.2	1

Табл. 1: Проверочные данные для МОП и его выходы при аварийных режимах

% V1	% V2	f1 Гц	f2 Гц	Za о.е	Za ф	Zb о.е	Zb ф	Zc о.е	Zc ф	Выход
-5	0	-0.02	-0.02	0.69	175.15	0.74	-190	1.16	183.92	0
-5	-5	0.02	0.02	1	156.71	1	-247	1	157.37	0.05
0	5	-0.02	-0.02	0.71	174.52	0.76	-192	1.16	182.45	0
5	5	0.02	0.02	1	156.71	1	-247	1	157.37	0.05

Табл. 2: Проверочные данные для МОП и его выходы при нормальных режимах

5.2. Модуль классификации повреждений

Модуль классификации повреждений (МКП) это следующий модуль, работающий после МОП.

5.2.1. Обучающие данные

Обучающие данные, использованные для обучения АННС МКП повреждений, брались при расстоянии до места повреждения: (Df) 5%, 10%, 20%, 30%, 40%, 50%, 60%, 70% и 80% от длины линии для всех типов замыканий (однофазное на землю, междуфазное, двойное на землю или трехфазное) со временем повреждения (Tf) 2 мс, при переходных сопротивлениях (Rf) 0, 25, 50 и 100 Ом. Всего 396 случаев. Входные данные для АННС классификации: это сопротивления трех фаз (амплитуда и фаза) и сопротивление нулевой последовательности (7-ой вход) отнесенные к значениям предаварийного режима, которые рассчитываются по напряжениям и токам после преобразования Фурье на основной частоте каждые 20мс. В то время как выходные данные АННС следующие:

- $0.5 \leq \text{output} < 1.5$ для однофазного замыкания на землю
- $1.5 \leq \text{output} < 2.5$ для междуфазного КЗ
- $2.5 \leq \text{output} < 3.5$ для двухфазного на землю
- $3.5 \leq \text{output} < 4.5$ для трехфазного

5.2.2. АННС классификатор

АННС классификатор состоит из 7 нейронов во входном слое, $N = 7$, трех треугольных функций принадлежности для каждого входа $F = 3$ и постоянной функции принадлежности для выхода как описано в [15].

5.2.3. Проверочные данные

Проверочные данные выбирались для различных состояний повреждения при различных расстояниях до места повреждения, времени продолжительности замыкания и разных типах замыканий, которые отличны от тех, что были выбраны для обучения. Некоторые из них показаны в Таблице 3.

Tf	Rf	Df о.е	Тип замыкания	Io о.е	Za о.е	Za ф	Zb о.е	Zb ф	Zc о.е	Zc ф	Выход
0.004	0	0.15	A-B	1.96	0.03	-7.1	0.02	86.2	0.93	-166	2.3
0.004	0	0.15	A-B-G	198.65	0.02	4	0.02	65	0.67	-162	3.08
0.01	25	0.25	B-G	53.36	0.9	134.5	0.59	37.3	0.95	-202	1.2
0.01	25	0.25	A-B-C-G	18.64	0.06	37.3	0.19	33.1	0.09	6.9	4.1
0.006	100	0.45	C-A-G	6.3	0.06	69.2	1	141.5	0.08	-0.13	2.51
0.006	100	0.45	A-B-C	1	0.74	34.2	1.08	49.4	1.16	38.75	4.02

Табл. 3: Проверочные данные для МКП и его выходы

5.3. Модуль ОМП

Модуль ОМП использует данные от МОП. Модуль классификации и ОМП работают параллельно, как показано на рис. 4.

5.3.1. Обучающие данные

Обучающие данные используются для обучения АННС модуля ОМП и брались при следующих значениях: (Df) 5%, 10%, 15%, 20%, 30%, 40%, 50%, 60%, 70% и 80% при всех типах замыканий, (Tf) 2 мс и (Rf) 0, 25, 50 и 100 Ом.

5.3.2. АННС локатора

АННС ОМП состоит из 6-ти нейронов во входном слое, $N = 6$, четырех треугольных функций принадлежности для каждого входа, $F = 4$ и постоянной функции принадлежности для выхода.

5.3.3. Проверочные данные

Проверочные данные выбираются случайным образом из естественных различных аварийных режимов, полученных в процессе эксплуатации при разных местах повреждения, через разное переходное сопротивление, для разного времени и типа замыканий, которые отличаются от данных для обучения. Кроме того, к проверочным данным был добавлен белый шум для моделирования ошибки измерений напряжений и токов. Некоторые из них показаны в таблице 4.

6. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной статье была предложена система на базе искусственного интеллекта ИИ для дистанционного принципа защиты линий электропередач. Представленная система ИИ демонстрирует способность успешно решать три главные задачи релейной защиты. Для всех случаев проверочных данных определение и классификация повреждения было верным. АННС локатора имеет максимальную погрешность 8% для различных переходных сопротивлений, времени и типа замыканий.

Tf	Rf	Тип замыкания	Za о.е	Za ф	Zb о.е	Zb ф	Zc о.е	Zc ф	Df о.е	% Погрешность
0.013	91	DL	0.98	142.3	2.59	147.1	1.38	-250	0.76	1.2
0.007	54	TL	0.47	21	0.67	25.3	0.61	21.3	0.56	5.4
0.002	78	DLG	0.09	75.4	1.02	138.7	0.14	5.9	0.79	3.6
0.011	74	SLG	1	138.3	1.02	142.8	1.67	-228	0.68	5.8
0.016	3	DLG	0.02	3.2	0.02	81.8	0.7	-166	0.15	7
0.012	22	TL	0.17	15.4	0.21	-344	0.19	20	0.4	2.5
0.006	86	DL	1	-220	4.95	94.9	1.03	92.8	0.51	0.5
0.014	18	DLG	0.01	-8.7	0.01	128.4	0.8	-141	0.05	2.8
0.013	20	TL	0.17	14.3	0.21	15.5	0.2	19.8	0.46	8
0.01	60	DLG	0.06	81.3	1	141.5	0.09	11.9	0.48	7

Табл. 4: Проверочные данные для модуля ОМП и его погрешность в процентах

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Sunil S. Rao, "Switchgear and Protection", 10th Edition, KHANNA Publishers, Delhi, 1994.
- [2] W. Mark Carpenter "IEEE Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines", IEEE Std C37.113, 1999.
- [3] Jacek M. Zurada, "Introduction to Artificial Neural Systems", 1st Edition, PWS Publishing Company, Boston, 1995.
- [4] Kevin M. Passino and Stephen Yurkovich, "Fuzzy Control", 1st Edition, Addison Wesley Longman, Inc., California, 1998.
- [5] Dalia Farouk Mohamed, "A New Design of an Intelligent Digital Distance Protective Relay" PhD Dissertation Submitted to the Office of Graduate Studies of Cairo University, 2007.
- [6] Slavko Vasilic, "Fuzzy Neural Network Pattern Recognition Algorithms For Classification Of The events In Power System Network", PhD Dissertation Submitted to the Office of Graduate Studies of Texas A&M University 2004.
- [7] Abeer Galal Saad, "Digital Relaying of High Voltage Transmission Lines by Artificial Neural Networks", Master Dissertation Submitted to the Office of Graduate Studies of Cairo University 2004.
- [8] P.K. Dash, A.K. Pradhan, and G. Panda: "A Novel Fuzzy Neural Network Based Distance Relaying Scheme", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 15, No. 3, pp. 902-907, 2000.
- [9] D.V. Coury and D.C. Jorge, "Artificial Neural Network Approach to Distance Protection" IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 13, No. 1, pp. 102-108, 1998.
- [10] Huisheng Wang and W. W. Keerthipala, "Fuzzy-Neuro Approach to Fault Classification for Transmission Line Protection" IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 13, No. 4, pp. 1093-1104, 1998.
- [11] M. Jayabharata Reddy and D.K. Mohanata, "Performance Evaluation of Adaptive Network Based Fuzzy Inference System Approach for Location of Faults on Transmission Lines Using Monte Carlo Simulation". This paper has been accepted for publication in a future issue of IEEE journal, but has not been fully edited, 2007.
- [12] MATLAB R2008a.
- [13] ATPDraw version 3.5.
- [14] Tamer S. Kamel, and M. A. Moustafa Hassan, "On-Line Trained Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System for Distance Relay of Transmission line Protection", Accepted for presentation at "The 2009 World Congress on Electronics and Electrical Engineering, (WCEEENG'09), April 6-9, 2009, Cairo, Egypt.
- [15] Tamer S. Kamel, and M.A. Moustafa Hassan, "Adaptive Neuro Fuzzy Inference System For Fault Location in Transmission Lines", Accepted for presentation at "The 2009 World Congress on Electronics and Electrical Engineering", (WCEEENG'09), April 6-9, 2009, Cairo, Egypt.

Современная релейная защита с датчиками тока на базе катушки Роговского

ЛЮБОМИР А. КОДЖОВИЧ¹, МАРТИН Т. БИШОП²

Cooper Power Systems
USA

ВВЕДЕНИЕ

Традиционно в релейной защите применяются ферромагнитные измерительные трансформаторы тока (ТТ). Однако, даже когда традиционные ТТ используются в новых микропроцессорных реле, всем известные проблемы ТТ, такие как насыщение и остаточная намагниченность оказывают такой же эффект на работу реле, как и в традиционных схемах. Другие недостатки ТТ – большие размер и масса и высокие напряжения, возникающие при обрыве первичных токовых цепей.

В статье рассмотрены интегрированные системы защиты, состоящие из микропроцессорных многофункциональных реле, Ethernet-коммутаторов, и датчиков тока на базе катушки Роговского, которые полностью обеспечивают защиту подстанции. Дифференциальные защиты линии и трансформатора работают по каналу связи. Ethernet-коммутаторы управляют связью между реле так же, как Ethernet-трафиком между подстанцией и локальной внутренней сетью (ЛВС). Также обеспечивается удаленный доступ к реле с офисных ПК для корректировки уставок и просмотра/загрузки осциллограмм и событий. Представленные здесь схемы защиты, реализованы в Idea-реле фирмы Cooper Power Systems¹, которые представляют собой полнофункциональные микропроцессорные IED для защиты, наблюдения и управления. Idea-реле также повышают надежность электроснабжения и обеспечивают измерение, контроль, связь, и функции программируемых логических контроллеров (PLC) для автоматизации, EMS и SCADA. В этих реле могут устанавливаться 2 различных типа плат аналоговых входов – первый тип для подключения к измерительными трансформаторами тока, второй – для подключения к катушкам Роговского.

Idea-реле используют пакет рабочих программ ProView, разработанный для ПК, управляемых операционной системой Microsoft Windows. Программа Idea Workbench, входящая в состав ProView позволяет пользователю настроить функции защиты и управления. Типовые схемы защиты включают защиту линии, дифференциальную защиту трансформатора, защиту вращающихся машин, дифференциальную защиту шин, защиту конденсаторной батареи и защиту токоограничивающего реактора.

Раздел Communications в Idea Workbench дает пользователю возможность выбрать протокол связи для подключения к SCADA-системам, а также для настройки параметров. Дифференциальная защита, представленная здесь, основана на PeerComm методе связи, который обеспечивает связь «точка-в-точку» по последовательному каналу связи с оригинальным протоколом или по Ethernet. PeerComm связь по Ethernet использует систему передачи сообщений GOOSE, что позволит в будущем осуществить взаимодействие с другим оборудованием с поддержкой стандарта IEC 61850. PeerComm протокол может быть осуществлен в ряде конфигураций.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Релейная защита, многофункциональное реле, катушка Роговского, датчик тока.

¹Ljubomir.Kojovic@CooperIndustries.com

²Marty.Bishop@CooperIndustries.com

1. КАТУШКА РОГОВСКОГО

1.1. Принцип действия

Обычные трансформаторы со стальным сердечником (ТТ) выполняются с номинальными вторичными токами 1 или 5 А и позволяют подключать нагрузку вторичной цепи в несколько Ом. Стандарт ANSI/IEEE C57.13™-2008 [2] определяет класс точности ТТ для условий установившегося режима и симметричного короткого замыкания. Класс точности коэффициента трансформации ТТ устанавливается $\pm 10\%$ или лучше, при токах короткого замыкания в 20 раз превышающих номинальный ток ТТ и сопротивление вторичной цепи (максимальная нагрузка, которая может быть подключена ко вторичной цепи). ТТ разрабатываются в соответствии с этими требованиями. Но, если ток симметричного короткого замыкания превышает в 20 раз номинальный ток ТТ или если ток короткого замыкания меньше, но содержит постоянную составляющую (асимметричный ток), ТТ будет насыщаться. Вторичный поток будет искажаться, и среднеквадратичное значение тока снизится.

Традиционная катушка Роговского состоит из провода, намотанного на немагнитный сердечник ($\mu_r=1$). Катушка затем размещается вокруг проводников, токи которых необходимо измерить. В новых разработках можно использовать печатные платы (PCB) с отпечатанными в плате витками (рисунок 1).

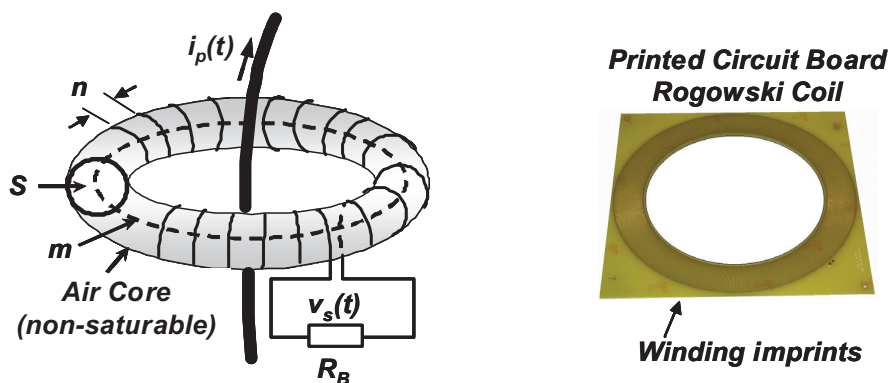


Рис. 1: Катушка Роговского

Выходное напряжение пропорционально скорости изменения измеряемого тока как указано в формуле:

$$v_s(t) = -M \frac{di_p(t)}{dt}, \text{ где } M = \mu_0 \times n \times S.$$

В этой формуле: M – взаимная индуктивность; μ_0 – проницаемость воздуха; S – площадь поперечного сечения сердечника; n – плотность витков.

Поскольку в катушке Роговского используется немагнитный сердечник, на который наматываются вторичные обмотки, взаимная связь между первичными и вторичными обмотками слаба. Из-за слабой связи, чтобы получить качественные датчики тока, при проектировании катушек Роговского необходимо учитывать два главных критерия:

1. Выходной сигнал катушки Роговского, не зависит от положения проводника внутри катушки, и
2. Близлежащие проводники, по которым протекают большие токи, оказывают минимальное воздействие на выходной сигнал катушки Роговского.

Чтобы выполнялся первый критерий, коэффициент взаимной индукции M должен быть постоянным для любого положения проводника внутри катушки. Это условие выполняется, если обмотки

намотаны перпендикулярно средней линии m (пунктирная линия на рисунке 1) с постоянной плотностью витка n на сердечник с постоянной площадью поперечного сечения S . Тогда коэффициент взаимной индукции M определяется по формуле, приведенной выше.

Поскольку первичная и вторичная обмотки катушки Роговского слабо соединены, для снижения нежелательного влияния от близлежащих проводников, по которым протекают большие токи, катушки Роговского, выполняются с двумя электрическими контурами, включенными встречно. Это компенсирует электромагнитные поля, наводимые катушкой. Один или оба контура могут быть намотаны проводом. Если один контур выполнен как обмотка, то второй контур может быть создан, путем намотки провода через эту обмотку или около нее. Если оба контура выполнены как обмотки, то они должны быть намотаны в противоположных направлениях. Таким образом, выходное напряжение катушки Роговского, индуцированное токами от внутреннего проводника (проводников), удваивается.

1.2. Схемы замещения

На рисунке 2(а) показана схема замещения трансформатора тока со стальным сердечником. Ток намагничивания I_c вносит амплитудную и фазовую погрешности. Так как ТТ со стальным сердечником имеет нелинейную характеристику, он может насыщаться при коротких замыканиях или при наличии в первичном токе постоянной составляющей. Когда ТТ насыщается, ток намагничивания увеличивается, а вторичный ток уменьшается (т.е. увеличивается погрешность коэффициента трансформации ТТ). Это может негативно сказаться на работе реле, в результате чего оно может срабатывать с задержкой, не срабатывать или срабатывать ложно.

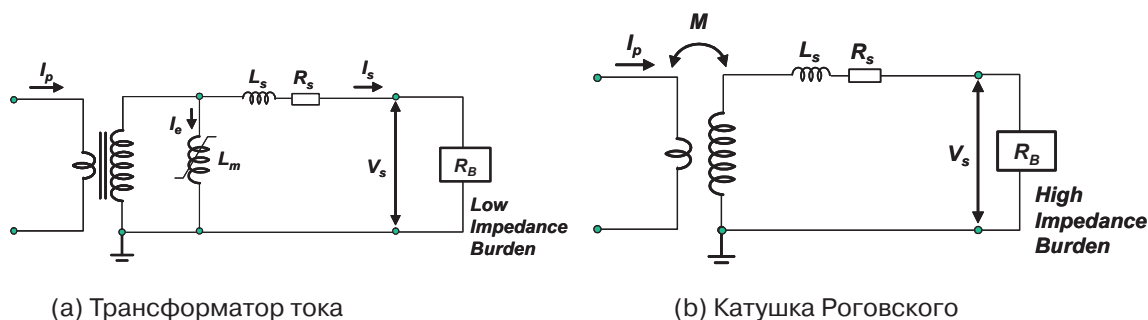


Рис. 2: Схемы замещения

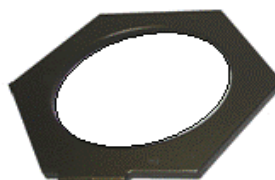
На рисунке 2(б) показана схема замещения катушки Роговского. Угол сдвига фаз между током в первичной цепи катушки Роговского и напряжением во вторичной обмотке составляет почти 90° (отличие от 90° обусловлено индуктивностью обмотки L_s).

Поскольку сигнал катушки Роговского — это производная по времени тока в первичной цепи, $di(t)/dt$, требуется обработать сигнал, чтобы получить составляющую промышленной частоты для реле, выполненных на векторном принципе. Выделение составляющей промышленной частоты производится интегрированием выходных сигналов катушки Роговского или другими методами обработки сигналов. Интегрирование может выполняться в реле (аналоговой схемой или цифровыми методами) или непосредственно в самой катушке. Если используется неинтегрированный аналоговый сигнал с катушки Роговского, необходимо выполнить коррекцию сигнала для амплитудных значений и фазовых углов. Для реле, основанных на векторном принципе, должны быть вычислены амплитуда и фазовый сдвиг сигнала с вторичной обмотки катушки Роговского для каждой частоты.

1.3. Конструкция

Катушки Роговского могут быть выполнены в различных формах, например, в виде окружности или овала. Катушки могут быть изготовлены из твердых или гибких материалов. Катушки могут быть как неразборные, и как альтернатива, с разборной конструкцией, которая может монтироваться вокруг проводника, который не может быть разомкнут. Форма профиля, на которую надевается катушка, обычно круглая или прямоугольная.

Твердые катушки Роговского имеют более высокую точность, чем гибкие, и могут быть выполнены с использованием печатных плат по типу окна (неразборный сердечник) или разборного типа. Катушки Роговского на печатных платах могут состоять из одной или двух печатных плат, на которых печатаются обмотки. При использовании конструкции с одной печатной платой, обе обмотки печатаются на той же плате. При использовании двух плат обмотки печатаются на каждой плате и располагаются встречно. На рисунке 3 показаны две конструкции катушки Роговского типа «окно» на печатных платах для внутреннего и наружного размещения вокруг проводников первичной обмотки, что облегчает установку катушки Роговского, аналогично обычным высоковольтным ТТ в выводах трансформатора. На рисунке 4 показан сердечник катушки Роговского, который устанавливается вокруг проводников первичной обмотки, если не предъявляется требование свободного доступа к проводникам. На рисунке 5(a) показан сердечник катушки Роговского, установленный вокруг расщепленных проводов. На рисунке 5(b) показана установка вокруг проводника с большой площадью поперечного сечения, охлаждаемого водой.



(a) Для внутреннего размещения (b) Для наружного размещения

Рис. 3: Неразборные катушки Роговского, выполненные на печатной плате

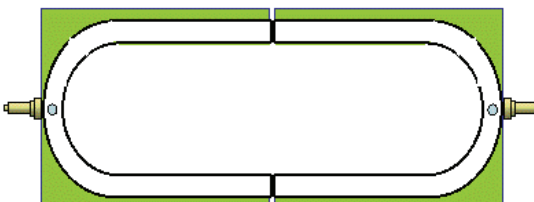
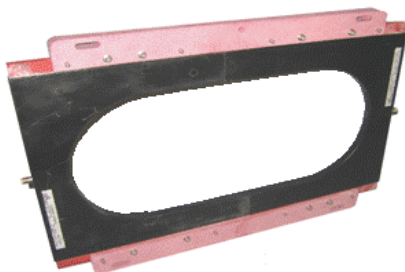
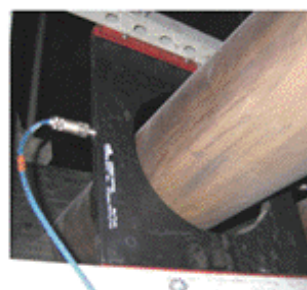


Рис. 4: Разборная катушка Роговского, выполненная на печатной плате



(a) Катушка Роговского, смонтированная вокруг 6 проводников

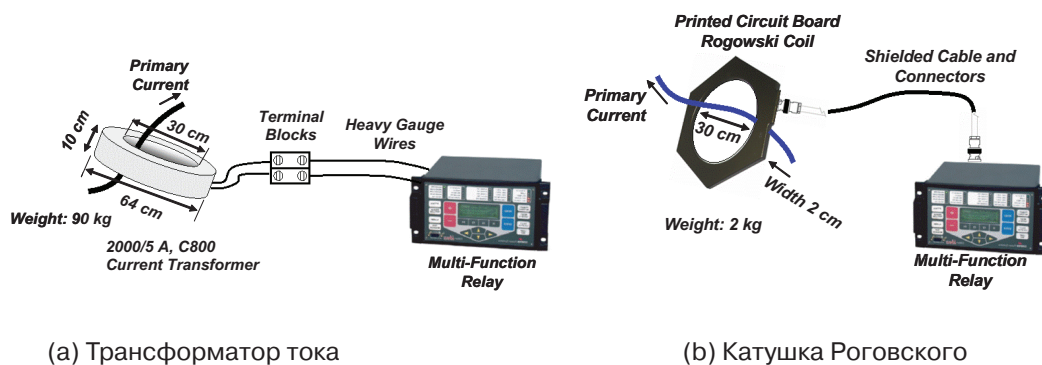
(b) Катушка Роговского, смонтированная вокруг большого проводника

Рис. 5: Разборная катушка Роговского

1.4. Подключение к реле

Для подключения к реле или другим измерительным устройствам и устройствам управления, трансформаторы тока должны иметь во вторичной цепи провода большого сечения (рисунок 6а). Сопротивление провода увеличивает нагрузку на ТТ и оказывает негативное воздействие на ТТ в переходных режимах, что может вызвать насыщение ТТ при высоких токах короткого замыкания. Кроме того, требуются клеммные колодки, которые позволяют закоротить вторичную обмотку ТТ при подключении к реле. При размыкании вторичной обмотки ТТ, по которой протекает нагрузочный ток, могут возникать опасные напряжения. Другие недостатки ТТ – большие размеры и масса. Например, на рисунке 6 показан ТТ 2000/5 А класса С800, подключенный к реле. Этот ТТ имеет сердечник и весит 90 кг, а высота обмотки равна 10 см.

Катушки Роговского могут подключаться к реле экранированной витой парой с коннекторами (рисунок 6(б)). В данном случае клеммные колодки не требуются, т.к. выходной сигнал катушки – минимальное напряжение, которое безопасно, и это напряжение не увеличивается, когда вторичная цепь размыкается. Ширина и масса катушки Роговского меньше, чем у ТТ. Катушка Роговского имеет такое же по размеру окно как и ТТ (рисунка 6а), но больший диапазон по току.



(а) Трансформатор тока

(б) Катушка Роговского

Рис. 6: Подключение к реле

2. ПРИМЕНЕНИЕ В РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЕ

2.1 Применение в сетях низкого напряжения

Катушки Роговского могут заменить традиционные трансформаторы тока для измерений и защиты. В IEEE Std C37.235TM-2007 [3] приведены рекомендации по применению катушек Роговского в релейной защите. Примеры систем защиты, организованных на датчиках тока с катушками Роговского приведены ниже.

Локализованные электрические сети были широко распространены в США для обеспечения надежного питания плотно загруженных городских районов. Однако в случае короткого замыкания, токи замыкания дуги в коллекторной шине относительно низки (по сравнению с максимальными токами повреждения для глухих металлических КЗ), в некоторых случаях немногим больше токов нагрузки. Поскольку низкие значения токов могут оказаться недостаточными для срабатывания плавких предохранителей, оборудование может быть существенно повреждено. Дифференциальная защита локализованных электрических сетей общепринятыми методами применялась в редких случаях. Также, вследствие использования обычных ТТ, были случаи нештатной работы релейной защиты. Недавно разработанные схемы на основе катушек Роговского обеспечивают надежную работу защиты при протекании высокого уровня тока как, например, в локализованных электрических сетях, поскольку проблема насыщения устранена. На рисунке 7 показана схема дифференциальной защиты локализованной электрической сети с тремя независимыми источниками питания.

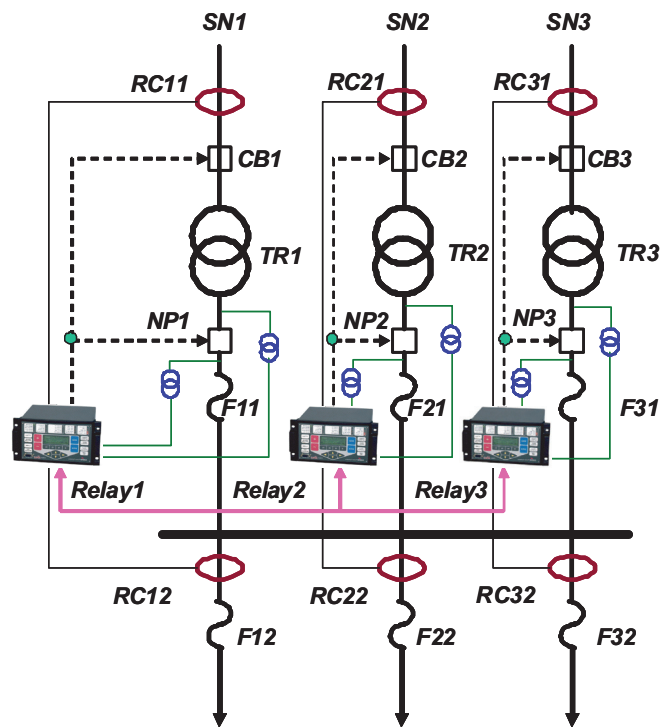


Рис. 7: Защита локализованной электрической сети

Выключатели CB1, CB2 и CB3 используются для прерывания тока на стороне среднего напряжения. Устройства защиты NP1, NP2 и NP3 используются для прерывания тока на стороне низкого напряжения. Устройство защиты это низковольтный воздушный выключатель, который управляется сетевым реле обратной мощности (устройство 32), а также может быть укомплектовано фазным реле (устройство 78) для наблюдения за замыканием сетевого защитного устройства при помощи сравнения фазных углов между первичным и вторичным напряжениями. Во избежание перебоев в питании, сетевые защитные устройства обычно не имеют функции максимальной токовой защиты, устанавливаемой фирмами-производителями, и поэтому не срабатывают при замыканиях в сети в прямом направлении для устройства защиты, установленного со стороны нагрузки. Кроме того, большинство фирм-производителей не применяют устройства для обнаружения повреждений в других участках сети, поскольку токи замыкания дуги могут быть низкими и не могут достоверно быть отличены от токов нагрузки. Плавкие предохранители F11, F21 и F31 могут устранить только устойчивые высокие токи замыкания в низковольтной коллекторной шине, в распределительных устройствах потребителя или в соединении коллекторной шины и распределительных устройств потребителя.

Система дифференциальной защиты, показанная на рисунке 7, эффективно защищает от коротких замыканий внутри зоны и стабильна в отношении коротких замыканий вне зоны, которые устраняются плавкими предохранителями F12, F22 и F32. Поскольку максимальные токи коротких замыканий могут превышать 100 кА, датчик с катушкой Роговского необходим для обеспечения надежного функционирования дифференциальной системы. Схема защиты, представленная на рисунке 7, имеет только одну зону защиты, и значит, при замыкании в любом месте вне зоны все три трансформатора будут отключены. С добавлением дополнительных катушек Роговского между плавкими предохранителями F11, F21, F31 и шиной, схема становится более гибкой при наличии защитной зоны для каждого трансформатора.

3. ПРИМЕНЕНИЕ В СЕТЯХ СРЕДНЕГО НАПРЯЖЕНИЯ

Система защиты, представленная в этой главе, была разработана для применения в сетях среднего напряжения (рисунок 8). Система включает в себя микропроцессорные многофункциональные реле, Ethernet-коммутаторы, и датчики тока с катушкой Роговского, и обеспечивает полную защиту подстанции. Катушки Роговского имеют одинаковую конструкцию и номинальные параметры для всех функций защиты, что упрощает технические решения. Ethernet-коммутаторы управляют связью между реле, а также передачей данных по Ethernet между подстанцией и внутренней локальной сетью. Также обеспечивается удаленный доступ к реле с офисных ПК для корректировки уставок и просмотра/загрузки осциллограмм и событий, что позволяет провести мониторинг событий, произошедших в системе, и загрузить новые уставки, заданные инженером РЗА, в реле.

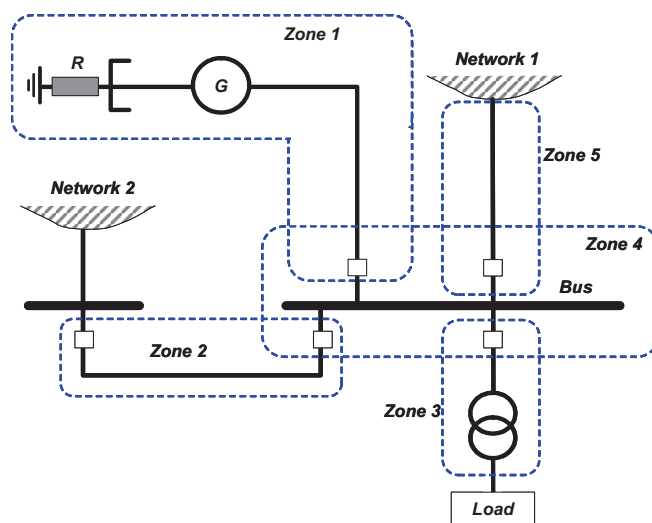


Рис. 8: Энергосистема

Схемы защиты реализованы на реле Idea фирмы Cooper Power Systems, которые являются полнофункциональными микропроцессорными устройствами защиты, мониторинга и управления. Реле Idea также повышают надежность электроснабжения и обеспечивают измерение, управление, связь и функции PLC-контроллеров для автоматики, EMS и SCADA. В этих реле могут устанавливаться 2 различных типа плат аналоговых входов – первый тип для подключения к измерительным ТТ, второй – для подключения к катушкам Роговского.

Idea-реле используют пакет рабочих программ ProView, разработанный для ПК, управляемых операционной системой Microsoft Windows. Программа Idea Workbench, входящая в состав ProView позволяет пользователю настроить функции защиты и управления. Типовые схемы защиты включают защиту линии, дифференциальную защиту трансформатора, защиту вращающихся машин, дифференциальную защиту шин, защиту конденсаторной батареи и защиту шунтирующего реактора.

Раздел Communications в Idea Workbench дает пользователю возможность выбрать протокол связи для подключения к SCADA-системам, а также для настройки параметров. Доступные протоколы – DNP 3.0, Modbus, 2179 и IEC 870-5.

Дифференциальная защита, представленная здесь, основана на PeerComm методе связи, который обеспечивает связь «точка-в-точку» по последовательному каналу связи с оригинальным протоколом или по Ethernet. PeerComm связь по Ethernet использует систему передачи сообщений GOOSE, что позволит в будущем осуществить взаимодействие с другим оборудованием с поддержкой стандарта IEC 61850.

3.1. Защита генератора

Зона защиты 1 на рисунке 8 охватывает генератор, подключенный к шинам подстанции.

На рисунке 9 приведена система с реле, установленным в зоне 1. Реле 1 выполняет интегрированную защиту генератора. Реле 2 защищает присоединение и осуществляет синхронизацию генератора с сетью. Реле 1 и 2 также соединены волоконно-оптическими кабелями (не показаны на рисунке) с Ethernet-коммутаторами для обеспечения удаленного доступа к реле и связи с программным обеспечением ProView.

3.2. Защита линии

Схема защиты линии (Зона 2) показана на рисунке 10. Реле 1 и 2 связаны волоконно-оптическими кабелями с Ethernet-коммутаторами. Схема защиты линии работает по протоколу связи *PeerComm*. Реле на обоих концах линии независимо друг от друга выполняют алгоритм защиты и обмениваются информацией по каналу связи, чтобы определить, находится ли короткое замыкание на линии (зоне) или где-то в другом месте системы (вне зоны).

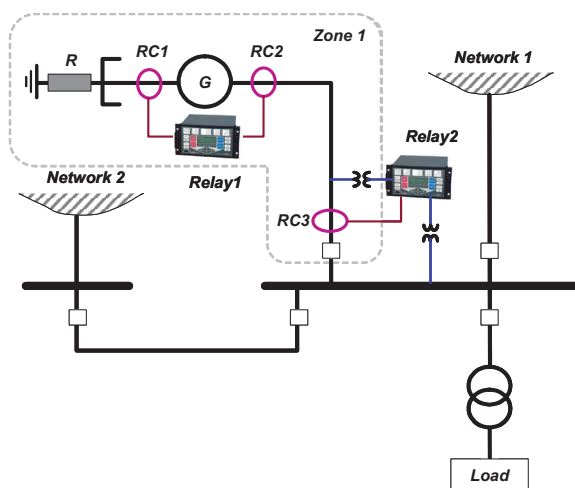


Рис. 9: Защита генератора

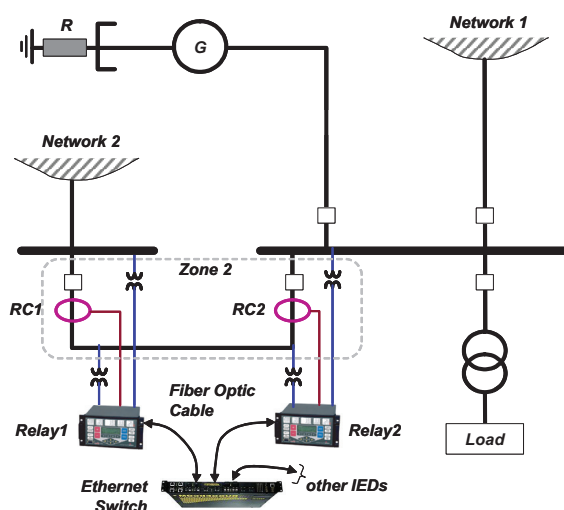


Рис. 10: Дифференциальная защита линии

3.3. Защита трансформатора

Традиционные дифференциальные схемы защиты, в которых используются обычные ТТ, требуют стабилизации при внешних замыканиях или повреждениях, которые вызывают насыщение ТТ, т.к. невозможно избежать насыщения ТТ при всех обстоятельствах. Даже там, где ТТ имеют одинаковую конструкцию и проводники между каждым ТТ, и дифференциальным реле сбалансированы, ТТ не будут насыщаться одинаково из-за остаточного магнитного потока. Чтобы избежать ложного срабатывания при внешних коротких замыканиях, тормозная характеристика дифференциального элемента обычно выполняется с двумя или большим числом наклонов.

Использование катушек Роговского улучшает технические характеристики защиты за счет высокой надежности (чувствительность и работоспособность при низких токах повреждения в зоне), и повышают надежность по несрабатыванию при коротких замыканиях вне зоны (токи превышают 60 кА). Алгоритмы защиты упрощаются, потому что катушки Роговского не насыщаются. Кроме того, не требуется наличие нескольких наклонных участков тормозной характеристики. Пусковые токи трансформатора определяются с использованием волнового алгоритма распознавания. Уставки защиты могут выбираться более низкими для обеспечения чувствительности по сравнению с решениями на обычных ТТ. РПН, используемый в реле, позволяет адаптивно изменять коэффициент трансформации трансформатора, что также позволяет повысить чувствительность.

3.4. Защита шин

Катушки Роговского могут обеспечить надежную защиту любого типа сборных шин при любых токах повреждения. На рисунке 11 показана шина с четырьмя присоединениями. Катушки Роговского могут быть подключены к одному реле при помощи экранированной витой пары и суммирующего блока как показано на рисунке 11а. В решении, которое показано на рисунке 11b, катушки Роговского могут быть подключены к различным каналам реле или подключены к нескольким реле посредством интерфейсов связи. Это позволяет контролировать каждое присоединение, и, следовательно, обрабатывать положение разъединителей для более сложных систем сборных шин, используя те же самые критерии, что и для обычных ТТ.

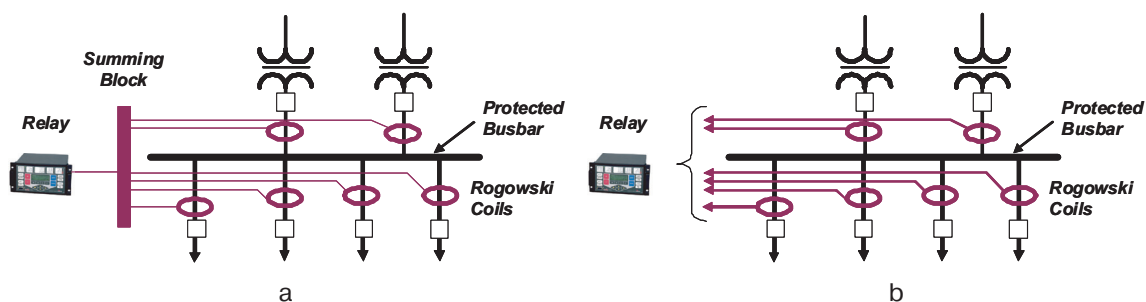


Рис. 11: Защита шин

4. ПРИМЕНЕНИЕ В СЕТЯХ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Катушки Роговского, разработанные для низкого уровня напряжений, могут использоваться на подстанциях с газовой изоляцией (GIS) и в коммутационной аппаратуре с воздушной изоляцией в сетях высокого напряжения. Для применения в GIS катушки Роговского устанавливаются в корпусе коммутационной аппаратуры. При использовании на открытых подстанциях (ОРУ) катушки Роговского могут устанавливаться вокруг высоковольтных вводов выключателя и трансформатора. Для измерения тока при высоких напряжениях катушки Роговского могут быть временно отключены от проводников первичной обмотки и связаны с интерфейсом реле волоконно-оптическим кабелем. Мощность, потребляемая электронной аппаратурой, находящейся под высоким напряжением, может быть получена при использовании меньших размеров обычных ТТ, находящихся под высоким напряжением и установленных рядом с катушкой Роговского или на уровне земли рядом со светодиодами, посылающими световую энергию по оптическому кабелю. Преимущества оптической связи между катушкой Роговского и реле по сравнению со стандартными разработками (высокое напряжение, отдельный ТТ с сердечником из стали) следующие: отсутствие масла или элегаза SF₆ (предпочтительней по экологическим соображениям), небольшой вес и минимальные сейсмичность и взрывоопасность. В некоторых проектах датчики напряжения и тока могут комбинироваться, что позволяет измерять ток и напряжение при помощи одного устройства.

5. ЗАЩИТЫ НА ПРИНЦИПЕ БЕГУЩЕЙ ВОЛНЫ

Короткие замыкания в энергосистемах вызывают бегущие волны (TW), которые распространяются в системе почти со скоростью света от места повреждения и отражаются в точках, где изменяется полное сопротивление. Бегущие волны могут полностью или частично отразиться, или могут частично отразиться и частично преломиться. Бегущие волны имеют быстро возрастающий передний фронт и медленно затухающий задний фронт. Амплитуды последовательно отраженных волн уменьшаются (затухают). Бегущие волны имеют параметры напряжение бегущей волны (TWV) и ток бегущей волны (TWC). Здесь рассмотрено применение токов бегущей волны в релейной защите и для определения места повреждения в энергосистемах. Для релейной защиты полярности TWC более важны, чем их величины. Величины TWC только определяют пороги чувствительности для запуска алгоритмов защиты.

Полярность ТWC определяет направление короткого замыкания. Если полярность положительная, короткое замыкание находится в прямом направлении, и если полярность – отрицательная (поворот на 180°), короткое замыкание находится в обратном направлении. Сравнивая входные сигналы от всех терминалов Зоны (два или более терминалов), есть возможность определить, в зоне или вне зоны находится представляющее интерес короткое замыкание. Однако, когда короткое замыкание происходит рядом или при напряжении равно нулю, ТWC не возникают. В таком случае, реле на принципе ТWC отказывают, и защита осуществляется резервной защитой, построенной на других принципах, например, на векторном принципе.

Для реле на векторном принципе требуется обработка сигналов для получения сигнала промышленной частоты. Однако для релейной защиты на ТW-принципе все составляющие низкой частоты в токе не имеют значения. Катушки Роговского могут быть выполнены с частотной характеристикой превышающей 100 МГц. Так как они, по сути, усиливают высокочастотные составляющие, катушки Роговского генерируют импульс вызванный ступенчатым изменением величин токов, которое возникает в результате отражения и преломления ТWC. Величины сгенерированных импульсов могут изменяться при различных событиях, а также могут быстро затухать. Поэтому, релейная защита на принципе ТW использует величины импульсов только для порогов чувствительности. Алгоритмы защиты и определения места повреждения используют разницу во времени между последовательными импульсами и их полярность.

БИОГРАФИЯ

Любомир А. Коджович – главный инженер-энергетик фирмы Cooper Power Systems в Техническом центре имени Томаса Эдисона. Имеет степень кандидата технических наук в области электроэнергетики (релейная защита, распределение энергии, тестирование, математическое моделирование и анализ энергосистем). Ассистент профессора Мичиганского технологического университета, почетный член Общества инженеров-энергетиков IEEE, член Комитета по энергетическим системам IEEE и член Международного совета по большим энергетическим системам – CIGRE. Технический советник национального комитета США TC-38 по трансформаторам в Международной электротехнической комиссии – IEC. Является зарегистрированным профессиональным инженером штата Висконсин. Имеет 8 патентов в США и является автором более 150 публикаций.

Мартин Т. Бишоп – главный инженер Группы системной интеграции в Cooper Power Systems в Техническом центре имени Томаса Эдисона. Группа отвечает за проекты, связанные с релейной защитой энергосистем, в том числе и за проекты по автоматизации энергосистем. Мартин Бишоп отвечает за продажу и разработку линейки терминалов релейной защиты AdPro™, производимых Cooper Power Systems. Мистер Бишоп работал в Cooper Power Systems инструктором рабочей группы по максимальным токовым защитам, рабочей группы по принципам распределения электроэнергии, рабочей группы по повышению надежности энергосистем и рабочей группы по применению и защите трансформаторов. Получил степени B.S.E.P.E. и M.S.E.P.E. в Rensselaer Polytechnic Institute, Troy, New York и степень MBA в The Keller School of Management.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Lj. A. Kojovic, M. T. Bishop, “Field Experience with Differential Protection of Power Transformers Based on Rogowski Coil Current Sensors”, Actual Trends in Development of Power System Protection and Automation 7-10 September 2009, Moscow, Russia.
- [2] ANSI /IEEE Standard C57.13™, Requirements for Instrument Transformers.
- [3] IEEE Std C37.235™, Guide for the Application of Rogowski Coils used for Protective Relaying Purposes.
- [4] IEEE Std C37.92™, Analog Inputs to Protective Relays from Electronic Voltage and Current Transducers.
- [5] IEC Standard 60044-8™, Instrument transformers – Part 8: Electronic current transformers.
- [6] Lj. A. Kojovic, “Innovative Non-conventional Current Transformers for Advanced Substation Designs and Improved Power System Performance”, CIGRE 2008, Paris, France, 2008.

Опыт эксплуатации дифференциальной защиты силовых трансформаторов с использованием катушки Роговского

LJUBOMIR A. KOJOVIC¹, MARTIN T. BISHOP²

**Cooper Power Systems
USA**

КОНСПЕКТ

В сталеплавильных агрегатах, трансформатор электродуговой печи (ЕАФ) является одной из самых критически важных частей электрического силового оборудования на предприятии. В прошлом, дифференциальные защиты не применялись для защиты ЕАФ трансформаторов из-за трудностей по обеспечению трансформаторами тока (ТТ) достаточной мощности при протекании по вторичной обмотке тока в 60 кА или больше. Система дифференциальной защиты, представленная здесь, является, вероятно, первой в мире, которая использует в качестве датчиков тока катушку Роговского. Также было разработано многофункциональное реле для обработки вторичных сигналов, получаемых с катушек Роговского. Эта новая система защиты была впервые реализована для двух ЕАФ трансформаторов 34.5/1 кВ мощностью 90 МВА, снабженных устройством регулирования под нагрузкой (РПН) на 33 положения. Из-за высоких уровней вторичного тока, превышающих 100 кА, вторичная обмотка трансформатора ЕАФ была спроектирована с несколькими параллельными обмотками. Для каждой фазы токи с нескольких вторичных обмоток собираются в два шинпровода диаметром 23 см. с водяным охлаждением. Вследствие того, что соединение в треугольник происходит вне трансформаторной камеры, из камеры через изоляционную стену выходят шесть шинпроводов. Так как эти трубы вторичной обмотки не могут быть разрезаны, то были выбраны катушки Роговского с разборной конструкцией сердечника.

Первые такие системы релейной защиты были введены в эксплуатацию в 2004 г., и ряд систем остаются в работе до сих пор. Эти системы защиты доказали заявленный высокий уровень надежности схемы и безопасности. При использовании ЕАФ безопасность схемы столь же важна, как и надежность, так как каждый трансформатор ЕАФ испытывает более 70 циклов включения в день. Кроме того, в начале цикла плавления, электрические токи быстро изменяются от нуля до более чем 90 кА, имеют большой дисбаланс и искажены гармониками. В такой ситуации, внешнее короткое замыкание будет значительно сложнее, чем при эксплуатации силового трансформатора на подстанции. По сравнению с защитами обычного силового трансформатора, новые системы защиты продемонстрировали исключительную безопасность, отсутствие ложной работы при более чем сотни тысяч циклов включения и случаев внешних коротких замыканий. Высокая надежность была доказана быстрой и успешной работой защиты трансформатора при внутренних коротких замыканиях. Это привело к минимальным повреждениям, которые только требовали некоторой очистки места КЗ прежде, чем работа будет возобновлена – сохраняя предприятию миллионы долларов, которые компания должна была бы потратить на ремонт трансформатора и коммутационной аппаратуры и возмещение ущерба из-за прерывания процесса производства продукции.

Эта статья представляет реализованные схемы дифференциальной защиты силовых трансформаторов с использованием катушек Роговского и обобщает пятилетний опыт их эксплуатации с момента установки первой системы.

¹Ljubomir.Kojovic@CooperIndustries.com

²Marty.Bishop@CooperIndustries.com

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Релейная защита, Электродуговая печь, Многофункциональное реле, Катушка Роговского, Датчик тока.

1. ПРИМЕНЕНИЕ В РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЕ

Катушки Роговского – это преобразователи, которые используют те же самые принципы, что и обычные трансформаторы тока (ТТ) со стальным сердечником. Главное отличие между катушками Роговского и ТТ – то, что обмотки катушки Роговского наматываются на немагнитный сердечник, вместо стального. В результате катушки Роговского являются линейными, так как воздушный сердечник не насыщается. Однако, взаимоиндукция между первичным проводником и вторичной обмоткой в катушках Роговского намного меньше чем в ТТ, и в результате выходная мощность катушек Роговского небольшая. Поэтому, катушки Роговского не могут передать ток через низкоомную нагрузку в отличие от ТТ. Катушки Роговского могут использоваться как источники входных сигналов для микропроцессорных устройств, входы которых являются высокоомными. Микропроцессорные реле в таком случае, измеряют напряжение с выходных клемм вторичной обмотки катушки Роговского.

В целом, датчики тока, построенные на катушке Роговского, имеют лучшие рабочие характеристики, по сравнению с обычными ТТ. Эти характеристики включают высокую точность измерения и широкий диапазон рабочего тока, позволяющий использовать одно устройство и для измерений и для релейной защиты. Кроме того, катушки Роговского делают возможными схемы защиты, которые не были достижимы обычным ТТ из-за насыщения, размера, веса, и/или трудности, с которыми встречаются при попытке установить трансформаторы тока вокруг проводников, которые не могут быть разомкнуты.

Катушки Роговского могут заменить обычный ТТ в системах защиты, измерения, и управления. Они использовались для всех уровней напряжения (низкого, среднего, и высокого напряжения). Однако, в отличие от ТТ, которые создают вторичный ток, пропорциональный току в первичной цепи, катушки Роговского выдают выходное напряжение, которое является пропорциональным производной по времени $di(t)/dt$ тока в первичной цепи. Для реле, оперирующих векторами, необходима дальнейшая обработка входной информации для извлечения сигнала промышленной частоты. Микропроцессорное оборудование должно иметь возможность обрабатывать такие типы сигналов [1]. Стандарт IEEE Std C37.235-2007 [2] предоставляет рекомендации по использованию катушек Роговского для целей релейной защиты.

1.1. Дифференциальная защита

Традиционные системы дифференциальной защиты, использующие обычные ТТ, требуют стабилизации при внешних коротких замыканий или возмущениях, которые вызывают насыщение ТТ, так как невозможно избежать насыщения ТТ при любых обстоятельствах. Даже там, где ТТ имеют одинаковый тип и соединительные провода между каждым ТТ и дифференциальным реле одинаковые, трансформаторы тока не будут насыщаться одинаково из-за остаточного магнитного потока. Рисунок 1 поясняет погрешность в дифференциальном токе, вызванную насыщением ТТ. Чтобы избежать ложной работы при сквозном токе короткого замыкания, обычно используется тормозная характеристика дифференциальной защиты с двумя наклонными участками характеристики (рисунок 2).

Использование катушек Роговского в релейной защите улучшает функционирование защиты, благодаря увеличению надежности работы реле (защита может чувствовать и работать при внутренних замыканиях с небольшими токами повреждения), и обеспечивает высокую безопасность при внешних коротких замыканиях (при токах превышающих 60 кА). Так как катушки Роговского имеют линейные характеристики (не насыщаются), алгоритмы защиты становятся проще и наличие нескольких наклонных участков характеристики больше не требуется (рисунок 2). Дальнейшее усовершенство-

вание функционирования защиты было достигнуто, благодаря реализации алгоритма распознавания пусковых токов трансформатора на основе анализа формы кривой тока. Уставки данной защиты могут быть более чувствительными по сравнению со стандартными схемами, использующими обычные ТТ. Также, в алгоритме защиты используется положение устройства РПН для адаптивной корректировки коэффициента трансформации, что позволяет уменьшить порог срабатывания реле.

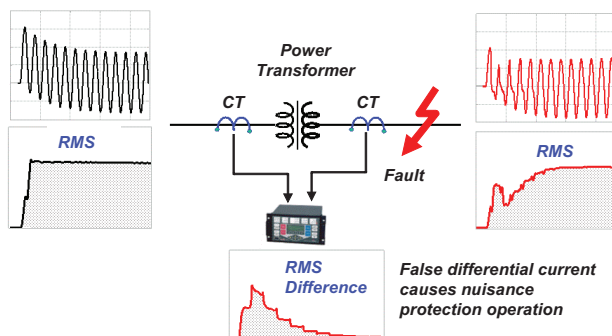


Рис. 1: Возникновение ложного дифференциального тока вследствие насыщения ТТ

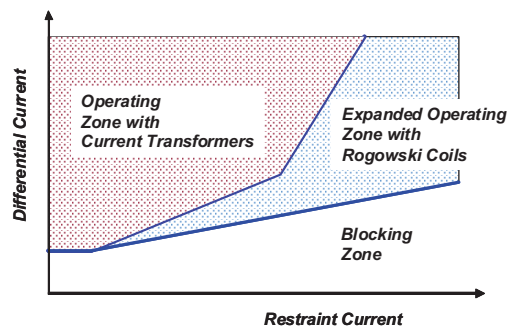


Рис. 2: Рабочая характеристика при использовании ТТ и катушек Роговского

Использование катушек Роговского для измерения и защиты является примером смены парадигмы в технике. У инженеров РЗА было обоснованное беспокойство, что применение новых датчиков может серьезно ударить по существующим концепциям измерения и защиты. Чтобы продемонстрировать, что изменение в парадигме не должно вызывать беспокойство и использование катушки Роговского позволяет улучшить функционирование защиты по сравнению с обычными ТТ, первая система, использующая катушки Роговского, была разработана и использована для защиты трансформатора дуговой электропечи. Эти силовые трансформаторы ранее не защищались дифференциальной защитой из-за трудностей в создании трансформаторов тока со стальным сердечником для токов нагрузки 60 кА и больше.

Система релейной защиты с использованием катушек Роговского была реализована впервые для двух трансформаторов ЕАФ напряжением 34.5/1 кВ мощностью 90 МВА, оснащенных устройством РПН. Первичная обмотка катушки Роговского была выбрана неразборной конструкции (рисунок 3). Из-за высокого уровня вторичных токов, превышающих 50 кА, вторичная сторона трансформатора ЕАФ образована многочисленными проводниками, отходящими от обмоток и собранными в два шинпровода с водяным охлаждением на каждую фазу (диаметр каждой трубы 23 см). Так как шинпровода на вторичной стороне нельзя разрезать, то были выбраны катушки Роговского с разборным сердечником (рисунок 4). Рисунок 5 поясняет реализацию дифференциальной защиты трансформатора ЕАФ. Режим работы трансформатора ЕАФ существенно отличается от режима работы подстанционного силового трансформатора сопоставимого размера. Эти отличия доставляют много проблем проектировщику РЗА при разработке подходящей системы дифференциальной защиты. Чтобы лучше понять почему сложно (или невозможно) реализовать дифференциальную защиту трансформатора ЕАФ на обычных ТТ, далее показан пример типовой электродуговой печи с трансформатором 25 МВА

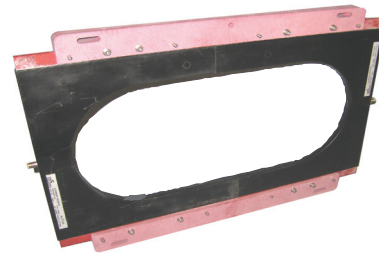
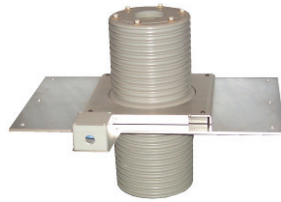


Рис. 3: Катушка Роговского с неразборным сердечником

Рис. 4: Катушка Роговского с разборным сердечником

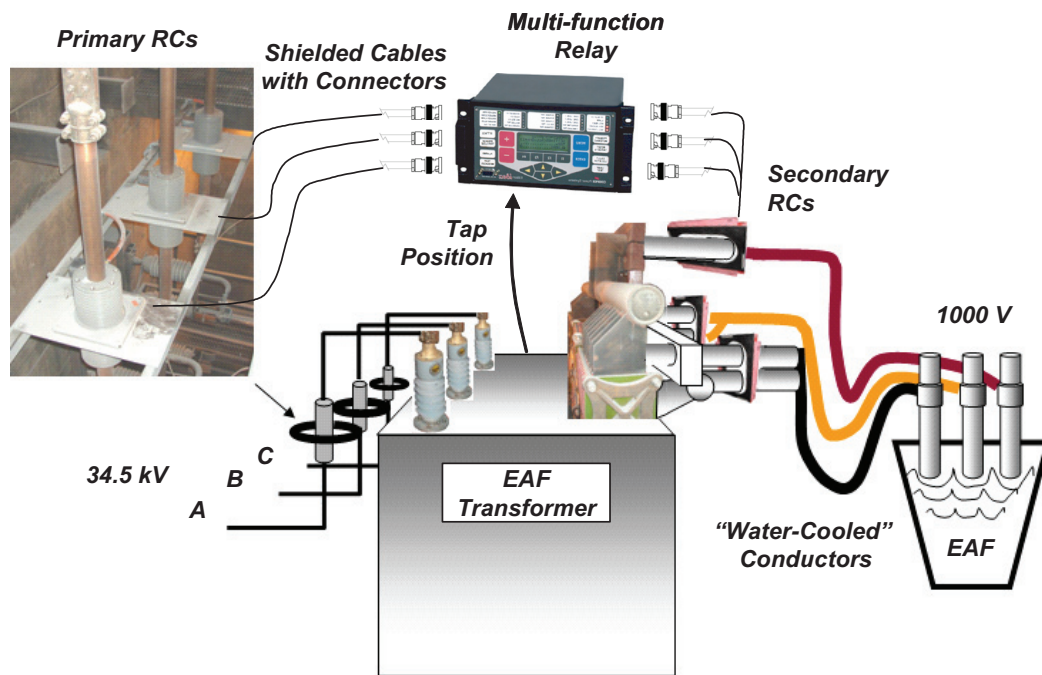


Рис. 5: Дифференциальная защита трансформатора EAF с использованием катушек Роговского

На рисунке 6 показана однолинейная диаграмма электрической системы. Электрический ток, вытекающий из вторичной обмотки схемы (среднеквадратичные амперы) показан на рисунке 7. Среднеквадратичные значения усреднены за одну секунду записи.

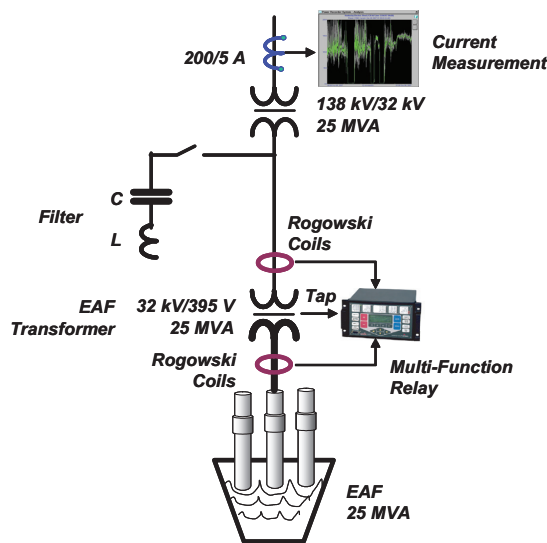
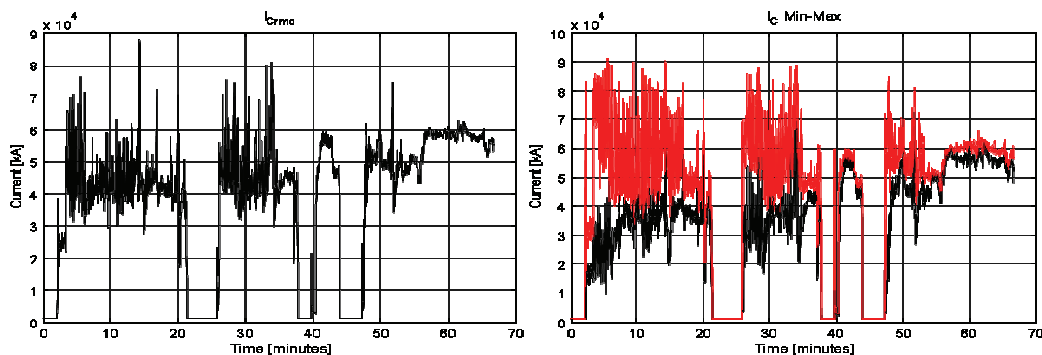


Рис. 6: Функционирование EAF трансформатора

При обычном режиме работы печи цикл плавки начинается с загрузки в печь холодного лома металла (шихты). Цикл плавки начинается тогда, когда электроды погружаются в шихту и появляется дуга. Это вызывает короткое замыкание, которое мгновенно приводит к возникновению очень большого тока. Обладая чрезмерными электродинамическими силами, дуга отбрасывает лом от электродов, иногда прерывая электрическую дугу. Затем дуга быстро повторно загорается, и этот процесс может продолжиться до нескольких минут. В течение этого периода, величины тока быстро и хаотично изменяются от низких до высоких значений. После 5-10 минут работы улучшается стабильность горения дуги, но степень бросков тока все еще остается высокой по сравнению с возможным характером изменения тока в подстанционном силовом трансформаторе. Следующая стадия цикла относится к раннему периоду расплава. Чтобы оптимизировать процесс расплава, регулятор EAF может выдавать команду на изменение положения отпаяк устройства РПН трансформатора EAF. В цикле плавки обычно требуется больше одной загрузки лома, чтобы заполнить печь. Рисунок 7а показывает среднеквадратичные значения электрических токов во время одного цикла плавки, который включает в себя три периода плавления, до загрузки стали или выпуска плавки (слив жидкой стали). Три перерыва в подаче тока являются умышленными и необходимы для дозагрузки шихты. Чтобы лучше описать хаотические изменения тока, на рисунке 7b показаны минимальные и максимальные значения тока, Электрические токи быстро изменяются от низких значений до более чем 90 кА – назад и вперед.



(а) Среднеквадратичные значения

(б) Максимальные и минимальные значения

Рис. 7: Значения токов во время цикла плавки (значения тока усреднены за одну секунду)

В заключении рассмотрим следующие проблемы, существующие при проектировании надежной дифференциальной защиты для трансформаторов ЕАФ.

Первая проблема заключается в предоставлении высокой степени безопасности схемы, потому что трансформаторы ЕАФ подвергаются частым включениям, количество которых может достигать 70-100 включений в день. Включение трансформатора ЕАФ вызывает серьезные пусковые токи, да и во время рабочего режима электрические токи имеют высокие значения, вследствие чего они похожи на сквозные токи короткого замыкания. Традиционные схемы, использующие обычные ТТ, могут привести к ложной работе защиты из-за насыщения ТТ. Другим аспектом, который может способствовать ложной работе защиты, является метод блокировки по уровню гармоник, используемый в традиционных схемах для блокирования реле во время включения трансформатора. В случаях, где присутствует высокий уровень гармоник (например, работа ЕАФ) этот метод может быть недостоверен. В прошлом, малый процент ложной работы допускался, так как традиционные схемы не могли предоставить лучшую надежность. Такой уровень безопасности схемы мог быть принят для подстанционных трансформаторов, которые редко подвергаются циклам включения-отключения и случаи возникновения высокого уровня сквозного тока повреждения происходят нечасто. Все это вызвало бы небольшое количество случаев ложной работы защиты в течение года. Однако, такой же уровень безопасности в случаях с использованием ЕАФ вызвал бы несколько ложных действий защиты в день, что является абсолютно недопустимым.

Вторая проблема заключается в сохранении чувствительности защиты при частых переключениях устройства РПН. У устройства РПН трансформаторов ЕАФ может быть от 20 до 30 положений с изменением междупазного напряжения от 800 до 1400 вольт на стороне вторичной обмотки. Для реле, сконфигурированного для фиксированного центрального положения из этого диапазона, несоответствие первичного и вторичного токов может достигать до 30%. Чтобы обеспечить чувствительную дифференциальную схему защиты, которая может обнаружить внутреннее короткое замыкание с низким уровнем тока, реле должно иметь возможность адаптивно реагировать на изменение положения РПН во время работы трансформатора.

Третья проблема заключается в обеспечении надежной работы схемы при искажении формы волны тока во время процесса горения дуги в ЕАФ. Нелинейная характеристика дуги, плюс неустойчивый характер горения дуги в шихте, приводит к высокому содержанию низкочастотных гармоник. Вследствие этого, дифференциальное реле, которое использует гармонический анализ для определения броска тока, может привести к блокированию работы реле при замыканиях через дугу во вторичной обмотке в защищаемой зоне защиты.

Четвертая проблема заключается в обеспечении надежной работы релейной защиты в сложных условиях окружающей среды, которые включают воздействие порошка, колебаний, и экстремальных значений температуры и влажности. Порошок в ЕАФ имеет высокое содержание железа и при высокой его концентрации является проводящим. Этот порошок иногда приводит к короткому замыканию во вторичных цепях трансформатора ЕАФ. Чтобы предотвратить проникновение порошка в камеру трансформатора ЕАФ, системы кондиционирования воздуха сохраняют в камере давление выше атмосферного. Несмотря на все усилия, полностью избежать проникновения порошка в камеру невозможно. Температура в камере может быть низкой зимой и высокой (более 100°F) летом, так как воздух для систем кондиционирования обычно берется снаружи здания. Кроме того, трансформаторы ЕАФ и все здание подвергаются высокому уровню вибрации при работе печи ЕАФ.

1.2. Эксплуатация дифференциальной защиты с использованием катушки Роговского

Дифференциальная защита с использованием катушки Роговского для защиты трансформатора ЕАФ продемонстрировала превосходную работу с момента установки (к моменту написания статьи 5 лет). Катушки Роговского являются линейными и точно воспроизводят токи в первичной цепи. На рисунке 8а показан выходной сигнал от катушки при протекании тока ЕАФ, записанный во время цикла плавки регистратором. Токи через ЕАФ, полученные реле, показаны на рисунке 8б. Даже с учетом того, что частота дискретизации реле намного меньше, чем у регистратора переходных процессов, текущие формы волны детализированы достаточно, чтобы должным образом передать искажение

формы сигнала и содержания гармоник. Рисунок 9а демонстрирует, что выходные сигналы с трансформаторов на первичной и вторичной стороне EAF, записанные регистратором переходных процессов, схожи при их пересчете с учетом коэффициента трансформации. На рисунке 9б показано, что выходные сигналы с катушек на первичной и вторичной стороне EAF, полученные реле, достаточно схожи и позволяют точно определить дифференциальные токи.

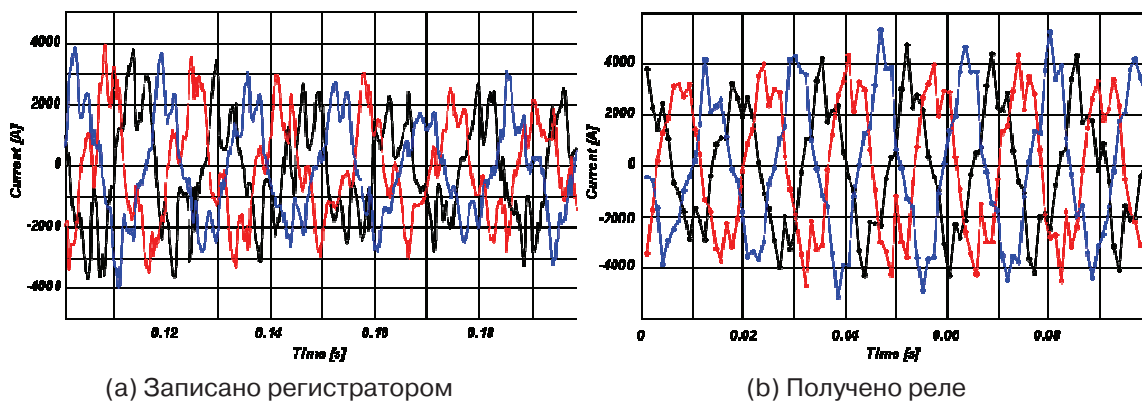


Рис. 8: Первичные токи EAF (фазы А, В, С)

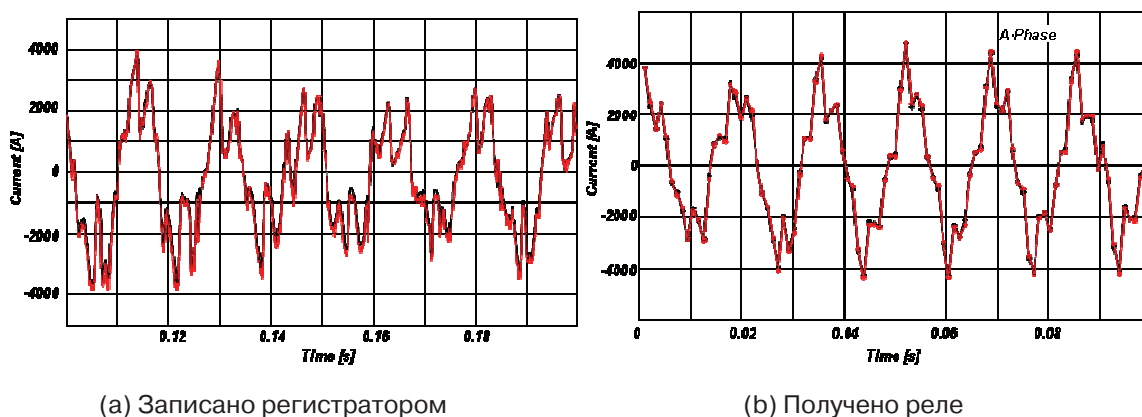


Рис. 9: Первичные и вторичные токи EAF (значения токов приведены к первичной стороне)

Обнаружение пусковых токов. Традиционно, метод торможения по второй гармонике используется для предотвращения нежелательной работы защиты при включении силового трансформатора. Этот метод не может достоверно обеспечить тормозной сигнал для трансформаторов EAF, так как есть возможность замыкания через дугу на вторичной стороне в пределах защищаемой зоны, что приведет к возникновению кривой тока, которая несильно отличается от кривой при образовании дуги в печи вне защищаемой зоны. Работа электрической дуговой печи приводит к возникновению различных гармоник в токе, что обусловлено неустойчивым характером дуги. Применение метода торможения по второй гармонике могло бы потребовать использование элемента торможения с высокой уставкой, чтобы избежать блокировки при возникновении замыкания через дугу во вторичной обмотке в зоне защиты. Более высокая уставка приводит к менее достоверному обнаружению состояния броска тока. Кроме того, пусковые токи могут быть объединены с токами нагрузки, что может уменьшить уровень вторых гармоник, полученных реле. В результате реле не будет заблокировано, и может произойти ложная работа дифференциальной защиты.

Для обнаружения характерных форм волны тока во время включения трансформатора был разработан новый детектор пускового тока трансформатора. Этот алгоритм был реализован во всех решениях с EAF.

Резервная защита от замыканий на землю. В большинстве установок ЕАФ применяют максимальную токовую защиту от замыканий на землю в реле, использующих обычные ТТ в камере вакуумного выключателя и/или в выключателе на подстанции. На одном заводе ложно отработывала быстродействующая защита от замыканий на землю (50N), которая использовала три ТТ со стальным сердечником в трех фазах. Трансформатор ЕАФ был соединен в треугольник на первичной стороне, таким образом, не должно быть тока в нейтрали, протекающего по первичной цепи от трансформатора. Уставка защиты 50N была 2000А первичных. На заводе было несколько случаев ложной работы во время включения трансформатора, после чего оперативный персонал вывел эту функцию защиты из работы. Причина ложной работы реле была в насыщении ТТ во время включения трансформатора, и появлении ложного тока в нейтрали вторичной обмотки.

Резервная защита от замыканий на землю с использованием катушки Роговского может быть использована при небольших токах повреждения, исключая ее ложную работу. На том же предприятии, уставка защиты от замыканий на землю была выставлена на 500 А первичных. Это составляет 25 % от уставки реле, которое приводило к ложной работе и использовало обычные ТТ. Защита от замыканий на землю, использующая катушки Роговского, не работала ложно во время включения или работы трансформатора с момента установки системы релейной защиты. Эта функция защиты является резервной для дифференциального (87-1) элемента в случае короткого замыкания на землю даже во время включения трансформатора, когда детектор броска тока может блокировать дифференциальный элемент.

2. ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Надежное функционирование защиты силового трансформатора должно быть обеспечено как для коротких замыканий в зоне (обозначаемую как надежность схемы) так и для внешних коротких замыканий (обозначаемую как безопасность схемы).

Надежность. Для трансформаторов ЕАФ короткие замыкания во вторичной обмотке трансформатора сопровождаются возникновением тока, который практически равен току нагрузки. Поэтому только дифференциальные схемы защиты могут предоставить достоверную идентификацию короткого замыкания и обеспечить защиту.

Безопасность. Для трансформаторов ЕАФ токи нагрузки могут превышать $100 \text{ kA}_{\text{RMS}}$, имеют большой дисбаланс, и содержат существенное количество гармоник. Поэтому, для трансформаторов ЕАФ, нормальная работа может рассматриваться как режим постоянных коротких замыканий вне защищаемой зоны. Кроме того, для обеспечения безопасности схемы должны быть достоверно обнаружены пусковые токи.

2.1. Надежность схемы

Первая система дифференциальной защиты с катушками Роговского была введена в работу в 2004. После ввода системы в эксплуатацию произошли два случая короткого замыкания на предприятии и несколько в смежных системах.

Короткое замыкание #1. 28 марта 2007 произошло короткое замыкание на вторичных выводах трансформатора ЕАФ, которое было вызвано протеканием кровли камеры трансформатора ЕАФ. Протечка воды вызвала междуфазное короткое замыкание на шине вторичной обмотки, которое далее перешло в короткое замыкание на стороне 34.5 кВ трансформатора. Переход короткого замыкания со вторичной обмотки на первичную был обусловлен близостью выводов и места выброса плазмы, созданной током повреждения. Ток повреждения приблизительно был равен 250 кА. Короткое замыкание было обнаружено реле дифференциальной защиты, и выходной контакт реле сработал примерно через половину цикла. Выключатель сработал через четыре цикла. Рисунок 10 показывает запись событий, зафиксированных реле. Благодаря быстрой работе реле, трансформатор ЕАФ не был поврежден. После зачистки поврежденной зоны (см. рисунок 11) трансформатор был включен в тот же самый день (спустя меньше 6 часов после короткого замыкания) и выпуск стали продолжился.

Эффективность дифференциальной защиты трансформатора EAF, с использованием катушек Роговского, в предотвращении значительного ущерба, можно лучше осознать, если сравнивать этот случай короткого замыкания с подобным событием, которое произошло в 2002 г., когда трансформатор EAF не имел дифференциальной защиты. Тогда, на подстанции для обнаружения короткого замыкания в камере EAF использовались реле токовой отсечки и реле максимальной токовой защиты с выдержкой времени. Уставка выдержки по времени реле, выставленная с целью уменьшения ложной работы при бросках тока, привела к увеличению длительности короткого замыкания. Вследствие более долгого воздействия электрической дуги, вызванной коротким замыканием, трансформатор EAF пришлось заменить, что привело к ущербу в несколько миллионов долларов и увеличению издержек.

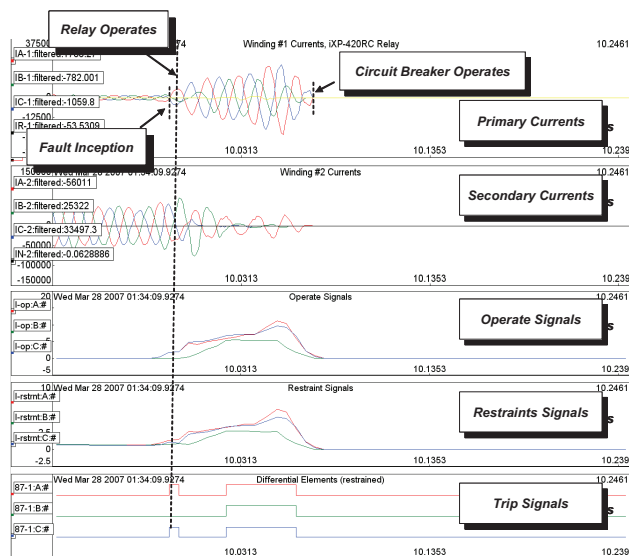


Рис. 10: Запись событий реле при коротком замыкании (реле сработало через половину цикла. Выключатель сработал через четыре цикла)



Рис. 11: Фотографии вторичной обмотки после повреждения. В результате очень быстрого отключения повреждения минимальны

Короткое замыкание #2. 4 апреля 2007 случилось второе повреждение в месте сборки многочисленных проводников от вторичных обмоток в шинопровод в камере EAF. Дифференциальная защита обнаружила короткое замыкание и активировала отключающие контакты приблизительно через 2 цикла. Быстрое отключение привело к минимальным повреждениям сборных шин, но образовалось небольшое почернение изоляционных перегородок между шинами, находящимися под напряжением. По желанию технического персонала сталеплавильного цеха была разобрана эта монтажная сборка и установлены новые изоляционные перегородки. Простою продолжался приблизительно 12 часов,

вследствие выполнения требуемых работ по замене. Причиной пробоя стало загрязнение монтажной сборки пылью.

Короткое замыкание #3. 21 января 2007 произошло повреждение зажима на одном из фазных проводов, подключенных к вакуумному выключателю, управляемому EAF на заводе. Неплотно прикрепленный проводник начал искрить. После этого, вспыхнула дуга между фазой и корпусом и, в итоге, короткое замыкание перешло в многофазное. Дифференциальная защита сработала с некоторой задержкой в связи с содержанием гармоник в токе повреждения. Фазные токи, отраженные в осциллограмме, имели величины приблизительно 21–25 кА. Энергосистема, питающая камеру трансформатора, глухо заземлена на подстанции, поэтому, ток в нейтрали во время короткого замыкания также приблизительно был равен 20 кА. Реле быстродействующей защиты от замыканий на землю на выключателе фидера на подстанции обнаружило короткое замыкание и устранило его прежде, чем сработал дифференциальный элемент.

Короткое замыкание #4. 7 августа 2007 произошла авария в молниеотводе на корпусе устройства РПН на трансформаторе EAF. В результате перегрева часть бака РПН деформировалась, и, в конечном счете, сработало устройство ограничения давления. Горячее масло разбрызгалось на первичные шины, находящиеся под напряжением, и привело к короткому замыканию на стороне первичной обмотки 34.5 кВ трансформатора. Работа устройства сброса давления автоматически выдала отключающий сигнал на выключатель подстанции. До возникновения короткого замыкания вторичный ток был равен 102–126 кА, а токи в первичной цепи были приблизительно равны 3200–4000 ампер за фазу. В это время дифференциальная защита была стабильна, несмотря на высокие значения токов, протекающих через защищаемую зону. Время работы дифференциальной защиты было немногим меньше 2 циклов после появления короткого замыкания.

2.2. Безопасность схемы

Новая схема дифференциальной защиты трансформатора с использованием катушек Роговского продолжает работать на всех объектах до настоящего времени. За это время защиты не работали ложно при подаче питания или во время циклов плавки. Ко времени написания этой статьи произошло **более чем 450 000 включений трансформаторов и циклов плавки** в процессе работы на множестве EAF систем.

БИОГРАФИИ

Любомир А. Коджович – главный инженер-энергетик фирмы Cooper Power Systems в Техническом центре имени Томаса Эдисона. Имеет степень кандидата технических наук в области электроэнергетики (релейная защита, распределение энергии, тестирование, математическое моделирование и анализ энергосистем). Ассистент профессора Мичиганского технологического университета, почетный член Общества инженеров-энергетиков IEEE, член Комитета по энергетическим системам IEEE и член Международного совета по большим энергетическим системам – CIGRE. Технический советник национального комитета США TC-38 по трансформаторам в Международной электротехнической комиссии – IEC. Является зарегистрированным профессиональным инженером штата Висконсин. Имеет 8 патентов в США и является автором более 150 публикаций.

Мартин Т. Бишоп – главный инженер Группы системной интеграции в Cooper Power Systems в Техническом центре имени Томаса Эдисона. Группа отвечает за проекты, связанные с релейной защитой энергосистем, в том числе и за проекты по автоматизации энергосистем. Мартин Бишоп отвечает за продажу и разработку линейки терминалов релейной защиты AdPro™, производимых Cooper Power Systems. Мистер Бишоп работал в Cooper Power Systems инструктором рабочей группы по максимальным токовым защитам, рабочей группы по принципам распределения электроэнергии, рабочей группы по повышению надежности энергосистем и рабочей группы по применению и защите трансформаторов. Получил степени B.S.E.P.E. и M.S.E.P.E. в Rensselaer Polytechnic Institute, Troy, New York и степень MBA в The Keller School of Management.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Lj.A. Kojovic, M.T. Bishop, “Advanced Protective Relaying Based on Rogowski Coil Current Sensors”, Actual Trends in Development of Power System Protection and Automation 7-10 September 2009, Moscow, Russia.
- [2] IEEE Document C37.235™, Guide for the Application of Rogowski Coils used for Protective Relaying Purposes.
- [3] IEEE Standard C37.92™, Analog Inputs to Protective Relays from Electronic Voltage and Current Transducers.
- [4] IEC Standard 60044-8™, Instrument transformers – Part 8: Electronic current transformers.
- [5] Lj.A. Kojovic, M.T. Bishop, D. Sharma, C. Birkbeck, “Application of Differential Protection on Electric Arc Furnace and Substation Transformers”, Iron & Steel Technology Conference and Exposition, May 5-8, 2008, Pittsburgh, PA.

Продольно компенсированные линии в большинстве энергосистем требуют особого подхода в испытаниях защит в режиме реального времени

B.M. BUCHHOLZ, NTB Technoservice

V. HENN, R. KREBS, Siemens AG

G. ARRUDA, CHEFS

R. DUTRA, FURNAS

P. CAMPOS, ELETRONORTE

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Транзитная система, конденсатор УПК (устройства продольной компенсации), инверсия напряжения, инверсия тока, дистанционная защита, дифференциальная защита, уменьшение времени отключения, испытания в режиме реального времени, RTDS (Real Time Digital Simulator = цифровой имитатор, работающий в режиме реального времени)

1. ВВЕДЕНИЕ

Недавно были разработаны современные технологии в области дифференциальных защит, применяемые для длинных линий электропередач; при этом использовались стандарты обмена данными, ликвидирующие мифы о том, что эти технологии можно использовать только для ЛЭП длиной менее 100 км [9].

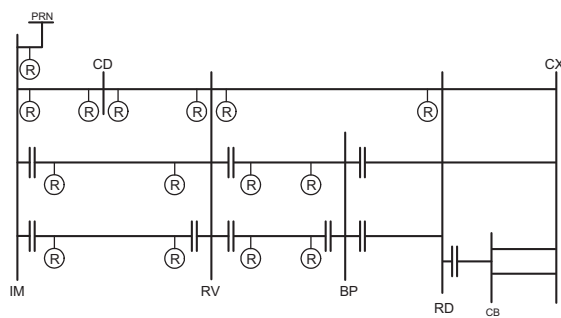
На практике был получен опыт использования дифференциальной защиты для линии 230 кВ длиной 202 км с использованием 70% продольной компенсации, линия располагается в смешанной системе.

Пример применения, используемый в этой статье, это линия 230 кВ Itumbiara-Rio Verde (IM-RV), двухцепная, длиной 220 км и имеющая 70% продольной компенсации. По соседству с этой линией находятся другие параллельные продольно компенсированные линии, что создает трудности при использовании традиционных принципов построения дистанционной и токовой защит.

Причиной выбора упомянутой линии стало то, что система, в которой располагается линия, является смешанной. В середине 1970-х в системе была только одна линия 138 кВ, соединяющая энергосистемы четырех разных компаний – CELG, FURNAS, ELETRONORTE, и CEMAT. Понемногу в течение многих лет система усиливалась, имея 3 цепи 230 кВ и одну цепь 138 кВ в начале 1990-х, и в конце концов в 2006 г. к ним добавилась линия 500 кВ, соединяющая параллельно остальным подстанции Itumbiara и Cuiabá.

Чтобы сделать возможным протекание мощности по линиям 230 кВ (даже в некоторых случаях это относится и к линиям 500 кВ), необходимо рассматривать возможность использования для этих линий продольной компенсации.

Из-за применения продольной компенсации существующие схемы защит (некоторые из которых имеют реле, неподходящие для применения при продольной компенсации) должны быть заменены подходящими системами защит.



®Тестируемые реле

Рис. 1: Моделирование 230 кВ FURNAS и сети Eletronorte

Согласно техническим данным новых защит, в состав которых входят дистанционная и направленная токовая защиты, они подходят для использования на линиях с продольной компенсацией. Новые системы защит проверялись в сериях смоделированных ситуаций согласно конфигурации энергосистемы, показанной на рисунке 1; для моделирования ситуаций использовался RTDS цифровой имитатор, работающий в реальном времени (Erlangen, Germany).

На рисунке 1 показано, что линия Itumbiara-Rio Verde, 230 кВ (IM-RV), двухцепная, имеет 70% компенсацию со стороны ПС Itumbiara (IM). Высокая степень компенсации, сосредоточенной только на одном конце линии, является одной из самых серьезных проблем. Особенно это касается коротких замыканий через переходное сопротивление или междуфазных КЗ близко к конденсатору, которые не вызывают срабатывания шунта конденсатора. Только при достижении с задержкой термического предела варистора (варистора на основе окиси металла) и срабатывания при этом шунта конденсатора, дистанционная защита сможет отключить повреждение. Таким образом, общее время отключения будет более 150 мс, что является максимальным значением для линии 230 кВ согласно Своду правил релейной защиты ONS (Brazilian National System Operator = Национальный системный оператор Бразилии). Следовательно, между заказчиком и производителем было заключено соглашение, что дистанционная защита 7SA6 будет заменена на дифференциальную защиту 7SD5, в которой функция дистанционной защиты используется в качестве резервной защиты. Оптический канал связи для обмена данными между терминалами в дополнение к последним разработкам с точки зрения функциональности 7SD5, сделал возможным обмен данными на расстоянии более 220 км.

2. КОНДЕНСАТОРЫ УПК

2.1. Расположение конденсаторов и измерительных трансформаторов

Возможно следующее расположение конденсаторов УПК:

- высокая степень компенсации в середине линии
- низкая степень компенсации по обоим концам линии
- высокая степень компенсации на одном конце линии
- любая степень компенсации на соседней линии

Когда батареи конденсаторов располагаются на подстанции, имеет значение и места установки трансформаторов тока (ТТ) и трансформаторов напряжения (ТН). Варианты расположения:

- ТТ и ТН на стороне линии
- ТТ и ТН на стороне шин
- ТТ на стороне шин и ТН на стороне линии

Если ТТ и ТН располагаются по разные стороны от конденсатора, эффективной точкой измерения является место установки ТН.

2.2. Уровень защиты батарей конденсаторов

Обычно степень защиты конденсатора выбирается, исходя из того, что мы ожидаем, что при внешних повреждениях не сработает разрядник и шунт. Следовательно, большинство (но не все) внутренние низкоомные повреждения приведут к срабатыванию шунта, в то время как высокоомные замыкания ограничивают ток КЗ до значений, при которых конденсатор остается в работе. Всякий раз, когда срабатывает шунт, линия становится некомпенсированной [6].

2.3. Эффекты, возникающие при коротких замыканиях вследствие компенсации линии

При использовании конденсаторов УПК могут возникнуть следующие явления:

- уменьшение замера сопротивления при повреждении
- увеличение замера сопротивления при повреждении
- инверсия напряжения
- инверсия тока
- перенапряжения

2.3.1. Уменьшение замера сопротивления при повреждении

В какой бы точке между точкой измерения и точкой повреждения не находился бы конденсатор, происходит ошибочный замер сопротивления. Это явление и явление подсинхронных колебаний подробно описывается в [8,10]. Также необходимо учитывать наличие конденсаторов на смежных линиях, где промежуточная подпитка может усилить эффект уменьшения замера напряжения.

2.3.2. Увеличение замера сопротивления при повреждении

При расположении конденсатора между точкой измерения и точкой замыкания, и если оставшееся индуктивное сопротивление меньше емкостного, может возникнуть необходимость увеличить охват зоны действия ступени защиты до значения, большего сопротивления конденсатора. Это может оказаться интересным для ступеней защиты, направленных «назад» для обнаружения повреждений на шинах, в то время как ТН расположены на стороне линии.

2.3.3. Инверсия напряжения

Когда конденсатор расположен между точкой замера и точкой КЗ, и оставшееся индуктивное сопротивление меньше емкостного, то измеренное сопротивление будет иметь емкостной характер. Это приведет к инверсии напряжения. Как описано в [7,8], определение направления с использованием работы с напряжениями “по памяти”, может решить эту проблему, если только не возникнет инверсия тока.

2.3.4. Инверсия тока

Когда полное сопротивление петли КЗ имеет емкостной характер, ток КЗ приобретает емкостной характер, что называется инверсией тока. Инверсия тока возникает, главным образом, если конденсаторы с большим сопротивлением (используемые для длинных линий с высокой степенью компенсации) расположены на одном из концов линии. При наличии мощных источников КЗ может изменить свой тип от обычного активно-индуктивного на активно-емкостной, таким образом, ток КЗ зависит от конденсаторов, и ограничивается, главным образом, ими. В зависимости от степени защиты варистора (MOV) и искровых промежутков, конденсаторы не шунтируются мгновенно после возникновения КЗ, результатом чего может быть серьезная ошибка при определении направления на основе запомненных напряжений.

2.3.5. Перенапряжения

Последовательно включаемый конденсатор, линия и сопротивление источника представляют собой колебательный контур, где значение резонансной частоты задается сопротивлением линии между конденсатором и местом КЗ. При этом могут возникнуть неожиданные перенапряжения.

3. ДИСТАНЦИОННАЯ ЗАЩИТА НА ЛИНИЯХ С ПРОДОЛЬНОЙ КОМПЕНСАЦИЕЙ

В энергосистемах Бразилии можно видеть применение мощных конденсаторных УПК, устанавливаемых в начале линии. При наличии мощных источников это приведет к инверсии тока. Обычно токи КЗ ожидаются такого значения, при котором мгновенно срабатывает шунт конденсатора. При испытаниях ТНА мы обнаружили некоторые ситуации, особенно двухфазные КЗ и высокоомные КЗ вблизи конденсаторов, при которых токи достаточно малы и не вызывают срабатывания шунта.

3.1. Инверсия тока

В проверяемой системе возникает инверсия тока без срабатывания шунта, чего ранее не наблюдалось. Разделы с 3.1.1 до 3.1.5 наглядно иллюстрируют, что дистанционная защита, независимо от места установки ТН, не может использоваться для продольно компенсированных линий, если будет существовать возможность появления инверсии тока.

3.1.1. ТН на стороне линии, а повреждение в «прямом» направлении

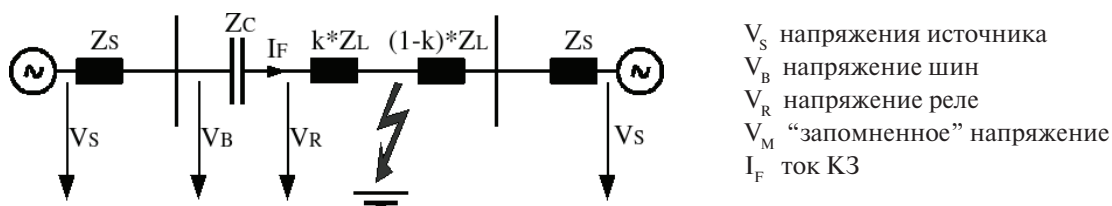


Рис. 2: Упрощенный случай КЗ при отсутствии нагрузки, КЗ в «прямом» направлении

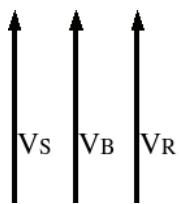


Рис. 3: Вектора напряжения доаварийного режима при отсутствии нагрузки

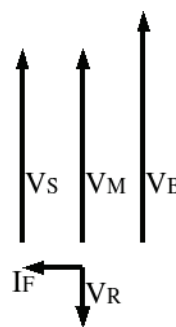


Рис. 4: Вектора напряжения при КЗ и токе КЗ I_F

На рисунке 3 показаны вектора напряжения доаварийного режима при отсутствии нагрузки. Напряжение источника V_S , напряжение на шинах V_B и напряжение в точке установки реле V_R находятся в фазе.

На рисунке 4 показаны вектора напряжения в момент КЗ. “Запомненное напряжение” V_M всегда идентично доаварийному напряжению в месте установки реле V_R . Из-за емкостного тока КЗ реле, которое осуществляет определение направление по фактическому току КЗ и запомненному напряжению (V_M, I_F), определит, что КЗ произошло “за спиной”, в то время как оно произошло в “прямом” направлении.

3.1.2. ТН на стороне линии, а КЗ в “обратном” направлении

В этом случае мы видим классическую инверсию напряжения. Таким образом, необходимо работать с «запомненными» напряжениями. Иначе замыкания на шинах за конденсатором будут расцениваться как КЗ в направлении «вперед».

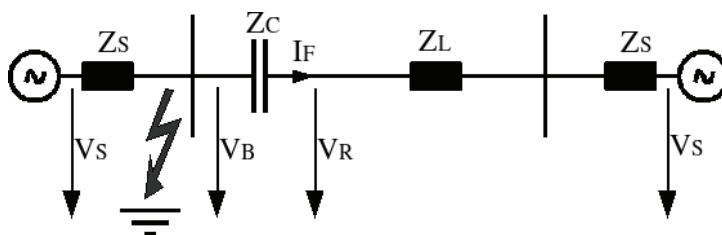


Рис. 5: Упрощенный случай КЗ при отсутствии нагрузки, КЗ в «обратном» направлении

3.1.3. ТН на стороне шин, а повреждение в “прямом” направлении

Из векторных диаграмм рисунков 3 и 4 можно видеть, что доаварийные напряжения (и, следовательно, “запомненное” напряжение) одинаковы с напряжением на стороне линии. Также и в этом случае, запомненное напряжение приведет к ошибочному определению направления.

При повреждениях в середине линии и при более слабом источнике (при коммутациях в системе), мы получаем классическую ситуацию с инверсией напряжения:

$$\begin{aligned} X_C + k \times X_L &< 0 \\ X_S + X_C + k \times X_L &> 0. \end{aligned}$$

Здесь необходимо работать по памяти, «незапомненные» напряжения не являются решением.

3.1.4. ТН на стороне шин, а КЗ в «обратном» направлении

В таком случае реле может работать «по памяти», а в случае, если в обратном направлении нет конденсаторов, реле также может работать и с фактическими значениями напряжения.

3.1.5. ТН на стороне линии, КЗ между конденсатором и ТТ

При КЗ между конденсатором и ТТ, реле будет получать значение тока КЗ I_{F1} , и значение напряжения

$$V_R = X_C \times I_{F2}.$$

Замер напряжения будет равен

$$X_M = V_R / I_F = X_C \times I_{F2} / I_{F1},$$

который ничего общего не имеет с фактическим сопротивлением. Мы предполагаем, что $I_{F1} > I_{F2}$, таким образом, модуль измеренного напряжения меньше X_C и меньше ступени с полным охватом Z1B. Поскольку определение направления происходит на основе “запомненного” напряжения, то КЗ будет расцениваться в направлении “вперед”, и мы будем иметь отключение во всех случаях.

3.2. Выбор уставок ступени и использование схем телеускорения

Первым требованием для возможности использования дистанционной защиты в продольно компенсированных сетях является то, что необходимо исключить инверсию тока, как это было показано в разделе 3.1.

В зависимости от зоны действия ступеней в некомпенсированных сетях, будет использоваться охват ступени Z_1 , составляющий 80-90% от длины линии. Для сетей с продольной компенсацией необходимо сильно уменьшить охват. Даже в случае, если перед реле на защищаемой линии не установлен конденсатор, конденсаторы на смежных или параллельных линиях влияют на уменьшение зоны действия.

Как следствие этого, схема телеускорения является абсолютно необходимой, а функциональность дистанционной защиты уменьшается до функции определения направления. Времена отключения для КЗ в любой точке защищаемой линии составляют 35-45 мс с учетом времени передачи сигнала.

4. ТОКОВАЯ НАПРАВЛЕННАЯ ЗАЩИТА НУЛЕВОЙ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ (ТНЗНП) НА ЛИНИЯХ С ПРОДОЛЬНОЙ КОМПЕНСАЦИЕЙ

4.1. Определение направления

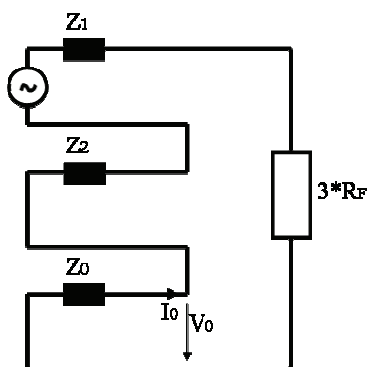


Рис. 6: Эквивалентная схема симметричных составляющих для замыкания на землю

ТНЗНП работает, главным образом, с током и напряжением нулевой последовательности. Выражение

$$Z_0 = -V_0 / I_0$$

дает нам сопротивление источника, но не сопротивление КЗ. Если КЗ произошло в “обратном” направлении, то ток I_f изменяет свое направление. В результате этого измеренное сопротивление имеет отрицательное значение реактанса. Или наоборот: если измеренное сопротивление имеет положительную мнимую часть, КЗ произошло в “прямом” направлении. Если реактанс имеет отрицательный знак, то КЗ произошло “за спиной”.

4.2. Продольно компенсированная линия и ТН на стороне линии

На рисунке 7 показана однолинейная схема – исходная и схема замещения с использованием симметричных составляющих. Даже если конденсаторы не находятся в цепи протекания тока нулевой последовательности, они имеют сопротивление нулевой последовательности

$$Z_{C1} = Z_{C2} = Z_{C0} = Z_C.$$

При высокоомных КЗ токи КЗ малы, и шунт конденсаторной батареи не срабатывает.

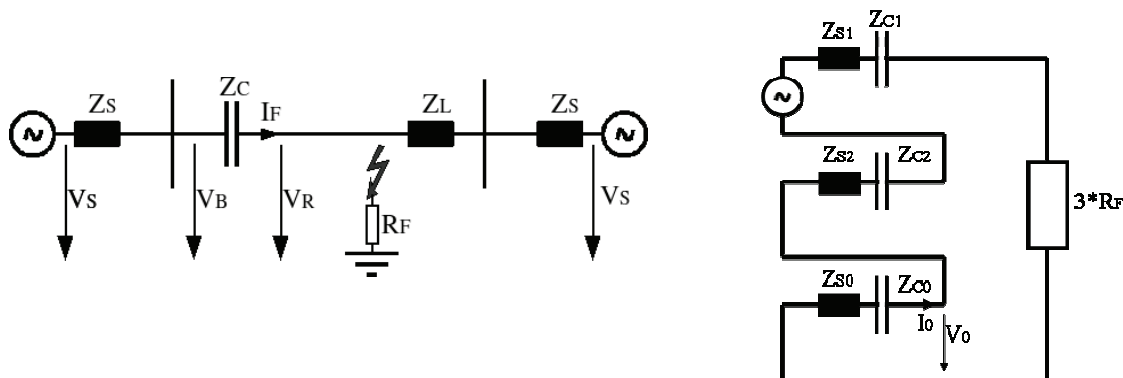


Рис. 7: Упрощенный случай КЗ на землю в «прямом» направлении с большим переходным сопротивлением при установке ТН на стороне линии и схема замещения на базе симметричных составляющих

4.2.1. Малое сопротивление источника и высокая степень компенсации

В некоторых случаях, особенно при высокой степени компенсации, емкостное сопротивление может быть больше индуктивного сопротивления эквивалентной ЭДС. Заземленные трансформаторы, подключенные к шинам, также имеют меньшее значение сопротивления нулевой последовательности. Таким образом, может случиться так, что результирующее сопротивление будет иметь емкостной характер (даже если сопротивления прямой и обратной последовательности имеют индуктивный характер).

В этом случае защита будет расценивать КЗ в «прямом» направлении как КЗ «за спиной»!

С другой стороны, если КЗ и в самом деле произошло «за спиной», то сопротивление $Z_L + Z_s$ находится на стороне линии и имеет индуктивный характер, а поэтому рассчитываемое сопротивление будет иметь мнимую часть с отрицательным знаком. Это означает, что КЗ будет корректно определено как произошедшее «за спиной».

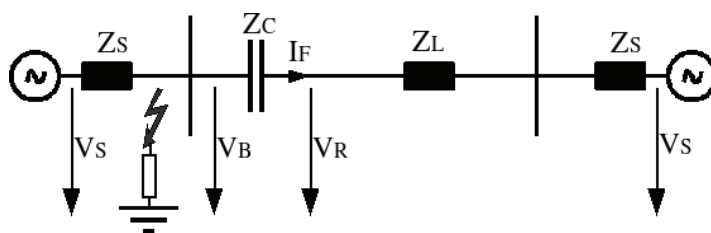


Рис. 8: Упрощенный случай КЗ с высокоомным КЗ на землю в обратном направлении и ТН на стороне линии

4.2.2. Малое сопротивление источника и высокая степень компенсации

Как только замер сопротивления рассматривается как индуктивный, все работает корректно.

4.3. Продольно компенсированные линии и ТН на стороне шин

В этом случае мы видим сопротивление источника слева как чисто индуктивное. Результирующее сопротивление для КЗ «за спиной» всегда реактивно, поскольку полное сопротивление линии больше, чем емкостное сопротивление. ТЗНП будет работать правильно.

5. ЗАЩИТА ОТ ПОВЫШЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ

Общим правилом при проектировании защиты батареи конденсаторов является несрабатывание защиты при внешних КЗ.

На стороне линии возникает напряжения, рассчитываемое следующим образом (пренебрегаем активными составляющими сопротивлений):

$$\begin{aligned} V_R &= I_F \times X_L \\ V_{S1} &= I_F \times (X_{S1} + X_C + X_L) \\ V_R / V_{S1} &= X_L / (X_{S1} + X_C + X_L). \end{aligned}$$

В качестве примера имеем:

$$\begin{aligned} X_{S1} &= 0.1 \times X_L \\ X_C &= -0.7 \times X_L \\ V_R / V_{S1} &= 1 / (0.1 - 0.7 + 1) = 2.5. \end{aligned}$$

В этом примере напряжение возрастает до 250%. Это может составлять опасность для оборудования. Если защита от повышения напряжения со стандартными уставками подключается к ТН, расположенному на стороне линии, то она может выполнить мгновенное отключение при внешнем КЗ.

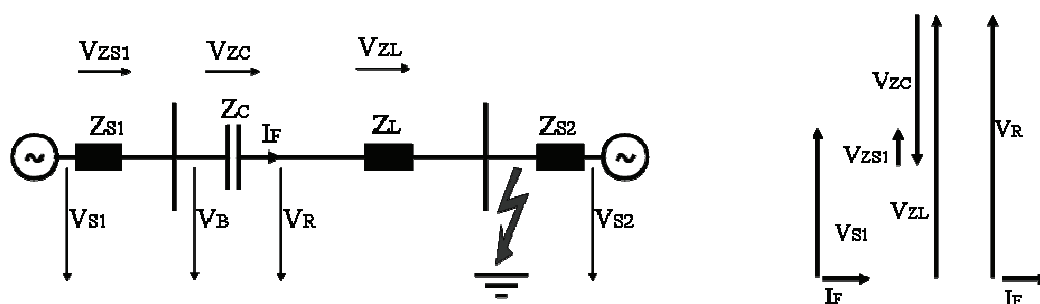


Рис. 9: Упрощенный случай внешнего КЗ и соответствующая ему векторная диаграмма

6. ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ЗАЩИТА

Во многих спорах между инженерами по релейной защите можно услышать утверждения, что дифференциальная защита не подходит для линий с продольной компенсацией, потому что инверсия тока на одной стороне линии приводит к возникновению емкостного тока КЗ. При протекании индуктивного тока КЗ на другой стороне линии суммарный ток в точке КЗ, а, следовательно, и в дифференциальной защите, будет равен нулю, и отключения от реле не последует.

Следующие разделы с 6.1 по 6.3 помогут ответить на два основных вопроса:

- Возможно ли нулевое значение тока КЗ и какие должны быть условия для возникновения такой ситуации?
- Возможно ли построить характеристику срабатывания дифференциальной защиты для отключения всех внутренних металлических КЗ?

6.1. Возможно ли нулевое значение тока КЗ?

Может ли такое случиться, что при протекании емкостного тока КЗ на одной стороне линии, на другой стороне линии будет протекать индуктивный ток КЗ такого же по модулю значения?

Согласно рисунку 10, мы предполагаем, что напряжение источника одинаково по обеим сторонам линии.

$$\begin{aligned} I_{F1} &= -I_{F2} \\ V_s / (X_{S1} + X_C + k \times X_L) &= -V_s / (X_{S2} + (1-k) \times X_L) \\ X_{S1} + X_C + k \times X_L &= -X_{S2} - X_L + k \times X_L \\ X_C &= -(X_{S1} + X_{S2} + X_L). \end{aligned}$$

Таким образом, конденсатор не только компенсирует 100% индуктивного сопротивления линии, но также и сопротивления обоих источников. Этот случай нереален, поэтому нулевой ток КЗ невозможен.

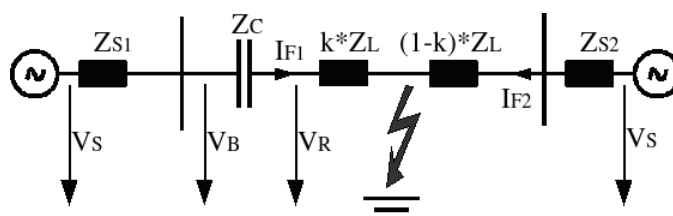


Рис. 10: Упрощенный случай КЗ на линии

6.2. Проверка наклона характеристики срабатывания дифференциальной защиты

Мы проверим, существует ли на линии такая точка, в которой ток торможения больше дифференциального тока, т.е. условия, при которых отключение не произойдет.

Хотя дифференциальные защиты и поставляются разными производителями, которые рассчитывают тормозные величины по разным методикам, дифференциальный ток всегда вычисляется согласно закону Кирхгофа. Для грубого расчета мы используем классический подход с коэффициентом торможения

$$СТАВ = k_{СТАВ} \times (|I_{F1}| + |I_{F2}|).$$

Посмотрим на токи в различных точках линии. Наиболее критичная точка находится на стороне линии, где расположен конденсатор УПК при $k = 0$. Здесь емкостной ток равен

$$I_{F1} = V_s / (X_{S1} + X_C + k \times X_L)$$

минимальному значению, и быстро возрастает по гиперболе, теоретически до бесконечности в точке резонанса емкости конденсатора и индуктивности линии плюс индуктивность источника. Индуктивный ток

$$I_{F2} = V_s / (X_{S2} + (1-k) \times X_L)$$

также минимален и возрастает по гиперболе, но с асимптотой, теоретически находящейся внутри источника, поэтому увеличение тока не такое быстрое.

При $k = 0$:

$$\begin{aligned} I_{F1} &= V_s / (X_{S1} + X_C) \\ I_{F2} &= V_s / (X_{S2} + X_L). \end{aligned}$$

При $X_{S1} = X_{S2} = 0.1 \times X_L$ (как пример с сильными подпитками) и $X_C = -0.7 \times X_L$ получаем

$$\begin{aligned} I_{F1} &= V_s / X_L \times (1 / (0.1 - 0.7)) = -1.66 \times V_s / X_L \\ I_{F2} &= V_s / X_L \times (1 / (0.1 + 1.0)) = 0.91 \times V_s / X_L \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{DIFF} &= |-1.66 + 0.91| \times V_s / X_L = 0.75 \times V_s / X_L \\ \text{STAB} &= (|-1.66| + |0.91|) \times V_s / X_L = 2.57 \times V_s / X_L \end{aligned}$$

$$k_{\text{СТАБ}} < 0.75 / 2.57 < 0.29.$$

В этом случае КЗ может быть отключено при угле характеристики менее 0.29. Конечно, это нужно проверить для одно-, двух- и трехфазных КЗ по формуле вычисления, применяющейся для реле, и учесть необходимые отстройки. Здесь необходимо упомянуть, что перемещение точки КЗ вправо увеличивает П, который в итоге приведет к срабатыванию защиты конденсатора и шунтированию конденсатора. В этом случае, при повреждениях на правой стороне линии будут возникать только индуктивные токи, которые являются стандартной ситуацией и не создают проблем при работе защиты.

Точку КЗ около конденсатора (со стороны линии) необходимо проверить на предмет того, достаточен ли угол наклона характеристики дифференциальной защиты; особенно это относится к энергосистемам с высокой степенью компенсации и сильными подпитками с малыми сопротивлениями источников. Если наклона достаточно, то дифференциальная защита будет отключать все повреждения без выдержки времени.

6.3. Высокоомные КЗ

Если рассмотреть высокоомные КЗ, то мы увидим, что провал напряжения в точке КЗ незначителен, а также то, что ток КЗ (и, таким образом, и дифференциальный ток) определяется только активным сопротивлением. Вклад токов КЗ с левой и правой сторон неизвестен, однако они суммируются с нагрузочным током, что мы можем выразить общей формулой:

$$\begin{aligned} |a + b| &= |a| + |b| \\ \text{DIFF} &= |I_F| \\ \text{STAB} &< |I_L| + |I_L| + |I_F| \\ \text{DIFF} &> k \times \text{STAB} \\ |I_F| &> k \times (|I_L| + |I_L| + |I_F|) > k \times \text{STAB} \\ |I_F| / |I_L| &> 2k / (1-k). \end{aligned}$$

В качестве примера, при наклоне 20% ток КЗ будет превышать 50% нагрузочного тока. Существуют современные реле дифференциальной защиты, в которых допускается значение наклона менее 5% в диапазоне нормальных нагрузочных токов. Таким образом, эти реле также чувствительны, как и реле токовой защиты от замыканий на землю.

Конечно, здесь также необходимо применять точные формулы расчета параметров реле с необходимыми коэффициентами запаса.

7. ОМП (ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ)

Корректная работа ОМП, несомненно, очень важна для защиты длинных линий, поскольку после КЗ необходимо провести инспекцию места повреждения. Однако, в устройствах ОМП, работающих на дистанционном принципе, используются аварийные напряжения, а также на эти устройства влияют емкостные сопротивления.

Точка КЗ на шинах (показаны слева на рисунке) определяется реле (показано на рисунке правее) как на расстоянии 70% вперед. 70% это сопротивление конденсатора, а «вперед» — результат ошибки в определении направления. Однако, реле на правой стороне линии определяет направление корректно («вперед»), и «видит» точку КЗ на расстоянии 30%, поскольку батарея конденсаторов остается в работе. Таким образом, результаты внешне выглядят правдоподобно, но, тем не менее, ошибочны.

Функцию определения места повреждения можно улучшить при использовании принципа работы ОМП, когда берутся данные по обоим концам линии.

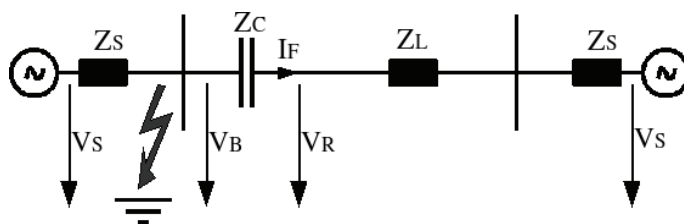


Рис. 11: Упрощенный случай внешнего КЗ

8. ИСПЫТАНИЯ С ПОМОЩЬЮ ТНА (АНАЛИЗАТОР ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ В СЕТИ)

Лаборатория ТНА (transient network analyzer = анализатор переходных процессов в сети) Erlangen (Germany) оборудована RTDS (цифровой имитатор, работающий в режиме реального времени) для испытаний двух комплектов защит. Моделируемая система (показана на рисунке 1) содержит более 10 линий и 9 продольных конденсаторов. Сотни испытаний были проведены с дистанционной и дифференциальной защитой за многие недели с целью проверки уставок защит и в документирования испытаний.

9. ВЫВОДЫ

Последовательная компенсация (продольная компенсация) широко используются для увеличения пропускной способности длинных воздушных линий электропередач и для увеличения эффективности энергосистемы [1,2,3]. Эти конденсаторы не только влияют на режим работы энергосистемы, но и на ее характеристики при возникновении КЗ. Такие эффекты, как инверсия напряжения, хорошо известны; эти проблемы в реле дистанционной защиты решаются путем использования для определения направления принципа работы “по памяти”. В зависимости от места установки батареи конденсаторов, ее размеров и степени защиты платформы батареи, а также в зависимости от сопротивления источника, также возможно явление инверсии тока. Если возникает инверсия тока, то для защит появляется новая проблема. Высокоомная защита от замыканий на землю, ОМП и дифференциальная защита будут затронуты этим явлением тем или иным способом. Это было подтверждено при испытаниях на RTDS в режиме реального времени.

Мы увидели, что комбинация дистанционной защиты и ТНЗНП полезна, особенно при всех КЗ, при которых срабатывает шунт конденсатора. Тем не менее, для обеих защит требуется система обмена данными, например, высокочастотный канал. Если доступна для использования современная система обмена данными со скоростью передачи 64 кБит/с (рекомендуется 128 кБит/с, оптимальная скорость 512 кБит/с), то дифференциальная защита будет отключать все металлические КЗ и КЗ через переходные сопротивления с временами от 10 до 20 мс, а высокоомные КЗ – менее, чем за 40 мс.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Johns, A.T.: Flexible AC Transmission Systems (FACTS). ISBN 0-85296-771-3, IEE, UK.
- [2] Anderson, P.M.; Farmer R.G.: Series Compensation in Power Systems, ISBN 1-888747-01-3, PBLSH, Encinitas, CA, 1996.
- [3] Kimbark, E.W.: Improvement of System Stability by Switched Series Capacitors. IEEE Summer Power Meeting, Detroit, 20. June – 2. July, 1965, pp. 180-188.
- [4] Krebs, R.; Kumar, A.; Pretorius, C.; Retzmann, D.: Real-Time System Studies for FACTS and Protection. International Conference on Power System Technology (ICPST), Beijing, China, 1994.
- [5] Krebs, R.; Kumar, A.; Retzmann, D.: Real-Time Simulation for Evaluation of Transmission Line Protection Under Transient Conditions. 8th National Power System Conference (NPSC), New Delhi, 1994.

Москва, 7–10 сентября 2009 г.

- [6] Hofmann, S.; Krebs, R.; Kumar, A.; Wokusch, M.: A Novel Series-Capacitor Bank Protection Scheme. – Validity Tests with RTDS. 3rd International Conference on Digital Power System Simulators (ICDS), Vasteras, Sweden, 1999.
- [7] Claus, M.; Holbach, J.; Krebs, R.: Fast Protection Under Difficult Conditions. – Real-Time Testing of Protection Relays on Series Compensated Lines. 12th International Conference on Power System Protection, (PSP 2000), Bled, Slovenja, 27th-29th September, 2000.
- [8] Ziegler, G.: Numerical Distance Protection – Principles and Application. ISBN 978-3-89578-318-0, Publicis, Erlangen, 2008.
- [9] Ziegler, G.: Numerical Differential Protection – Principles and Application. ISBN 3-89578-234-3, Publicis, Erlangen, 2005.
- [10] Krebs, R.; Henn, V.; Holbach, J.; Morais, P.; Arruda, G.: Series Capacitors and Distance Protection – Subsynchronous Frequencies and Real-Time Test of Distance Protection Relays. CIGRE B05 National Conference, 9th-16th September 2005, Calgary.

Упреждающие функции релейной защиты

А.В. БУЛЫЧЕВ, Г.С. НУДЕЛЬМАН
**ОАО «Всероссийский научно-исследовательский,
проектно-конструкторский и технологический институт
релестроения с опытным производством»
(ОАО «ВНИИР»)**

Россия
vniir@vniir.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Релейная защита, повреждения, прогнозирование, упреждение.

1. ВВЕДЕНИЕ

Рост зависимости общества от электрической энергии вызывает необходимость повышения требований к надежности электроснабжения и, как следствие, совершенству релейной защиты (РЗ). Быстрое предотвращение развития аварии и восстановление электроэнергетической системы (ЭЭС) при повреждении отдельных ее элементов становится ключевой проблемой управления.

Появление доступных и достаточно надежных микропроцессоров дало материальную основу для создания совершенных устройств микропроцессорной релейной защиты (МП РЗ) с новыми превосходными возможностями в части обработки сигналов.

МП РЗ обладают новым принципиально важным свойством (которого так не хватало в полной мере предшественникам) – возможностью запоминать информацию (сигналы) и использовать ее в дальнейших операциях.

Будущее – это следствие реальных произошедших событий. Поэтому на основе зарегистрированной и обработанной информации, цифровые устройства РЗ способны сформировать аргументированное заключение не только о настоящем, но и о будущем состоянии контролируемого объекта.

Для классических методов защиты характерна запаздывающая реакция на возникшее повреждение, обусловленная конечным временем измерения и оценивания параметров. Это приводит к необходимости выполнения экстренных операций по локализации повреждений, что неизбежно создает нежелательные возмущения для энергосистемы. К тому же провести детальную диагностику повреждения, как правило, при этом невозможно из-за дефицита времени.

Экстраполирование и прогнозирование явлений в контролируемых объектах, мониторинг их эволюции и раннее (предаварийное) обнаружение потенциальных повреждений объекта позволяют сформировать предупреждение о приближении возможной аварии. В дополнение к симптомам, которые оцениваются количественно, иногда можно сформировать и эвристические, использующие качественную информацию от персонала, наблюдающего за контролируемым объектом.

Это служит основой упреждающих функций РЗ.

2. РЕАЛИЗАЦИЯ УПРЕЖДАЮЩИХ ФУНКЦИЙ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

В соответствии с целевой установкой, результативность (эффективность) действия РЗ характеризуется ее способностью выявлять поврежденные элементы и производить переконфигурирование электроэнергетической системы в аварийных ситуациях для сохранения достойного (в смысле категории надежности электроснабжения) качества электроснабжения исправных электроприемников.

Москва, 7–10 сентября 2009 г.

Контролируемый устройством релейной защиты объект остается в работе до тех пор, пока его параметры находятся в пределах установленных допусков. В случае выхода одного или нескольких контролируемых параметров за пределы допусков объект выводится из работы и принимаются меры для восстановления его рабочего состояния [1].

Не все необходимые для РЗ параметры объекта доступны для измерения. Поэтому помимо использования результатов измерения входных воздействующих величин общие алгоритмы контроля основываются также на косвенном оценивании необходимых ненаблюдаемых параметров.

Параметры, характеризующие состояние контролируемого объекта, входят в многомерную математическую модель, которая в линейном виде может быть представлена системой дифференциальных уравнений или одним векторно-матричным уравнением:

$$\frac{d\underline{y}}{dt} = \mathbf{A}(t)\underline{y}(t) + \mathbf{N}(t)\underline{q}(t), \underline{y}(t_0) = \underline{y}_0,$$

где $\mathbf{A}(t)$ и $\mathbf{N}(t)$ – матрицы коэффициентов, определяющих свойства объекта и входных воздействий размерности, соответственно, $(n \times n)$ и $(n \times m)$; $\underline{y}(t)$ – n -мерный вектор переменных, представляющий собой совокупность отдельных переменных в пространстве состояния; $\underline{q}(t)$ – m -мерный вектор воздействий на объект, включающий в себя совокупность управлений и возмущений; \underline{y}_0 – вектор, характеризующий начальное состояние объекта.

Контроль состояния объекта происходит на основании измерения наблюдаемых переменных на фоне аддитивных помех, образующих k -мерный вектор ($k \leq n$):

$$\underline{z}(t) = \mathbf{C}(t)\underline{y}(t) + \underline{\xi}(t),$$

где $\mathbf{C}(t)$ – k -мерная матрица наблюдения; $\underline{\xi}(t)$ – k -мерный вектор гауссовского белого шума.

Параметры, содержащие информацию о состоянии объекта, но не доступные для измерения, вычисляются (восстанавливаются) по координатам вектора $\underline{z}(t)$ с использованием известных аналитических связей переменных.

В устройствах РЗ реализуется общий допусковый принцип текущего контроля, когда обнаружение дефектов производится по результатам сравнения измеренных и вычисленных параметров с допустимыми значениями.

Непрерывный контроль с экстраполяцией и оцениванием параметров для будущего состояния позволяет реализовать упреждающую защиту объекта, которая обеспечивает раннее (предаварийное) обнаружение потенциальных повреждений (развивающихся дефектов) объекта, и прогнозирование их эволюции.

Цель раннего обнаружения дефектов состоит в том, чтобы выиграть достаточный запас времени для детальной диагностики и выработки упреждающих мер, не требующих применения внезапных воздействий на объект. При этом не создается аварийная ситуация и локализация потенциального повреждения не сопровождается внезапными возмущениями энергосистемы (рис. 1). Формально время срабатывания защиты с упреждающими функциями, если отсчет начинать от момента возникновения повреждения, можно считать отрицательным.

По результатам наблюдений параметров на определенном промежутке времени проводится экстраполяция значений и на основе рекуррентного алгоритма вычисляется будущее значение параметра, характеризующего состояние объекта :

$$\hat{\underline{r}}(t_n + \tau) = \mathbf{\Pi}[\underline{z}(t_n), \hat{\underline{r}}(t_{n-1} + \tau)],$$

где t_n – последний момент наблюдения; τ – время прогноза; $\mathbf{\Pi}$ – оператор прогнозирования, определяемый из условия экстремума выбранного критерия.

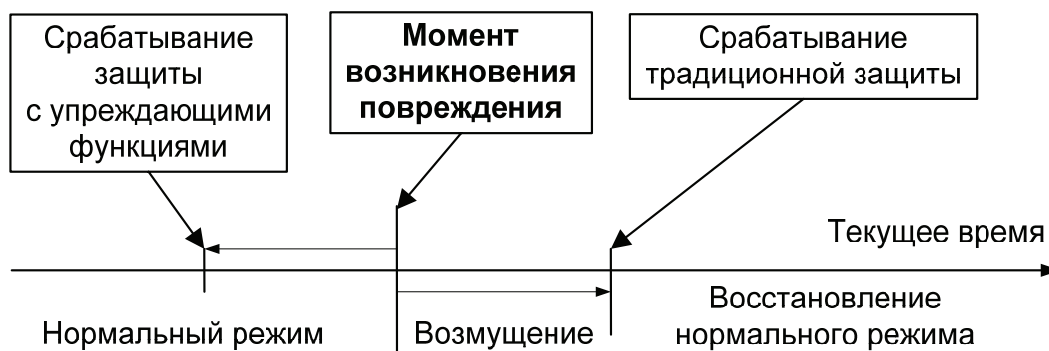


Рис. 1

Процедуры контроля параметров и выявления неисправностей могут быть весьма разнообразны. Можно выделить три важнейшие задачи: выявление аналитических и эвристических симптомов повреждения; диагностика неисправности; принятие решения о возможности дальнейшей работы контролируемого объекта.

Первая задача решается с использованием методов параметрической идентификации стохастических систем на основе количественных оценок параметров. В дополнение к симптомам, определяемым количественно, иногда можно сформировать и эвристические признаки, использующие качественную информацию от людей, наблюдающих за контролируемым объектом.

Вторая задача - диагностика состоит в определении типа, размеров и местоположения неисправности.

Третья задача имеет логический характер. Она, как правило, решается с использованием теории принятия решений, путем выполнения приемлемых операций по управлению ЭЭС и алгоритмов оперативных переключений.

Обобщенная схема функций системы контроля параметров и защиты, обладающей упреждающими свойствами, представлена на рис. 2.

Решаемые этой системой защиты задачи, по сути, связаны с определением нежелательных и запрещенных состояний объекта, а также с выполнением программы действий, направленных на поддержание нормального режима работы, предотвращения возможных аварийных ситуаций и восстановления нормального технического состояния контролируемого объекта.

Система защиты содержит несколько уровней:

1) Наблюдение (мониторинг). Измеряемые с помощью показывающих приборов (индикаторов) сигналы проверяются оператором на предмет выхода за допустимые границы. В случае отклонения сигналов от нормы оператор принимает решения и предпринимает соответствующие действия. Кроме этого, ведется общее наблюдение за контролируемым объектом. Наблюдение и осмотр человеком позволяют получить эвристические характеристические значения в виде шумов, запахов, вибрации, разрывов, а также общие оценки состояния с учетом истории объекта (мероприятия по обслуживанию, имевшие место неисправности, продолжительность эксплуатации, характер нагрузки и т.п. факторы из опыта работы).

2) Непрерывный контроль с оцениванием параметров, определяющих общее состояние объекта. На основе измеренных сигналов идентифицируются параметры объекта. Путем обнаружения отклонений их значений от нормальных генерируются симптомы дефектов, осуществляется детальная диагностика потенциальных повреждений, и принимаются решения о том или ином упреждающем действии, исполняемом в течение сравнительно продолжительного времени (без применения экстренного отключения).

3) Основная защита традиционного типа. С помощью специальных измерительных преобразователей по определенным алгоритмам оцениваются сигналы, содержащие информацию о возможных повреждениях. При возникновении опасного для энергосистемы повреждения защита автоматически-

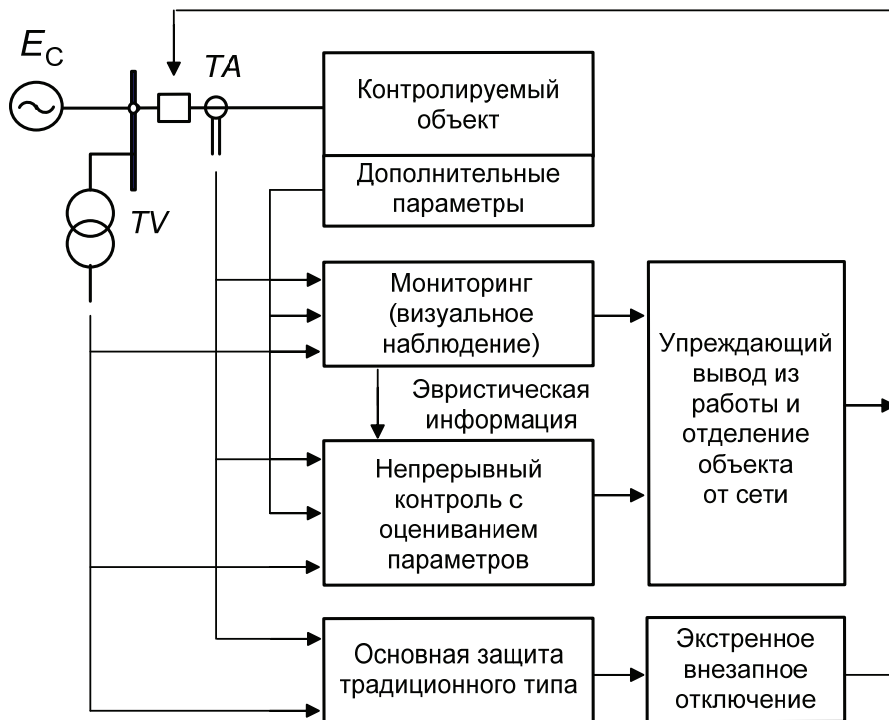


Рис. 2

ски экстренно инициирует отделение поврежденного элемента от исправной части электрической системы, т.е. действует по традиционным алгоритмам.

Состояние любого элемента электрической системы определяется многими факторами, которые имеют сложные взаимные связи. Пусть некоторый интегральный параметр R отражает состояние контролируемого объекта. Его значения могут быть получены в определенные моменты времени путем приведения к единой базе значений параметров, полученных по паспортным данным, прямыми и косвенными методами измерений и экспертными оценками.

Все многообразие причин возникновения повреждений элементов ЭЭС можно разделить на две группы: первая группа – это процессы естественного износа (старения); вторая – сильные внешние воздействия дискретного типа, значительно превышающие обычные возмущения по интенсивности (пробой изоляции под действием грозových перенапряжений, механические повреждения изоляции и др.). Дефекты, вызванные причинами из первой группы, могут быть выявлены на ранних стадиях развития устройствами РЗ, обладающими упреждающими свойствами. Повреждения, инициированные причинами второй группы, безусловно, должны выявляться и локализоваться средствами РЗ традиционного типа.

Для качественного анализа работы упреждающей защиты (как первое приближение) можно отождествить интегральный параметр R с эквивалентным активным сопротивлением изоляции контролируемого объекта.

По одному этому параметру (его допустимые значения регламентируются нормативными документами) можно судить о работоспособности контролируемой сети в целом, а для детальной диагностики повреждения – использовать и другие параметры [2].

В процессе эксплуатации сопротивление изоляции изменяется в соответствии с некоторой функцией времени $R_{из}(t)$. Значения этой функции измеряются и регистрируются в определенные моменты времени (рис.3). В результате имеются значения функции

$$R_{из}(t_0), R_{из}(t_1), R_{из}(t_2), \dots, R_{из}(t_n)$$

на временном интервале T_1 от момента начала регистрации значений сопротивления изоляции (t_0) до момента регистрации последнего известного значения сопротивления изоляции (t_n). По известным значениям функции $R_{из}(t)$, используя методы экстраполяции, определяется значение функции $R_{из}(t)$ в будущий момент времени (t_{n+1}).

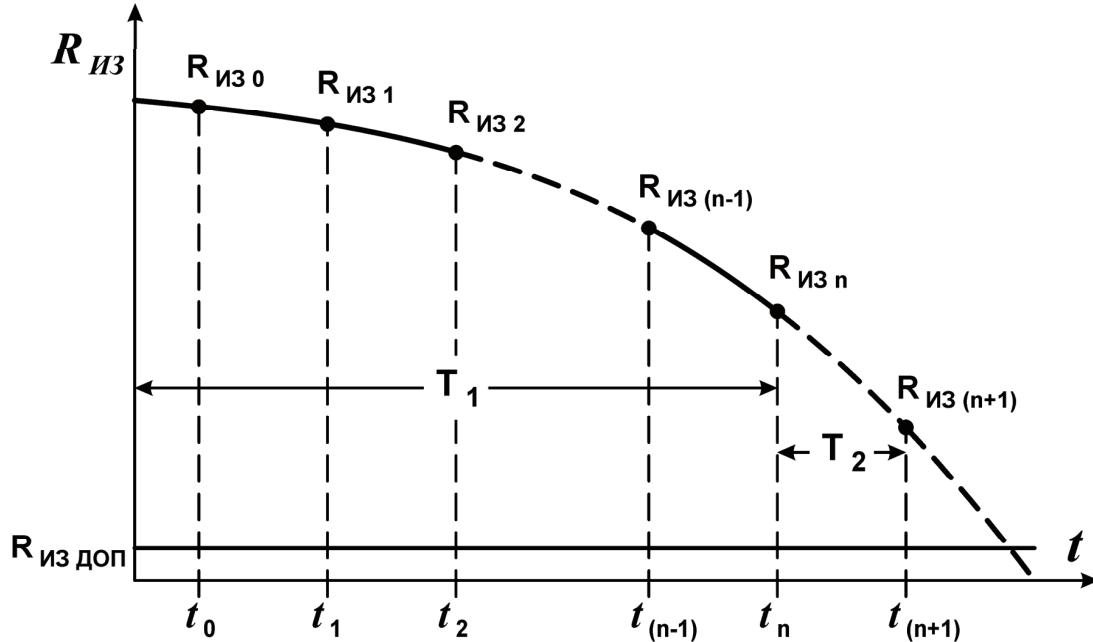


Рис. 3

При большом разбросе зарегистрированных значений сопротивления изоляции для восстановления действительной функции времени в области известных значений используют методы интерполирования. Например, строят сглаженную характеристику $R_{из}(t)$ [3].

Идеальным случаем интерполирования является адекватное описание функции $R_{из}(t)$ каким-либо аналитическим выражением. Но ввиду сложности нахождения таких выражений по дискретным значениям функции целесообразно применять универсальную структуру аналитического выражения.

В общем случае на интервале T_1 (в области известных значений) функцию $R_{из}(t)$ можно представить многочленом вида [3]:

$$R_{из}(t) = \sum_{j=0}^m a_j f_j(t),$$

где a_j — постоянные коэффициенты; f_j — известные простейшие функции, например: $f_0(t) = 1$; $f_1(t) = t$; $f_2(t) = t^2$ и т.п.

Тогда базовый полином можно представить так:

$$R_{из}(t) = a_0 + a_1 t + a_2 t^2 + \dots$$

Например, в результате измерения сопротивления изоляции в моменты времени t_{n-1} и t_n получены соответствующие значения сопротивления изоляции $R_{из(n-1)}$ и $R_{из(n)}$. Отношение

$$(R_{из(n)} - R_{из(n-1)}) / (t_n - t_{n-1}) = a_1$$

Москва, 7–10 сентября 2009 г.

есть средняя скорость изменения сопротивления изоляции на интервале времени от t_{n-1} до t_n . В этом интервале

$$R_{ИЗ}(t) = R_{ИЗ(n-1)} + a_1 t.$$

Если предположить, что на следующем интервале времени (будущем) скорость изменения сопротивления изоляции останется неизменной, то можно определить будущее значение сопротивления изоляции через временной интервал $T_2 = t_{n+1} - t_n$:

$$R_{ИЗ(n+1)} = R_{ИЗ(n)} + a_1(t_{n+1} - t_n).$$

Здесь $R_{ИЗ(n)}$ – последнее из зарегистрированных значение сопротивления изоляции в момент t_n ; $R_{ИЗ(n+1)}$ – будущее (прогнозируемое) значение сопротивления изоляции в момент t_{n+1} .

На рис. 4 показана графическая интерпретация аналитического прогнозирования сопротивления изоляции с использованием линейной функции $R_{ИЗ(n+1)} = R_{ИЗ(n)} + a_1(t_{n+1} - t_n)$ и определения остаточного ресурса изоляции.

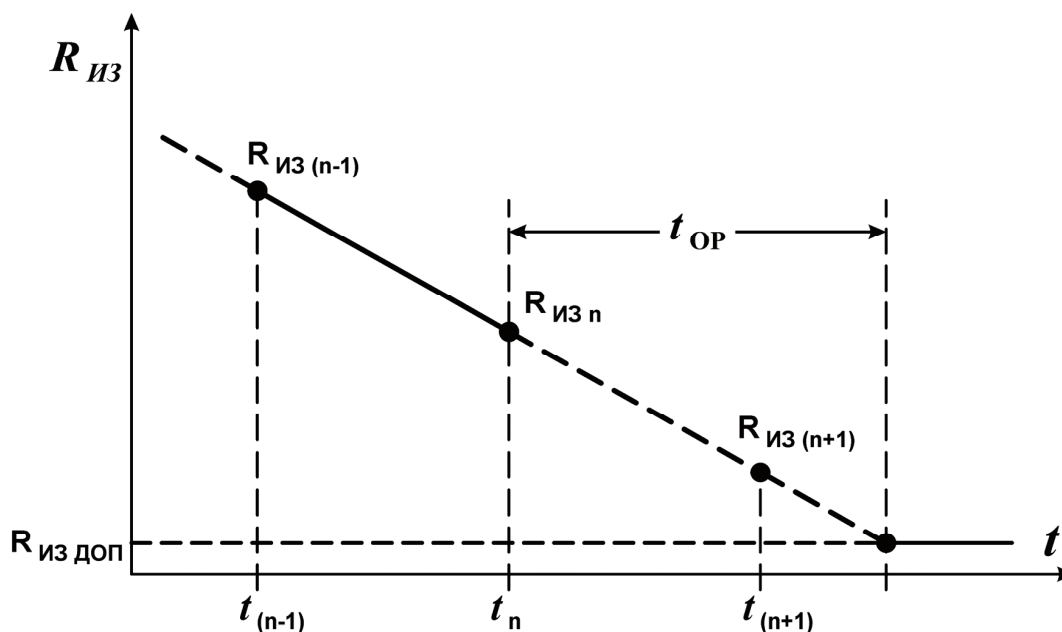


Рис. 4

Остаточный ресурс изоляции ($t_{ОР}$) определяется как интервал времени в течение которого значение сопротивления изоляции достигает предельно допустимого уровня:

$$t_{ОР} = (R_{ИЗ доп} - R_{ИЗ(n)}) / a_1.$$

Здесь $R_{ИЗ доп}$ — допустимое значение сопротивления изоляции.

Таким образом, обслуживающий персонал имеет резерв времени в пределах интервала прогнозирования $t_{ОР}$ для того, чтобы вывести из работы контролируемый защитой элемент электрической сети и обеспечить резервным питанием потребителей еще до возникновения замыкания не прибегая к экстренным отключениям.

Для выполнения более точного прогнозирования сопротивления изоляции следует воспользоваться более точной аппроксимирующей функцией $R_{из}(t)$ в области известных и прогнозируемых значений сопротивления изоляции, учитывающей большее число зарегистрированных значений и большую продолжительность наблюдений. Кроме этого, чем меньше отношение интервала прогнозирования и интервала известных значений (T_2/T_1) тем выше точность прогноза. С целью повышения точности прогнозирования могут быть использованы экстраполяционные полиномы Лагранжа, Ньютона и математический аппарат регрессионного анализа.

3. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Концепция создания средств РЗ, обладающих упреждающими функциями, уже сегодня реализуется и может быть реализована в полной мере на базе применяемых в цифровых системах РЗ современных высокоэффективных средств обработки электрических сигналов. Эти возможности обеспечиваются благодаря применению точных измерений, осуществляемых устройствами, использованию дополнительной информации о контролируемом объекте и окружающей среде, автоматизации процесса определения параметров срабатывания и контроля функционирования в процессе работы, регистрации параметров аномальных режимов с целью последующего анализа и принятия решения о том или ином упреждающем действии защиты.

Благодаря новому свойству РЗ создается резерв времени в пределах интервала прогнозирования для того, чтобы вывести из работы контролируемый защитой объект ЭЭС, не прибегая к экстренным отключениям. Появляется возможность обеспечить потребителей электрической энергией по резервным каналам, а при локализации потенциального повреждения избежать внезапных возмущений ЭЭС.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Федосеев А.М. Релейная защита электрических систем. – М.: Энергия, 1976. – 560с.
- [2] А.В. Булычев, В.А. Гуляев, В.А. Дежнев, Способ защиты трехфазной сети с изолированной нейтралью от однофазных замыканий на землю. Патент РФ на изобретение №2304832, Н02Н 3/16. Бюл. № 23, 2007 г.
- [3] Теория прогнозирования и принятия решений. Под ред. С.А. Саркисяна / Саркисян С.А., Каспин В.И., Лисичкин В.А., Минаев Э.С., Пасечник Г.С. М.: Высшая школа, 1977. – 352 с.

Концепции и решения в области защиты и автоматики 6-750 кВ

**В.А. ЕФРЕМОВ, Ю.Я. ЛЯМЕЦ,
Н.В. ПОДШИВАЛИН, В.С. ШЕВЕЛЕВ**
ООО «Исследовательский центр «Бреслер»

Россия
Efremov_VA@ic-bresler.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Адаптивная защита, избиратель поврежденных фаз, фильтры информационных параметров, инженерное программное обеспечение.

1. ВВЕДЕНИЕ

За последние годы устройства релейной защиты и автоматики (РЗА) претерпели существенные изменения. Повысилась степень интеграции функций, эволюционировали понятия уставок и измерительных органов, разработаны общие подходы к реализации функций защиты, наметились контуры теории уставок. В повестке дня унификация продукции и услуг, предлагаемых для автоматизации объектов разных классов напряжения. В докладе рассмотрены основные подходы «Исследовательского центра (ИЦ) «Бреслер» к проектированию, разработке и поставке оборудования, приводятся решения, применяемые при исследовании, конфигурировании устройств и задании уставок.

На основе обобщения опыта разработки и эксплуатации защит были сформулированы концепции построения устройств РЗА: решения, традиционные для релейной защиты, дополнены современной теорией и новыми принципами. Главное усовершенствование – набор измерительных органов с элементами адаптации. В разработках предприятия использованы универсальные алгоритмы для распознающего модуля и фильтра информационных составляющих, основанного на структуре, названной Бреслеровским фильтром.

2. РАЗРАБОТКИ И ВЫПУСКАЕМАЯ ПРОДУКЦИЯ

Разработки ИЦ «Бреслер». В разработках микропроцессорных устройств релейной защиты, автоматики и контроля в ИЦ «Бреслер» наблюдаются две тенденции. Первая из них заключается в создании современных многофункциональных защит и автоматизированных систем управления на микропроцессорной элементной базе и предполагает:

- выполнение всего спектра защит 04/6-35 кВ, 110-750 кВ, средств коммерческого учета электроэнергии и автоматизированных систем управления;
- разработку типовых проектных решений и их адаптацию к нуждам заказчика;
- комплексное оснащение подстанций 04/6-35/110-220 кВ средствами автоматизации.

Вторая тенденция заключается в применении достижений современной теории обработки сигналов и теоретических основ микропроцессорной релейной защиты. В устройствах защиты ИЦ «Бреслер» устоявшиеся классические алгоритмы защиты дополнены измерительными органами, выполненными на новых принципах с элементами адаптации и универсализации. Особенностью новых алгоритмов в измерительных органах защиты является применение таких процедур обработки входных сигналов, которые оптимально используют поступающую информацию. Выделение основной гармоники электрических величин осуществляется частотными фильтрами. Желание получить заданную точность

при минимальном времени обработки переходных процессов в ряде случаев вынуждает отказаться от стандартных решений с применением фильтра Фурье в пользу частотно независимых фильтров с возможностью введения в каналы фильтрации специального «арбитра», выбирающего оптимальный вариант фильтрации входных величин. Результаты работы частотных фильтров ортогональных составляющих фазных величин служат основой для получения симметричных и аварийных составляющих.

Говоря о концепции построения устройств релейной защиты и автоматики, принятой на предприятии, следует выделить несколько приоритетно разделенных стадий в создании многофункциональной защиты и каждого реле в программном обеспечении терминала. Важнейшим фрагментом концепции является создание условий полной совместимости разработанных защит с защитами предыдущих поколений, что особенно важно для защит с абсолютной селективностью, состоящих из нескольких полуккомплектов.

ИЦ «Бреслер» проводит фундаментальные исследования в области информационной теории релейной защиты, результатом которых стал синтез алгоритмов защиты с распознающими свойствами, приближающимися к физическому пределу распознаваемости поврежденных защищаемого энергообъекта. Получение алгоритмов с предельными распознающими свойствами невозможно без процедуры обучения, имеющей целью повышение чувствительности защит к аварийным ситуациям. Дальнейшая интеллектуализация релейной защиты предполагает внедрение не только актуального стандарта МЭК 61850, но и создание адаптивных обучающихся систем РЗА. Некоторые стороны интеллектуализации РЗА вылились на предприятии в отдельные направления и применяются для исследования путей применения алгоритма в той или иной защите. Такой подход к созданию функций защит вынудил разработчиков отказаться от использования некоторых традиционных приемов, применяемых в аналоговых реле, которые не всегда удовлетворяют условиям оптимального распознавания аварийных ситуаций. Например, известный способ защиты неповрежденных фаз в цикле ОАПВ посредством сравнения модулей токов имеет ограниченные распознающие свойства и в защитах ИЦ «Бреслер» заменен способом применения аварийных составляющих контролируемых величин.

Продукция ИЦ «Бреслер». На энергетическом рынке предприятие представлено системами РЗА И АСУ ТП. Название «Исследовательский центр» предприятия предопределяет избранную концепцию развития. Технические решения, закладываемые в выпускаемую продукцию, учитывают не только отечественный опыт, но и опыт международного сотрудничества. Упомянем некоторые из таких защит:

- дифференциально-фазная защита – возможность работы без цепей напряжения, в т.ч. и в неполнофазных режимах цикла однофазного автоматического повторного включения (ОАПВ);
- избиратель поврежденных фаз – работа только на базе токовых информационных составляющих без привлечения цепей напряжения;
- устройство ОАПВ – повторное включение с адаптивной паузой; возможность отключения неповрежденных фаз с учетом перенапряжений на линии;
- ступенчатые защиты линии – пятиступенчатая дистанционная защита от всех видов замыканий, адаптивная отстройка от нагрузки и до 8 ступеней направленной токовой защиты нулевой последовательности;
- токовые защиты многовариантны: имеют возможность функционирования в режиме направленных и ненаправленных защит во всем спектре информационного базиса: фазных, разности фазных величин, симметричных, аварийных составляющих;
- направленная ВЧ-защита линии – возможность безусловной замены на подстанциях устаревших защит на электромеханической или микроэлектронной элементной базе с развитием функциональности - свободной конфигурацией входных/выходных сигналов защиты;
- УРОВ со временем возврата не более 20 мс;
- дифференциальная защита шин со временем срабатывания не более 10 мс;
- комплекты защит 0.4/6-35 кВ, оптимальные по критерию «цена/функциональность» и адаптируемые к требованиям потребителя;

Москва, 7–10 сентября 2009 г.

- программное обеспечение терминалов защит и комплект сервисных программ, позволяют создавать максимальный комфорт для оперативного персонала при обслуживании защит на подстанциях.

Дополнительно отметим следующие очевидные тенденции в построении защит ведущими мировыми производителями:

- сохранение известных алгоритмов, хорошо зарекомендовавших себя в прошлых поколениях релейной защиты;
- создание защит на новых принципах с учетом особых возможностей микропроцессорных терминалов и цифровой обработки сигналов;
- комбинированный подход.

Сказанное в полной мере относится к защитам серии «Бреслер». Направленная защита линии типа «Бреслер ШЛ 2607» охватывает возможности аналоговых защит ПДЭ-2802, но с добавлением возможностей микропроцессорной техники по сервисным и диагностическим функциям. Другие защиты с абсолютной селективностью (дифференциально-фазные защиты (ДФЗ) «Бреслер ШЛ 2604» и «Бреслер ШЛ 2704», дифференциальная защита линии «Бреслер ШЛ 2605», защиты с ВЧ-блокировкой «Бреслер ШЛ 2606») выполнены на основе комбинированного подхода с привлечением современной информационной теории релейной защиты, позволяющей придать защите способность к адаптации.

Например, в реализации ДФЗ предусмотрено использование в пусковых и отключающих измерительных органах (ИО) всего спектра токовых ИО: фазных величин, разности фазных величин, симметричных составляющих и аварийных составляющих тока, а также ИО компенсированного напряжения обратной последовательности для применения защиты на длинных линиях при недостаточной чувствительности токовых ИО. Применение аварийных составляющих — не только способ повышения чувствительности защиты, но и возможность добавления в нее новых качеств, привнесенных адаптацией алгоритмов защиты к реальному текущему режиму.

Единственным информационным параметром для избирателя поврежденных фаз и вида повреждения (ИПФ) являются токи. Такой алгоритм создает предпосылки для работы комплексной защиты при потере цепей напряжения. К тому же уставки в ИПФ отстраиваются только от небалансов и составляют 3–7% по токам обратной и/или нулевой последовательности в зависимости от класса напряжения линии.

Устройство ОАПВ, помимо стандартных функций, содержит модули и ИО на адаптивном принципе, которые за счет уменьшения бестоковой паузы в цикле ОАПВ позволяют повысить устойчивость электрической системы и снизить коммутационные перенапряжения путем выбора порядка отключения и включения фаз по концам линии.

Идея построения адаптивных ИО ОАПВ заключается в привлечении всей наблюдаемой информации путем совместной работы с другими органами в составе терминала.

Наиболее информативной величиной для органа контроля погасания дуги подпитки является напряжение на отключенной фазе. ОКПД для большинства слабо нагруженных линий может быть построен на основе одного реле напряжения, реагирующего на модуль фазного напряжения, тогда как на линиях электропередачи с большими углами передачи мощности требуется привлечение ИО реле сопротивления и ИО реле напряжения, реагирующих на аварийные составляющие.

Современная тенденция развития релейной защиты направлена в сторону функционального насыщения и усложнения устройств защит. Проблемы надежности решаются на стадии проектирования путем дублирования или применения двух защит, выполненных на разных принципах. Для защиты линий электропередачи предпочтительно иметь две основные и две резервные защиты. В качестве одной основной защиты применяют дифференциально-фазную или продольную дифференциальную защиты, в качестве другой — ступенчатые защиты с ВЧ-блокировкой. Резервные защиты, как правило, состоят из двух комплектов ступенчатых защит, вторые ступени которых являются телеускоряемыми. Минимальный набор комплектов защит на подстанции для одной линии с условием полного резервирования функций составляют два шкафа, при условии, что вторая резервная ступенчатая защита встроена в шкаф основной защиты.

Если отдельное использование основных и резервных ступенчатых защит сегодня практически решено с принципиальной и технической стороны и имеет широкое внедрение, то их совместное использование в одном устройстве (терминал или шкаф) защиты порождает ряд задач. Одна из них – приоритет в работе каждой составной части комплекса защиты без снижения быстродействия.

Основная защита очевидно всегда имеет наивысший приоритет. Если она в работе, быстродействующие ступени резервной защиты, работающие без выдержки времени, рекомендуется включать с действием на сигнал. При этом наряду с защитой, обладающей абсолютной селективностью, могут вводиться в работу ускоренные ступени защиты с ВЧ-блокировкой и с надлежащей логикой разрешающих сигналов.

Здесь просматриваются следующие возможности построения комплексных защит в одном устройстве:

1) в одном цикле прохождения программы осуществляется основная защита и все ступени резервной. Такой вариант работы алгоритмизирован и может быть легко реализован, однако не свободен от проблем, обусловленных недостаточной вычислительной мощностью терминала. Увеличение времени цикла приводит к понижению быстродействия и точности;

2) в одном цикле прохождения программы осуществляется основная защита и первые ступени дистанционной (ДЗ) и токовой защиты нулевой последовательности (ТЗНП) – резервные защиты. Ступени резервной защиты, работающие с выдержками времени, выполняются один раз за 2-4 или более циклов прохождения программы защиты;

3) в одном цикле прохождения программы осуществляется основная защита и первые ступени ДЗ и ТЗНП – резервные защиты. Ступени резервной защиты, работающие с выдержками времени, вводятся в действие после вывода основной защиты из работы;

4) в одном цикле прохождения программы осуществляется только основная защита. Резервная защита (все ступени) вводится в действие после вывода основной защиты из работы. Явный недостаток варианта – задержка при вводе в работу первых ступеней резервных защит.

Предпочтение отдается второму варианту. В этом случае не возникает задержки при вводе первых ступеней резервной защиты и имеется возможность ввода функции дальнего резервирования. При выводе основной защиты все ступени токовых и дистанционных защит выполняются в каждом цикле расчета.

Инженерные услуги. Высокий научно-технический и исследовательский потенциал ИЦ «Бреслер» создал предпосылки для нового направления деятельности предприятия, связанного с оказанием различных инженерных услуг. Наиболее значимыми в этой области стали такие работы, как:

- расчёт уставок и параметров срабатывания защит;
- ведение расчётных схем сети;
- расчёт нормальных и других режимов сети;
- создание и сопровождение баз данных службы РЗА.

Расчет уставок защит. ИЦ «Бреслер» стал пионером в части разработки методических рекомендаций по расчету уставок цифровых защит. По заданию ФСК на предприятии составляются методики расчета уставок и разрабатываются программы автоматизированного расчета уставок не только для всей продукции собственного производства, но и для защит других фирм, работающих на отечественном рынке энергетики. Имеющиеся методики, разработанные в прежние годы, рассчитаны на аналоговые защиты и во многом не учитывают специфику цифровых устройств. Для некоторых измерительных органов методики расчета ранее вообще не разрабатывались. К этой группе, например, можно отнести реле, реагирующие на векторные приращения токов и напряжений: фазных величин, разности фазных величин, составляющих прямой, обратной и нулевой последовательностей. Не менее важной задачей является автоматизация этапов расчета уставок и конфигурирования терминалов защит с применением современных технологий.

Расчет нормальных и других режимов сети уставок защит. В последнее время ИЦ «Бреслер» выполняет по заказам для энергосистем расчеты сетей не только для определения параметров режима

Москва, 7–10 сентября 2009 г.

в нормальных и аварийных условиях, но и расчёты, связанные с определением потерь на линиях, с определением мест установки устройств для компенсации реактивной мощности, с оценкой поведения энергосистемы в аварийных режимах и при дефиците активной и(или) реактивной мощности.

Для решения задач комплексной автоматизации энергообъектов на предприятии разработана автоматизированная система управления UniSCADA. Система может применяться для построения АСУ подстанций, электрической части станций, многоуровневых систем АСДУ, систем электроснабжения предприятий. В комплексе с технологическим сегментом на базе системы возможно построение единой АСУ электростанции.

Система АСУ построена по иерархическому принципу. Нижний уровень системы образуют терминалы релейной защиты (ТЭМП, ТОР, Бреслер) и устройства сопряжения с объектом. Верхний уровень системы образуют один или несколько серверов или автоматизированных рабочих мест, объединенных локальной сетью.

Разнообразие предлагаемых **типовых решений** позволяет быстро и качественно проводить работы как по проектированию подстанций в целом, так и по частичной их модернизации.

3. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. ИЦ «Бреслер» видит перспективу развития в проведении разработок микропроцессорных защит на базе фундаментальных исследований по информационной теории релейной защиты. Результатом теоретических исследований стал синтез алгоритмов защиты с распознающими свойствами, близкими к пределу распознаваемости поврежденных защищаемого энергообъекта.

2. Оправдал себя принятый на предприятии комбинированный подход к реализации защит, предполагающий полную совместимость с защитами предыдущих поколений и разработку новых функций защит, учитывающих особые возможности микропроцессорных терминалов и цифровой обработки сигналов.

3. Качество защиты во многом определяется правильным выбором ее уставок. Проблемы, связанные с внедрением на объектах новых измерительных органов, в том числе и реагирующих на приращения величин, решены путем создания рекомендаций по расчету уставок и программ для их автоматизированного расчета.

Определение мест повреждения двойных замыканий на землю в сетях с изолированной нейтралью

ИВАНОВ С.В., КЕРЖАЕВ Д.В.
ООО «ИЦ «Бреслер»
Российская федерация
ivanov_sv@ic-bresler.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Определение места повреждения, двойные замыкания на землю, сеть с изолированной нейтралью.

1. ВВЕДЕНИЕ

Статистика аварийных ситуаций показывает, что наиболее частым видом повреждений в сетях с изолированной нейтралью являются однофазные замыкания на землю (ОЗЗ). Доля этих режимов по разным данным составляет 75-90% от общего числа электрических замыканий [1]. Замыкание фазы на землю в таких сетях приводит к возрастанию напряжения в неповрежденных фазах в $\sqrt{3}$ раз, что в свою очередь может привести к пробое изоляции и переходу ОЗЗ в двойное замыкание на землю ($K^{(1)(1)}$). Актуальность исследования во многом обусловлена и тем, что из-за старения изоляции и общего износа оборудования в последнее время наблюдается неуклонный рост количества двойных замыканий на землю.

Режим двойного замыкания на землю близок к междуфазному замыканию, но, в отличие от него, при возникновении устойчивого двойного замыкания, не устранившегося в цикле АПВ, перед эксплуатацией встает нелегкая задача поиска сразу двух мест замыкания на землю. Целью исследования стала разработка алгоритмов определения места повреждения (ОМП) при двойном замыкании на землю, способных на основании одностороннего замера точно указать на обе точки пробоя изоляции.

2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ

Отличительной особенностью двойных замыканий является тот факт, что замыкания на землю происходят сразу в двух точках линии электропередачи. Обозначим координаты мест повреждения соответственно x_{r1} и x_{r2} . В зависимости от взаимного расположения точек можно рассмотреть два случая (рис. 1). Первый, назовем его классическим, когда место первого повреждения находится на защищаемой линии, а место второго повреждения – «за спиной». Второй случай предполагает, что оба повреждения находятся в прямом направлении относительно места наблюдения.

Стоит учесть, что в распределительных сетях напряжением 6-10 кВ преобладают простые линии без обходных связей. Что же касается линий напряжением 35 кВ, то на них наличие обходных связей – не редкость. Рассмотрим схему замещения линии электропередачи по нулевой последовательности (рис. 2). В схеме не участвуют подстанции и системы, не рассматривается влияние емкостной проводимости линий. Здесь L_1, L_2 – длины первой и второй ЛЭП соответственно, Z_0^0 – удельное сопротивление нулевой последовательности I_f – ток в месте короткого замыкания, а $Z_{0,OC}$ – сопротивление обходной связи по нулевой последовательности. Для $K^{(1)(1)}$ токи в местах повреждения одинаковы, но имеют противоположные направления.

Для случая по рис. 2а при бесконечном сопротивлении нулевой последовательности обходной связи $Z_{0,OC}$ ток нулевой последовательности в месте повреждения совпадает с наблюдаемым током нулевой последовательности.

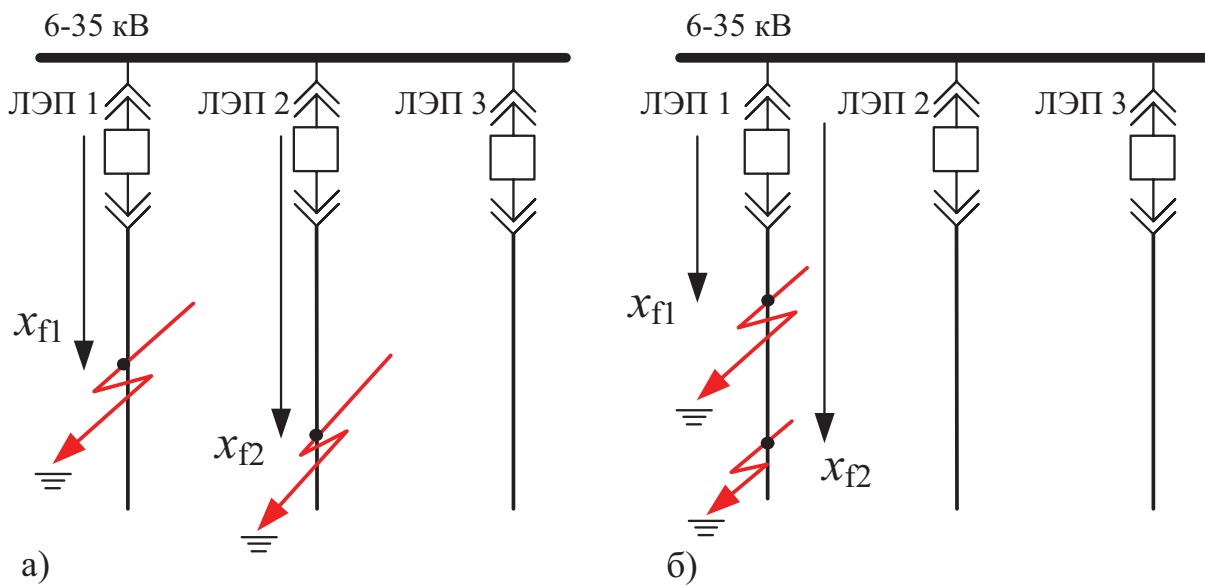


Рис. 1: Двойные замыкания на землю: а) на разных присоединениях, б) на одном

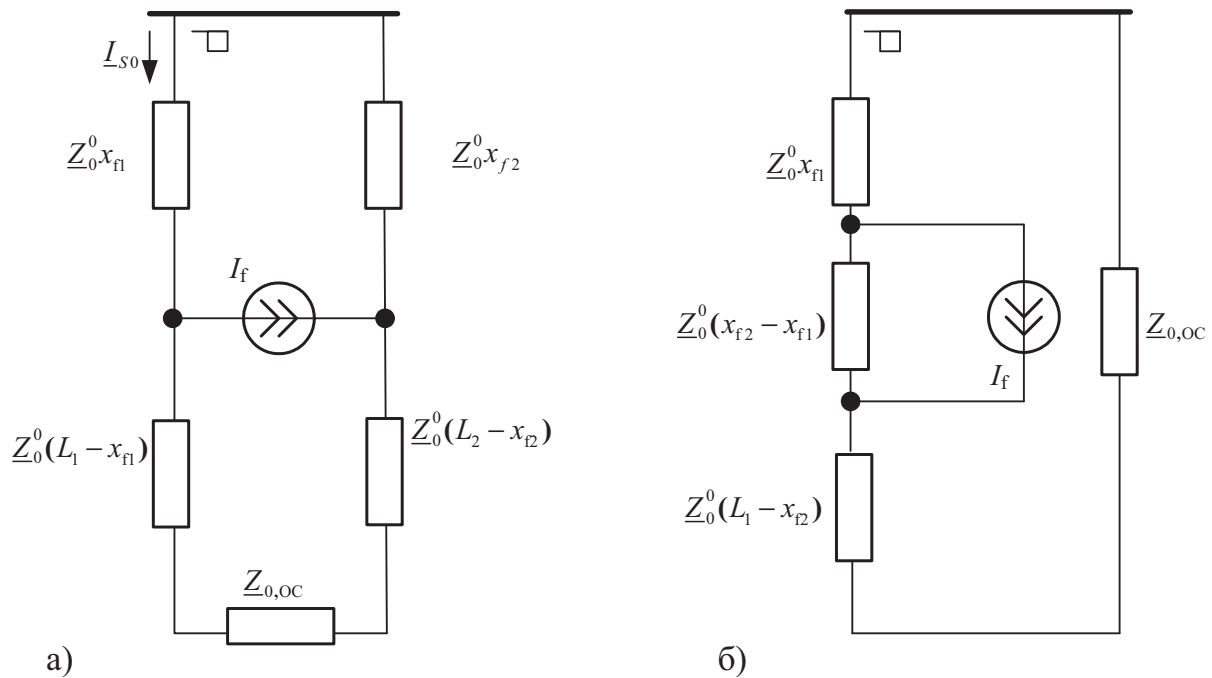


Рис. 2: Схема замещения $K^{(1)(1)}$ по нулевой последовательности:

а) замыкание на разных присоединениях, б) замыкание на одном присоединении

2.1. Классическое двойное замыкание на землю

Общепринятыми критериями определения места повреждения [2] является резистивный характер дуги:

$$\text{Im}(R_p) = \text{Im}(\underline{U}_{fv} / \underline{I}_p) = 0, \quad (1)$$

как математическое отображение этого факта равенство нулю реактивной мощности повреждения:

$$Q(x_p) = \text{Im}(\underline{U}_v(x_p) \times \underline{I}_f^*(x_p)) = 0.$$

здесь \underline{U}_v – напряжение в месте повреждения для фазы v .

Основной проблемой решения уравнения является поиск тока. Для рассматриваемого случая ток в месте повреждения можно представить, как:

$$\underline{I}_f = K \underline{I}_{S0},$$

где K – поправочный коэффициент токораспределения; его можно принять действительным, если учесть, что большинство ЛЭП – короткие, находятся в одном сетевом районе, и справедливо равенство углов всех сопротивлений линий, а также обходной связи.

Для схемы рис 2 а:

$$K = 3 \frac{\underline{Z}_0^0(L_2 + L_1 - x_{f1} - x_{f2}) + \underline{Z}_{0,OC}}{\underline{Z}_0^0(L_2 + L_1) + \underline{Z}_{0,OC}} = 3 \frac{L_2 + L_1 - x_{f1} - x_{f2} + L_{OC}}{L_2 + L_1 + L_{OC}}, \quad (2)$$

В качестве примера приведено реальное короткое замыкание, произошедшее на ВЛ 35 кВ «МО-ЭСК» (рис. 3). Удельные параметры ВЛ: $\underline{Z}_1^0 = 0.43 + j0.41$ Ом/км; $\underline{Z}_0^0 = 0.58 + j1.33$ Ом/км. В предшествующем режиме напряжение фазы «А» близко к нулю, что свидетельствует о наличии ОЗЗ. Появление тока нулевой последовательности в свою очередь свидетельствует о возникновении классического двойного замыкания на землю. Токи в фазах «А» и «С» значительно больше номинала, что говорит повреждении фаз А и С. Соотношение между напряжениями и токами указывает на то, что фаза «А» повреждена за спиной, а фаза «С» – впереди.

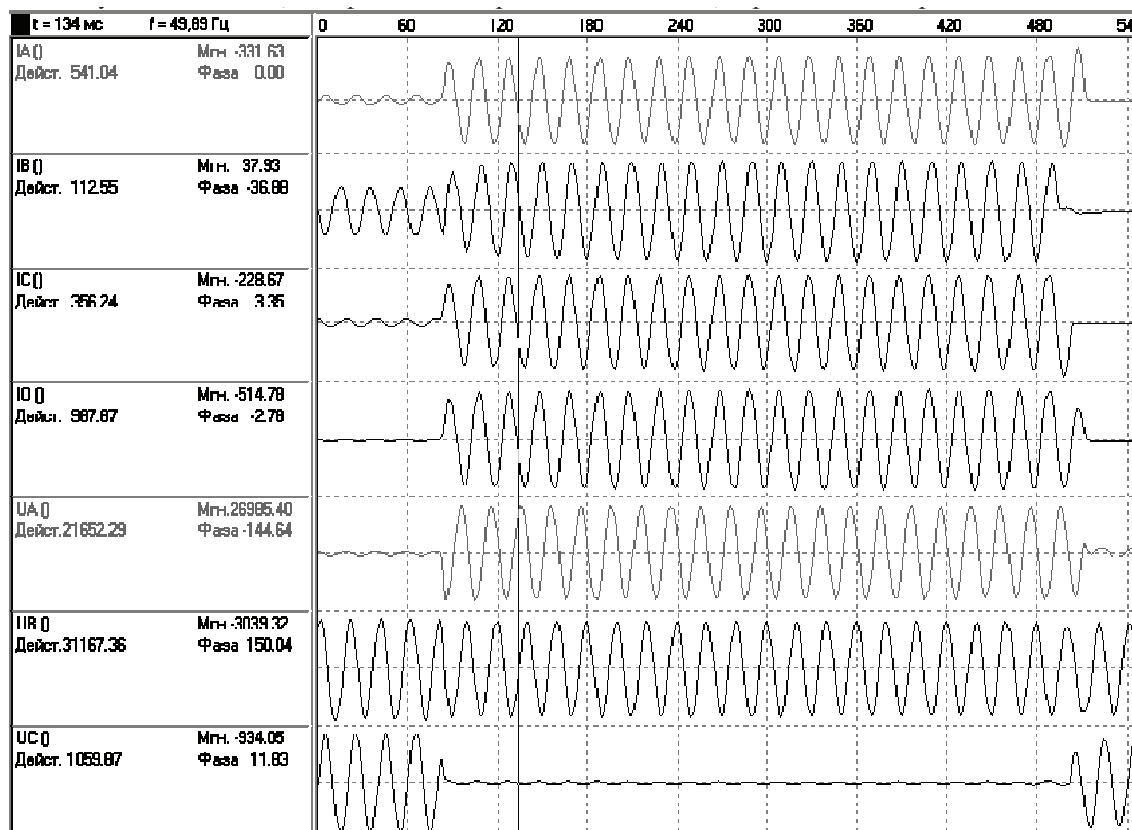


Рис. 3: Осциллограмма ОЗЗ передшедшего в двойное замыкания на землю

В режиме установившегося короткого замыкания напряжения и токи:

$\underline{U}_A = -17.6 - 12.5 \text{ кВ}$	$I_A = 541 \text{ А}$
$\underline{U}_B = -27 + 15.5j \text{ кВ}$	$I_B = 90 - 61j \text{ А}$
$\underline{U}_C = 1 + 0.21j \text{ кВ}$	$I_C = 355 + 21j \text{ А}$

Табл. 1: Токи и напряжения в аварийном режиме

Место замыкания впереди $x_{f1} = 0.56 \text{ км}$, а за спиной (если не учитывать сопротивления нагрузки) $x_{f2} = 24.86 \text{ км}$.

2.2. Двойное замыкание на одной линии

При исследовании двойного замыкания на одной ЛЭП, могут возникнуть сложности с определением того, повреждение в какой из фаз находится ближе к месту наблюдения. На рис. 4 а приведена схема двойного повреждения на защищаемой линии. Правая часть сети заменяется эквивалентной системой «R».

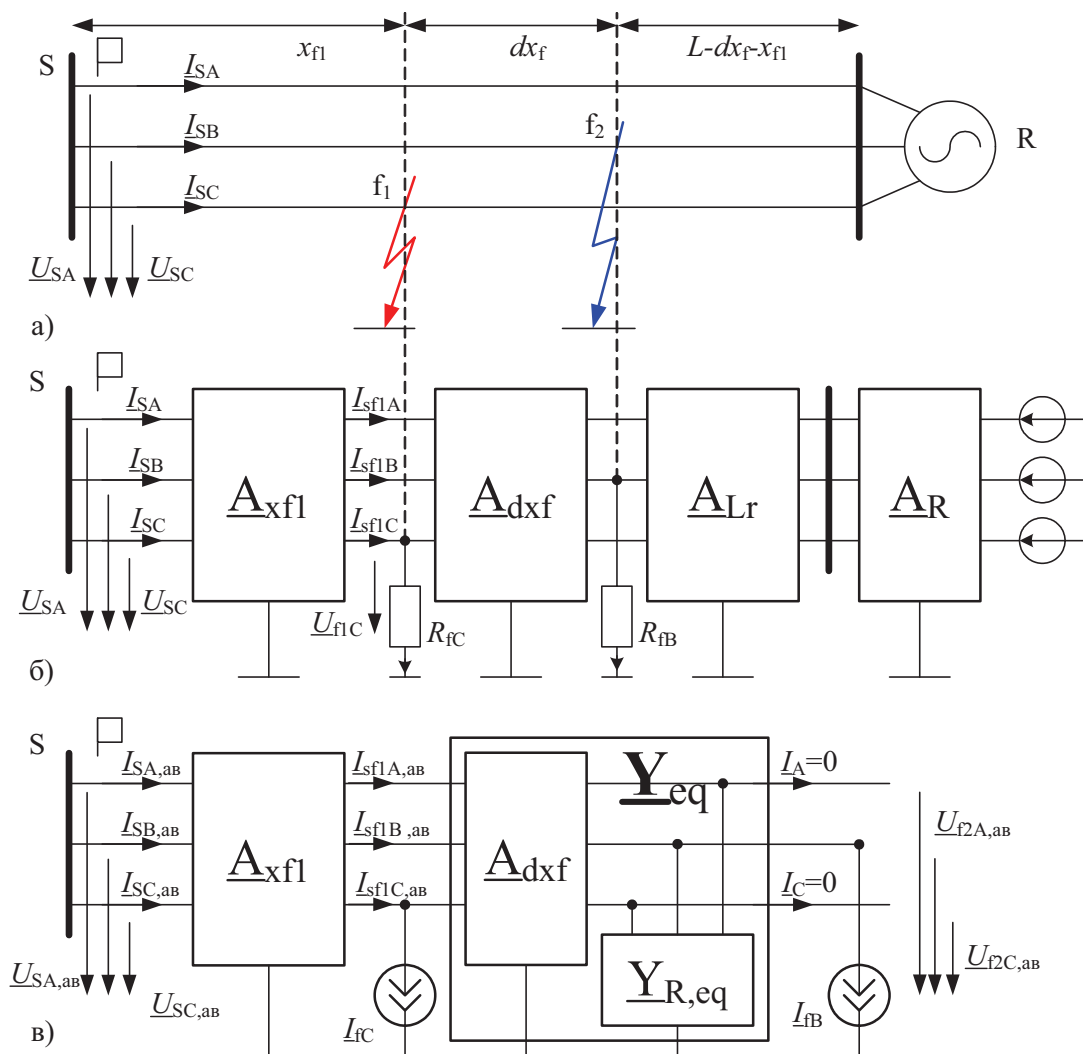


Рис. 4: Двойное замыкание: а) модель, б) и в) схемы замещения в виде каскадного соединения многополюсников в текущем режиме и в базисе чисто аварийных составляющих

Схему замещения линии удобно представить при помощи каскадного соединения многополюсников в форме «А» (рис 4б).

Здесь: $\mathbf{V}_S = [U_{SA}, U_{SB}, U_{SC}, I_{SA}, I_{SB}, I_{SC}]^T$ – напряжения на шинах подстанции S и токи в начале линии, I_{fB}, I_{fC} – токи в ветвях повреждения, R_{fB}, R_{fC} – соответственно переходные сопротивления в местах однофазных КЗ. Рассматривая место возникновения первого однофазного КЗ – точку x_{f1} , можно записать:

$$\mathbf{V}_{f1} = [U_{f1A}, U_{f1B}, U_{f1C}, I_{Sf1A}, I_{Sf1B}, I_{Sf1C}]^T = \mathbf{B}_{xf1} \mathbf{V}_S.$$

Также, поскольку сопротивления дуги носят активный характер, должно соблюдаться соотношения для каждой из фаз. Для решения задачи ОМП удобно использовать базис аварийных составляющих (рис 4в). Как известно, для такой схемы источники будут находиться лишь в местах повреждений. С учетом этого правая часть преобразуется в пассивный многополюсник \mathbf{Y}_{Req} . Величины в месте повреждения x_{f1} и вместе наблюдения связаны соотношением:

$$\mathbf{V}_{f1,ав} = [U_{f1Aав}, U_{f1Bав}, U_{f1Cав}, I_{Sf1Aав}, I_{Sf1Bав}, I_{Sf1Cав}]^T = \mathbf{B}_{xf1} \mathbf{V}_{S,ав}.$$

Для рассматриваемого примера очевидным является сонаправленность аварийной составляющей тока фазы «В» ($I_{SB,ав}$) и аварийной составляющей тока фазы «А» ($I_{SA,ав}$).

Для второй точки повреждения (x_{f2}) характерны граничные условия $I_{f2A,ав} = 0, I_{f2C,ав} = 0$. Таким образом, в базисе аварийных составляющих схема замещения линии будет описываться шестью уравнениями с пятью неизвестными ($U_{f2A,ав}, U_{f2B,ав}, U_{f2C,ав}, I_{fB}, I_{fC}$), что дает возможность включить в качестве дополнительного параметра переменную dx_f – расстояние между точками повреждения. При рассмотрении линии без учета емкости количество уравнений сократиться до 5, однако, при этом сократится количество неизвестных, поскольку в этом случае $I_{fB} = I_{fC}$.

Из приведенных выше рассуждений следует, что при известных аварийных составляющих режима для двойного замыкания на землю возможно однозначное определение места повреждения. В качестве примера определения места повреждения можно рассмотреть короткое замыкание, полученное с помощью модели ЛЭП (рис. 5). Удельные параметры ЛЭП соответствуют прошлому примеру.

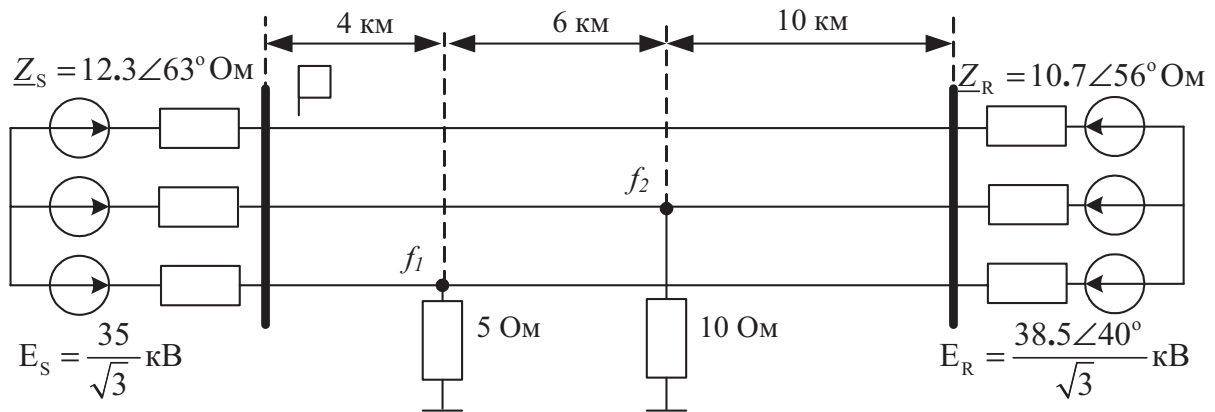


Рис. 5: Модель двойного замыкания на землю на линии 35 кВ

Токи и напряжения в предшествующем режиме, при ОЗЗ фазы С и двойном замыкании $K_{B,C}^{(1)(1)}$ приведены в табл. 2.

На рис. 6 приведены зависимости $\text{Im}(U_{f1,C} / I_{fC})$ и $\text{Im}(U_{f2,B} / I_{fB})$ от мест предполагаемых замыканий. Оба графика пересекаются с нулем, в точке фактического места КЗ.

Режим	Напряжения	Токи
Предшествующий	$\underline{U}_A = 20920 \angle 0^\circ \text{В}$ $\underline{U}_B = 20920 \angle 240^\circ \text{В}$ $\underline{U}_C = 20920 \angle 120^\circ \text{В}$	$\underline{I}_A = 58.5 \angle 125^\circ \text{А}$ $\underline{I}_B = 58.5 \angle 5^\circ \text{А}$ $\underline{I}_C = 58.5 \angle 245^\circ \text{А}$
ОЗЗ ф «С»	$\underline{U}_A = 36339 \angle -30^\circ \text{В}$ $\underline{U}_B = 36366 \angle -90^\circ \text{В}$ $\underline{U}_C = 139 \angle -70^\circ \text{В}$	
Режим возникновения второго ОЗЗ ф «В»	$\underline{U}_A = 30731 \angle -7^\circ \text{В}$ $\underline{U}_B = 15995 \angle 255^\circ \text{В}$ $\underline{U}_C = 7321 \angle 78^\circ \text{В}$	$\underline{I}_A = 64.7 \angle 165^\circ \text{А}$ $\underline{I}_B = 592.1 \angle 23^\circ \text{А}$ $\underline{I}_C = 613.5 \angle 53^\circ \text{А}$

Табл. 2: Токи и напряжения имитационной модели

3. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе рассмотрены алгоритмы определения места повреждения для двухфазных замыканий в сетях с изолированной нейтралью. Для замыканий различного типа предложены математические методы поиска обеих мест повреждения. Теоретические выводы, представленные в работе, подтверждены примерами расчетов. В исследовании приведен расчет точек повреждения по осциллограмме реального двухфазного замыкания на соседних линиях. Места повреждения, при двойном замыкании на одной и той же линии, рассчитаны по данным модели. Способы, рассмотренные в работе, внедрены в защиты линий производства ООО «ИЦ «Бреслер».

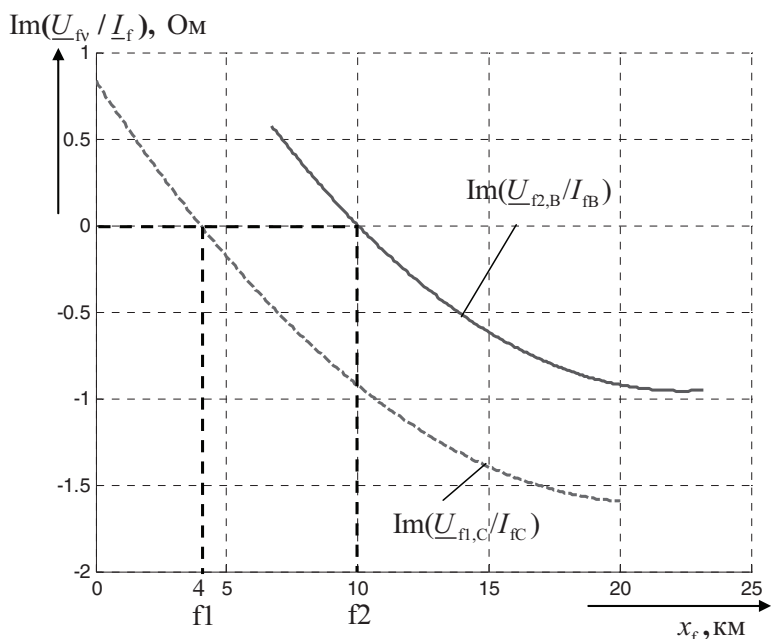


Рис. 6: Зависимость реактивного сопротивления дуги от мест предполагаемых повреждений

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Шалин А.И. Замыкания на землю в линиях электропередачи 6–35 кВ. Особенности возникновения и приборы защиты. — Новости Электротехники, 2005, № 1 (31), с. 73–75.
- [2] Лямец Ю.Я., Антонов В.И., Ефремов В.А., Нудельман Г.С., Подшивалин Н.В. Диагностика линий электропередачи. — Электротехнические микропроцессорные устройства и системы: Межвузовский сборник научных трудов, 1992.

Новые алгоритмы определения мест повреждений ЛЭП 6-35 кВ с применением сложных зондирующих сигналов

**М.Ш. МИСРИХАНОВ, А.Л. КУЛИКОВ,
А.А. ПЕТРУХИН, Д.М. КУДРЯВЦЕВ**
Филиал ОАО “ФСК ЕЭС” –
магистральные электрические сети Центра

Россия
kdm@nrmes.elektra.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Определение мест повреждений, разветвленная сеть, отпайки, линии электропередачи 6-35 кВ, автоматический локационный искатель мест повреждений

1. ВВЕДЕНИЕ

Дистанционное точное определение места повреждения (ОМП) на линиях – сложная и актуальная задача для распределительных электрических сетей 6–35 кВ, решение которой позволяет существенно сократить время нахождения ЛЭП в ремонте после ее аварийного отключения. Существующие методы и технические средства ОМП, применяемые в настоящее время в сетях 6–35 кВ, не всегда обеспечивают селективность и требуемую точность определения места повреждения, прежде всего в сетях, содержащих линии с ответвлениями.

Новые методы и средства ОМП, разрабатываемые, в том числе, с использованием методов активного зондирования ВЛ, исследованы в работах [1-4], но предлагаемые технические решения ориентированы преимущественно на магистральные линии и не учитывают особенности электрических сетей 6–35 кВ, а именно:

- сильную разветвлённость ВЛ 6–35 кВ и быстрое затухание сигналов зондирования в таких условиях;
- более жесткие требования по точности ОМП;
- неоднозначность (неселективность) одностороннего ОМП ВЛ 6–35 кВ при наличии ответвлений.

Указанные факторы не только определили формулировку задачи исследования, связанной с адаптацией известных технических решений, но и привели к необходимости поиска новых инструментов ОМП ЛЭП 6–35 кВ, основанных на использовании методов активного зондирования.

2. ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Цель исследования состояла в совершенствовании существующих и разработке новых методов определения мест повреждений ВЛ 6–35 кВ на основе активного зондирования [5].

Ограничения в применении средств ОМП на активном зондировании характеризуются:

- коэффициентом потерь сигнала зондирования в линии, связанным с многочисленными ответвлениями, определяемый выражением

$$\alpha_n = \frac{P_{\text{изл}}}{P_{\text{отр}}} = 3^{4M}, \quad (1)$$

где M – количество ответвлений, $P_{\text{изл}}$ – мощность излучённого сигнала в линию, $P_{\text{отр}}$ – мощность отражённого (принятого) сигнала;

- коэффициентом потерь распространения сигнала зондирования в линии, связанным со смешанными участками КЛ и ВЛ, значение которого может достигать 36 дБ;
- высоким уровнем наведённых помех в ВЛ, вызванным побочными радиоизлучениями в рабочей полосе частот. Экспериментальные исследования показали, что на ВЛ 6–35 кВ, особенно в зоне подстанций, уровень помех, наводимых с ЛЭП более высоких напряжений, может достигать среднеквадратичного отклонения на проводниках ВЛ относительно земли до 5 В с дисперсией до 0,053 Вт.

Одним из ограничений применения дистанционных методов ОМП в разветвлённых распределительных сетях является наличие зон неопределённости. В таких зонах невозможно однозначно определить, где произошло повреждение ЛЭП (на каком ответвлении) (рис. 1).

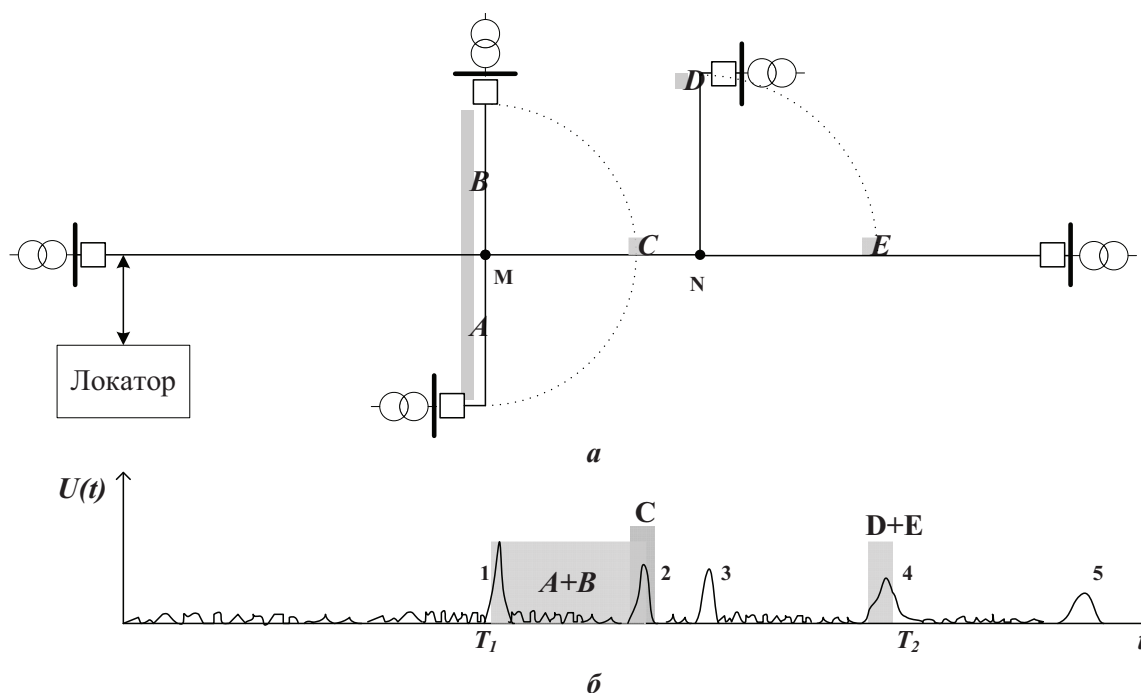


Рис. 1: Разветвлённая ЛЭП с зонами неопределённости

Пример существования зон неопределённости иллюстрирует рис. 1, а. Для методов активного зондирования условием зоны неопределённости ЛЭП ($A+B+C$) является одинаковая удалённость участков от места установки локатора. На рис. 1, б изображен пример эхограммы линии полученной с использованием метода импульсной локации.

Существующие приборы ОМП ЛЭП, в том числе и рефлектометры, не решают задачу отождествления (локализации) участков из зон неопределённости при наличии ответвлений.

Для решения задачи однозначного определения места повреждения в зонах неопределённости ЛЭП 6–35 кВ был предложен метод, основанный на различиях в частотных характеристиках коэффициентов отражения равноудалённых участков ЛЭП. Однако расчёты показали, что распространена ситуация, когда частотные характеристики самих ЛЭП и трансформаторов на концах ответвлений мало отличимы и не разрешаемы в спектральной области отражённых сигналов зондирования. Для обеспечения селективности ОМП предложена установка на концах ответвлений дополнительных частотных меток (фильтров на рис. 2). Фильтры настраиваются на заданные резонансные частоты, обеспечивающие высокий коэффициент отражения. В качестве сигнала зондирования ЛЭП использован сложный широкополосный сигнал с линейно-частотной модуляцией (ЛЧМ). Спектральные составляющие

отражённых ЛЧМ импульсов содержат резонансные частоты фильтров и различимы при спектральном анализе. Селекция повреждённого участка осуществляется по уменьшению амплитуды частоты в спектре отражённого сигнала, соответствующей резонансной частоте того фильтра, на ответвлении с которым произошло повреждение ЛЭП.

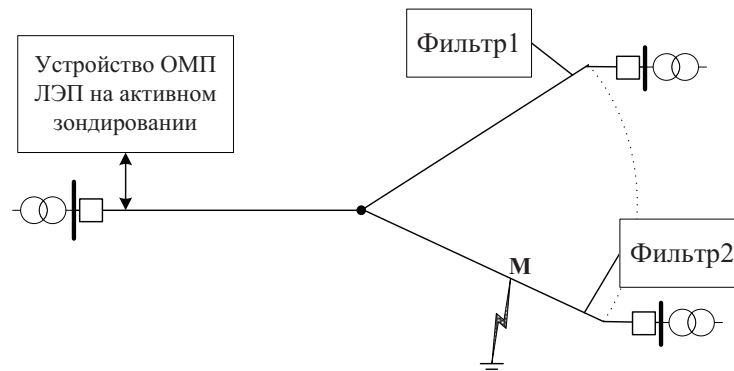


Рис. 2: Использование фильтров на концах ответвлений ЛЭП

Дополнительно, для селективного определения ответвлений с повреждениями разработан алгоритм построения дальностно-частотного портрета (ДЧП) ЛЭП 6-35 кВ. Операции цифровой обработки сигналов при формировании ДЧП реализуются в два этапа. На первом этапе формируется матрица с применением скользящего временного окна вдоль рефлектограммы (одномерного дальностного портрета) ЛЭП:

$$X = \begin{pmatrix} x_{1,1} & \dots & x_{1,K} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ x_{N-K,1} & \dots & x_{N-K,K} \end{pmatrix}, \quad (2)$$

где K – размер временного окна, а N – общее число дискретных отсчётов рефлектограммы. При этом размер временного окна K выбран равным длительности зондирующего сигнала.

На втором этапе осуществляется переход в частотную область посредством реализации ДПФ каждой строки матрицы X .

Таким образом, для каждого элементарного разрешаемого дальностного участка ЛЭП получены его спектральные характеристики. Изложенный подход является новым и обеспечивает формирование перспективных методов анализа ЛЭП, базирующихся на модели линии с распределёнными параметрами и использующих многомерные аналитические конструкции.

Пример ДЧП, полученного на основе экспериментальных данных, приведён на рис. 3. Имитация повреждения ЛЭП в виде подключения дополнительной ёмкости приводит к существенным частотным изменениям в спектре на соответствующем участке дальности. Такие изменения приведены на рис. 3, 4, где a – ДЧП ЛЭП без повреждения, b – повреждение в виде ёмкости 300пФ, c – дифференциальный ДЧП. Для анализа неоднородности преимущество имеет дифференциальный ДЧП (рис. 3в, рис. 4в).

На рис. 4 показаны аналогичные портреты в фотографическом виде, где уровень амплитуды пропорционален яркости изображения.

Исследования новых методов и алгоритмов на основе устройства автоматического локационного искателя мест повреждений (АЛИМП) проведены в 2008г. на ВЛ 10 кВ №1013 ПС-110/35/10 кВ «Княгининская» и на ВЛ 6 кВ №638 ПС-110/6 кВ «Левобережная» – «Льнозавод», находящихся в эксплуатации филиала ОАО «МРСК Центра и Приволжья» – «Нижевоэнерго» с привлечением специалистов службы диагностики ОАО «Инженерный центр» (г. Н. Новгород) (рис. 5).

Москва, 7–10 сентября 2009 г.

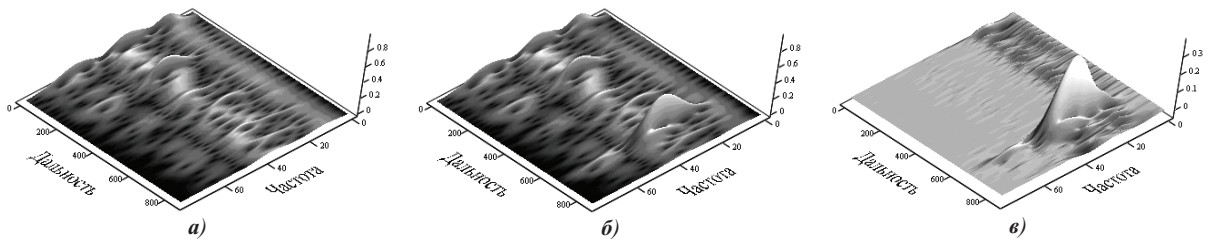


Рис. 3: Дальностно-частотные портреты ЛЭП:
 а – ЛЭП без повреждений; б – ЛЭП с емкостной неоднородностью 300пФ;
 в – дифференциальный портрет ЛЭП с неоднородностью 300пФ

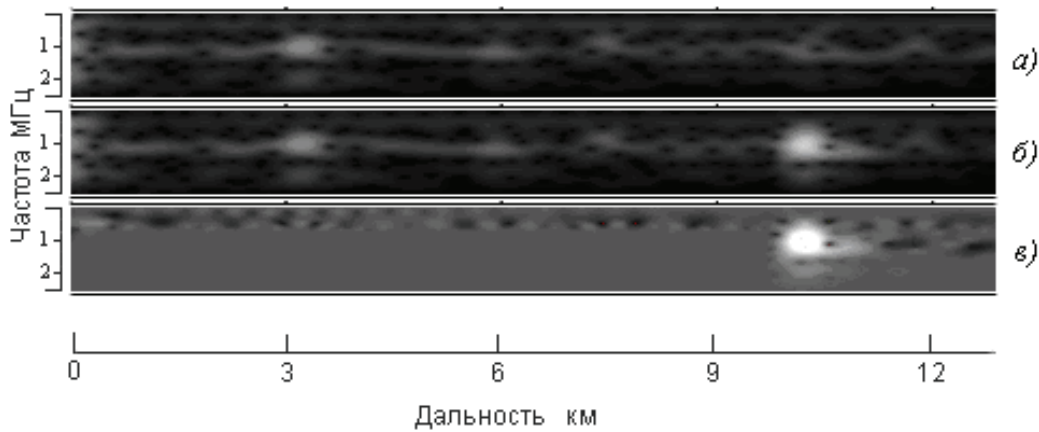


Рис. 4: Дальностно-частотные портреты ЛЭП:
 а – ЛЭП без повреждений; б – ЛЭП с емкостной неоднородностью 300пФ;
 в – дифференциальный портрет ЛЭП с неоднородностью 300пФ

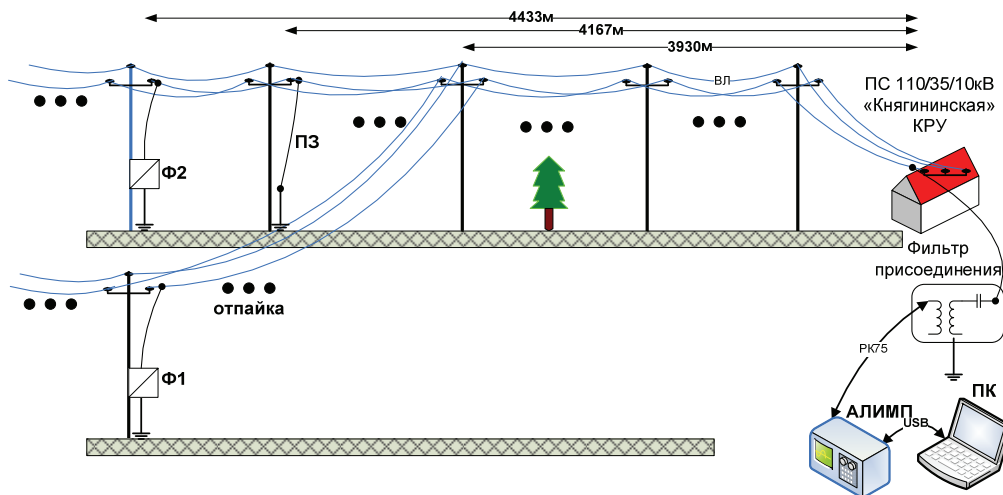


Рис. 5: Структура экспериментального комплекса на ВЛ 10кВ с ответвлением

Замыкание на землю имитировалось с помощью установки на фазу «В» переносного заземления (ПЗ) на участке, расположенном за разветвлением (рис. 5). Для выделения (селекции) ответвлений, на которых произошло замыкание на землю, установлены частотные метки в виде резонансных фильтров (Ф1 и Ф2) на равноудалённом расстоянии. Фильтры представляют собой последовательное соединение

конденсатора и катушки индуктивности. Резонансные частоты фильтров выбраны 700 кГц и 1400 кГц с максимальной различимостью резонансных кривых в рабочей полосе частот зондирующего сигнала 200–2400 кГц.

В результате активного зондирования ВЛ прибором АЛИМП построены рефлектограммы, изображённые на рис. 6.

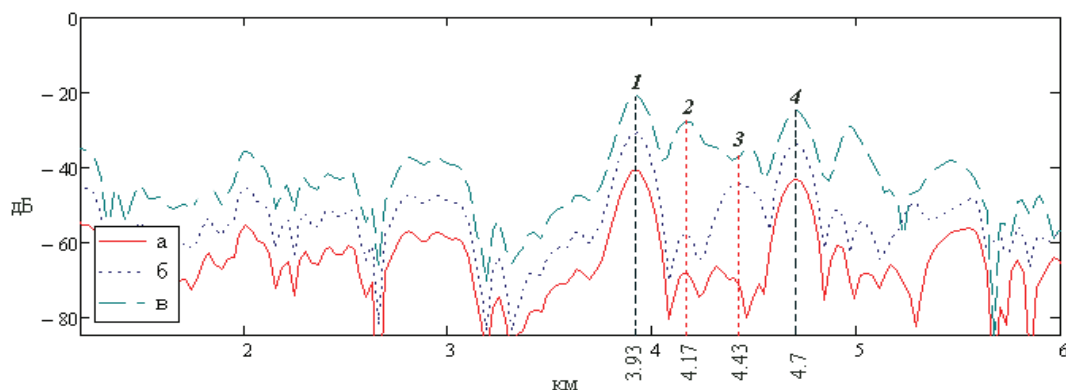


Рис. 6: Рефлектограммы ВЛ10 кВ с ответвлениями:

а – ВЛ без замыкания и фильтров, *б* – ВЛ с установленными фильтрами на расстоянии 4433 м, *в* – ВЛ с замыканием на землю на расстоянии 4167 м

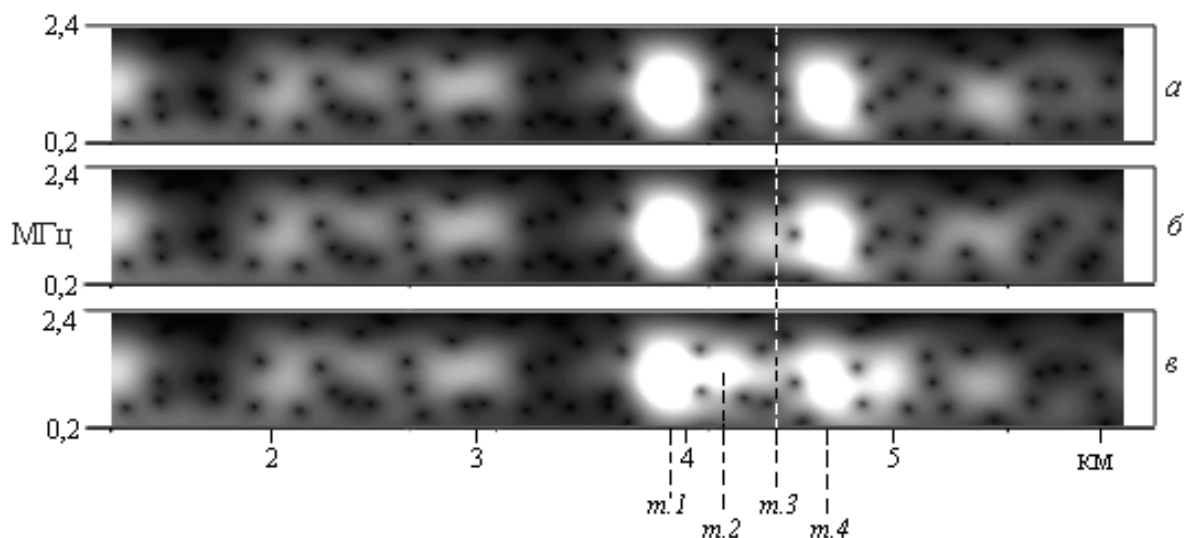


Рис. 7: Фотографические дальностно-частотные портреты ВЛ10 кВ с ответвлениями:

а – ВЛ без замыкания и фильтров, *б* – ВЛ с установленными фильтрами на расстоянии 4433 м, *в* – ВЛ с замыканием на землю на расстоянии 4167 м

Вычисленные ДЧП ВЛ с окном анализа, равным длительности ЛЧМ импульса зондирования, представлены в фотографическом виде на рис. 7. По оси абсцисс отложено расстояние в км, по оси ординат – частота в МГц. Увеличению уровня отраженного сигнала соответствует увеличение яркости на изображении. Места на ДЧП ВЛ, обозначенные точками 1, 2, 3 и 4 соответствуют одноимённым точкам на рефлектограммах (рис. 6).

Участок длиной 530 м (*м.1–м.3*) в изометрии показан на рис. 8.

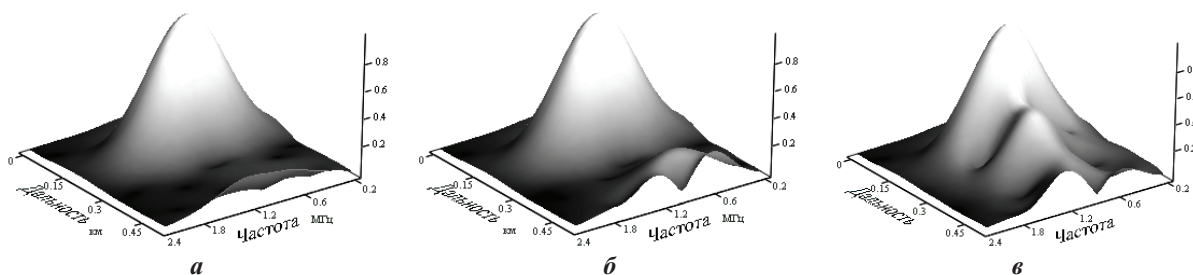


Рис. 8: Изометрические дальностно-частотные портреты участка ВЛ 10 кВ:

а – ВЛ без замыкания и фильтров, *б* – ВЛ с установленными фильтрами,
в – ВЛ с замыканием на землю и установленными фильтрами

Вертикальные сечения всех трёх ДЧП в *т. 3* (4,43 км), где установлены резонансные фильтры, представлены на рис. 9.

Выполненный анализ рис. 7–9 показал, что при замыкании на землю амплитуда спектральных составляющих вблизи частоты 700 кГц уменьшается приблизительно на 6 дБ, а вблизи частоты 1,4 МГц остаётся практически неизменной. Уменьшение амплитуды отражённого сигнала на резонансной частоте фильтра $\Phi 2$ свидетельствует о том, что замыкание на землю произошло на участке с частотной меткой $\Phi 2$.

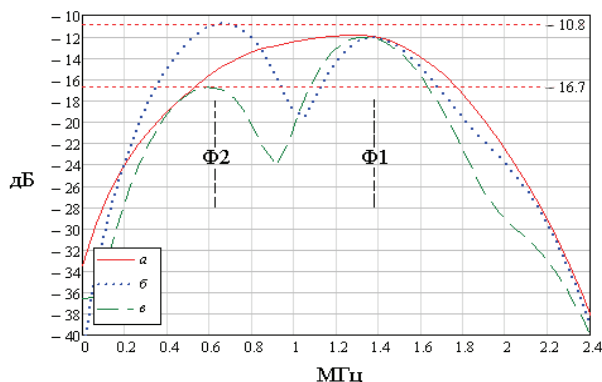


Рис. 9: Спектры отражённых сигналов от мест установки резонансных фильтров $\Phi 1$ и $\Phi 2$:

а – ВЛ без замыкания и фильтров; *б* – ВЛ с установленными фильтрами на расстоянии 4433 м;
в – ВЛ с замыканием на землю на расстоянии 4167 м

Анализ полученных экспериментальным путём дальностно-частотных портретов для ВЛ 10 кВ с разветвлённой структурой позволяет локализовать место повреждения ЛЭП вида однофазного замыкания на землю.

Для повышения разрешения и точности ОМП разработаны алгоритмы оптимальной фильтрации. Согласованную обработку сложных отражённых сигналов можно реализовать в частотной области с помощью дискретного (быстрого) преобразования Фурье (ДПФ, БПФ) (рис. 10). В разработанном оптимальном алгоритме спектр ожидаемого сигнала обрабатывается специальным амплитудным фильтром, подчёркивающим неоднородности волнового сопротивления ЛЭП на рефлектограмме.

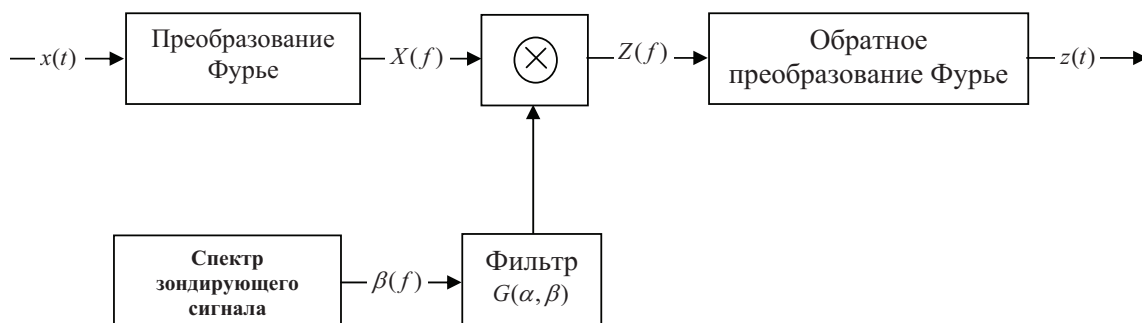


Рис. 10: Схема обработки отраженных сигналов от неоднородностей ЛЭП с применением специального фильтра:

$x(t)$ – временная реализация принятого сигнала; $z(t)$ – результат обработки

Амплитудно-частотная характеристика фильтра имеет следующий вид:

$$G(f, \alpha) = \frac{(1 + \alpha^2)\beta^2(f)}{1 + \alpha^2\beta^2(f)}, \quad (3)$$

где α – изменяемый параметр, влияющий на разрешающую способность рефлектограммы, $\beta(f)$ – спектр зондирующего сигнала. В результате преобразования по схеме (рис. 10) реализованы процедуры, приводящие к искусственному расширению спектра сигнала и повышению разрешающей способности устройства ОМП ЛЭП на 27% (при $\alpha = 50$).

Модельные эксперименты проведены на основе рефлектограмм, полученных в ходе натурных экспериментов на ЛЭП высокого напряжения. Так, на рис. 11 изображены рефлектограммы, связанные с согласованной обработкой ЛЧМ сигналов (график 1) и с дополнительной фильтрацией (график 2). Вертикальные линии соответствуют местам установки опор трассы ЛЭП. Из рис. 11 видно, что рефлектограмма 2 с высокой разрешающей способностью имеет повышенную “изрезанность” и обладает локальными пиками, вершины которых в большей степени характеризуют места установки опор линии.

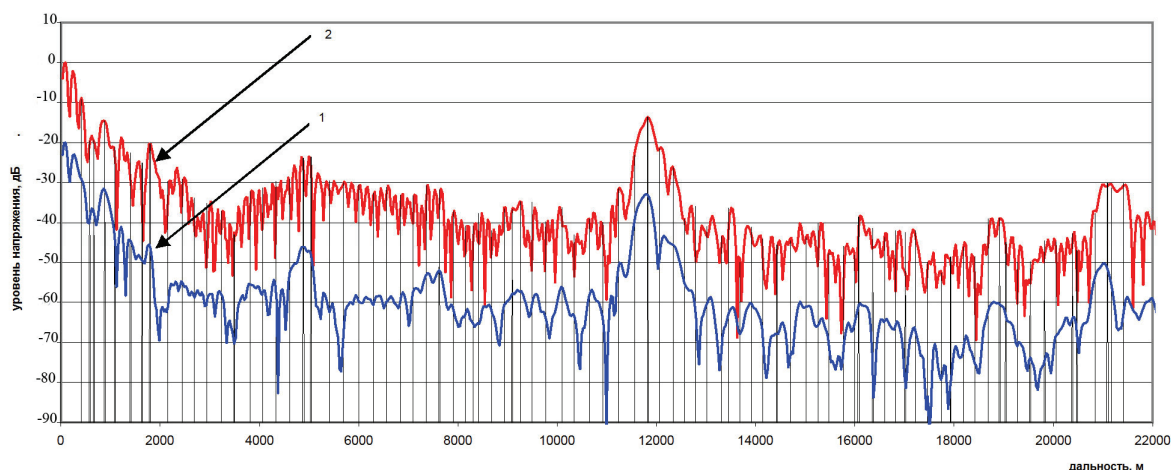


Рис. 11: Примеры рефлектограмм ЛЭП с различной разрешающей способностью:

1 – рефлектограмма, полученная с применением согласованной обработки, 2 – рефлектограмма, полученная с применением специального фильтра

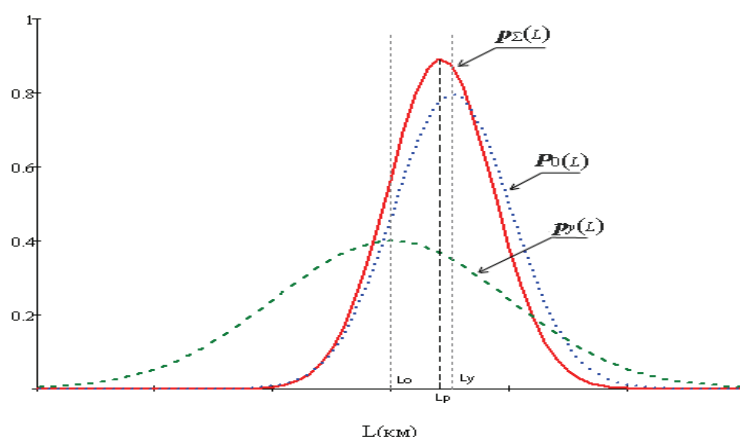


Рис. 12: Зависимость плотностей вероятностей возникновения ошибок измерения расстояния: $p_0(L)$ – для первого, $p_y(L)$ – для второго прибора, $p_\Sigma(L)$ – результирующая

Применение алгоритма специальной фильтрации в дополнение к согласованной позволяет повысить разрешающую способность метода активного зондирования и проводить более детальный анализ рефлектограмм.

Дополнительно, предложен метод объединения информации ОМП, полученной различными средствами измерения, с целью повышения точности оценки расстояния до повреждения.

Поскольку задача ОМП ЛЭП решается в условиях воздействия случайных факторов различной природы, то оценки расстояния до повреждения приняты как случайные величины, распределённые по нормальному статистическому закону (рис. 12).

Выражение, характеризующее результирующую оценку расстояния, имеет следующий вид

$$L_p = \frac{D_y}{D_0 + D_y} \cdot L_0 + \frac{D_0}{D_0 + D_y} \cdot L_y, \quad (4)$$

где L_0 и L_y – расстояния, D_0 и D_y – дисперсии ошибок измерения, полученные от разных технических средств.

Результирующая дисперсия рассчитывается согласно равенству

$$D_p = \frac{D_0 \cdot D_y}{D_0 + D_y}. \quad (5)$$

Такой метод позволяет повышать точность ОМП ЛЭП, используя результаты как параллельных, так и последовательных измерений.

3. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Селективное ОМП достигается применением линейно-частотно-модулированных и дискретно-кодированных сигналов, а также специальных фильтров (меток) на концах ответвлений ЛЭП. Селективные алгоритмы идентификации повреждений по ответвлениям построены на использовании дальностно-частотных портретов ЛЭП.

Разработанные алгоритмы цифровой обработки сигналов, а также методы объединения информации ОМП позволяют повысить разрешающую способность по расстоянию на 27% и более.

Экспериментальные исследования с применением АЛИМП подтвердили теоретические разработки по селективному ОМП ВЛ 6–35 кВ.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Аржанников Е.А., Лукоянов В.Ю., Мисриханов М.Ш. Определение места короткого замыкания на высоковольтных линиях электропередачи / Под ред. В.А. Шуина. – М.: Энергоатомиздат, 2003.
- [2] Шалыт Г.М. Определение мест повреждения в электрических сетях. – М.: Энергоатомиздат, 1982.
- [3] Куликов А.Л. Дистанционное определение мест повреждений ЛЭП методами активного зондирования. – М.: Энергоатомиздат, 2006.
- [4] Куликов А.Л., Кудрявцев Д.М. Локационные подходы к дистанционному контролю изоляции ЛЭП // Научные технологии. – 2007. – № 7. – С. 31–37.
- [5] Радиоэлектронные системы: Основы построения и теория. Справочник. Изд. 2-е, перераб. и доп. / Под ред. Я.Д. Ширмана. – М.: Радиотехника, 2007.

О способах уменьшения влияния погрешностей трансформаторов тока в переходных режимах на работу релейной защиты электроэнергетических систем

С.Л. КУЖЕКОВ

**Южно-Российский государственный технический университет,
(Новочеркасский политехнический институт),
Россия, kuzhekov@mail.ru**

**Г.С. НУДЕЛЬМАН
ОАО «ВНИИР»**

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Трансформатор тока, переходный режим, погрешность, дифференциальная защита, обеспечение правильной работы.

1. ВВЕДЕНИЕ

Проблема обеспечения правильной работы электромагнитных трансформаторов тока (ТТ) в переходных режимах неоднократно обсуждалась на сессиях CIGRE, национальных конференциях, а также в печати. Однако до настоящего времени не выработана единая позиция о предпочтительных способах отстройки устройств релейной защиты от погрешностей ТТ в переходных режимах.

Опасность переходных режимов работы ТТ с апериодическими составляющими в первичных токах заключается в том, что при этом погрешности ТТ оказываются существенно выше, чем в установившемся режиме. Первый момент насыщения ТТ, нагрузка на который выбрана по условию 10%-ной погрешности в установившемся режиме, может возникнуть практически через 2–3 мс после начала короткого замыкания (КЗ). Для предотвращения насыщения ТТ в переходных режимах потребуется увеличение примерно в 100 раз сечений жил контрольных кабелей, что нереально по многим причинам.

Погрешности ТТ оказывают наибольшее влияние на работу продольных дифференциальных защит (ДЗ) ввиду возникновения опасности их неселективного срабатывания при КЗ вне зоны действия. В других устройствах защиты указанные погрешности приводят обычно к замедлению в срабатывании (увеличению времени срабатывания на $(1-1,5) T_a$, где T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ).

В течение более полувека в России и странах СНГ для целей ДЗ широко применяются электро-механические реле серий РНТ–560 и ДЗТ–10, разработанные проф. А.Д. Дроздовым [1]. Нашли также применение статические реле серии ДЗТ – 20. В последнее десятилетие практически все новые устройства ДЗ реализуются с помощью микропроцессорной элементной базы, обеспечивающей новые возможности, в том числе и по обеспечению правильной работы ДЗ в переходных режимах.

В докладе приводится сравнительный анализ направлений и методов обеспечения правильной работы микропроцессорных продольных дифференциальных защит в переходных режимах КЗ вне зоны действия, сопровождающихся насыщением магнитопроводов ТТ.

2. АНАЛИЗ НАПРАВЛЕНИЙ И МЕТОДОВ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРАВИЛЬНОЙ РАБОТЫ ДЗ В ПЕРЕХОДНЫХ РЕЖИМАХ КЗ

Известны следующие направления обеспечения правильной работы ДЗ в переходных режимах при КЗ вне зоны действия:

- разработка и внедрение новых типов ТТ (ТРХ, ТРУ, ТРЗ);
- совершенствование характеристик существующих защит (в частности, выбор коэффициентов торможения продольных дифференциальных защит, имеющих характеристику торможения в виде ломаной линии, с учетом погрешностей ТТ в переходных режимах);
- разработка защит, учитывающих особенности трансформации ТТ в переходных режимах (наличие участков достаточно точной трансформации и закономерностей их появления);
- компенсация погрешностей насыщенных ТТ.

Основой для сопоставительного анализа рассматриваемых технических направлений являются результаты теории работы ТТ в переходных и установившихся режимах. Указанному вопросу примерно с 1960 по 1980 г. было посвящено большое количество работ ведущих релейщиков Советского Союза (И.М. Сирота и его ученики, включая Б.С. Стогния (ИЭД АН УССР); А.Д. Дроздов и его ученики (НПИ); В.Е. Казанский и К.С. Дмитриев (МЭИ), Л.В. Багинский и его ученики (НЭТИ), В.И. Новаш и его ученики (БПИ) и др.). Большое внимание этому вопросу уделяла комиссия при ГКНТ СССР по релейной защите и автоматике во главе с А. М. Федосеевым. В 1967 г. были опубликованы универсальные характеристики ТТ с прямоугольной характеристикой намагничивания (ПХН) в установившемся режиме КЗ [2], положенные в основу расчета нагрузок на ТТ. Были также установлены закономерности трансформации вторичного тока ТТ в переходном режиме [3], удобные для использования в алгоритмах функционирования быстродействующих дифференциальных защит. Ниже приведены результаты сопоставительного анализа технических решений, относящихся к указанным выше направлениям.

Разработка и внедрение новых типов ТТ

Это направление, несмотря на его радикальность, требует разработки и освоения в производстве специальных ТТ (в том числе, имеющих коэффициенты трансформации в десять и более раз выше, чем у измерительных ТТ). Исключение насыщения ТТ может быть достигнуто также путем размагничивания магнитопровода, особого построения ТТ (например, трансформация полуволн тока), введения немагнитного зазора, применения магнитопровода с частичным зазором и др. Имеется также класс измерительных преобразователей тока, например, оптикоэлектронных или основанных на принципе пояса Роговского, свободных от свойства насыщения в переходных режимах. Это фактически новое направление работ, не получившее до настоящего времени развития в нашей стране. Следует также отметить, что при широком внедрении новых типов преобразователей тока возникнет необходимость замены большого количества ТТ, установленных на действующих электростанциях и подстанциях, что представляет собой серьезную технико-экономическую задачу. По указанной причине в настоящее время реалистичным является обеспечение правильной работы ДЗ с ТТ, серийно выпускаемыми промышленностью, т.е. должно развиваться и другое направление работ – разработка ДЗ, практически нечувствительных к погрешностям ТТ в переходных режимах.

Совершенствование характеристик существующих защит

Второе направление (оптимизация параметров тормозной характеристики ДЗ) связано с некоторым снижением быстродействия и чувствительности устройств ДЗ при КЗ в зоне действия и не дает возможности дальнейшего их совершенствования в части повышения эффективности функционирования. Предложения по применению дополнительных элементов в дифференциальной цепи, использование признака КЗ вне зоны действия и дифференциально-фазного принципа достаточно подробно были исследованы в [4], где показано, что такие меры, в частности, добавочные резисторы и дроссели в цепях дифференциальных токов не всегда обеспечивают полноценную отстройку от повышенных погрешностей ТТ в переходном режиме и могут приводить к перенапряжениям во вторичных цепях ТТ при КЗ в зоне действия. Полупроводниковые ключи в коммутируемых реле подвержены влиянию электромагнитных помех и критичны к производным тока и напряжения. Общим недостатком указанных мер является их применимость только в схемах защит шин с ТТ, имеющими одинаковые номинальные токи и коэффициенты трансформации. Использование факта опережения токами в плечах ДЗ дифференциального тока затруднительно в защите трансформаторов и автотрансформаторов, имеющих РПН (из-за наличия тока небаланса $I''_{нб}$). Дифференциально-

фазная защита и фазовое торможение имеют недостатком подверженность влиянию токов нагрузки при несимметричных КЗ в зоне действия.

Таким образом, меры, отмеченные во втором направлении технического совершенствования ДЗ, не обладают универсальностью и не во всех случаях обеспечивают необходимую эффективность функционирования указанных защит.

Разработка защит, учитывающих особенности трансформации ТТ в переходных режимах

Можно считать, что первой ДЗ, работающей на участках достаточно точной трансформации (УДТТ) ТТ, была дифференциально-фазная защита сборных шин, разработанная компанией ВВС (Швейцария) [5]. В указанной защите передние фронты прямоугольных сигналов, использовавшихся для сравнения фаз токов, формировались на УДТТ, а длительности импульсов увеличивались на 3 мс с целью исключения неправильной работы защиты при насыщении ТТ. Очевидно, увеличение длительности импульсов на относительно небольшую величину не всегда достаточно при насыщении ТТ, особенно в переходных режимах со значительной апериодической составляющей в первичном токе. Были также предложения формировать задний фронт импульса по последующему моменту выхода ТТ из насыщения, однако недостатком такого технического решения была возможность ложного срабатывания защиты после отключения КЗ вне зоны действия при замедленном возврате пускового органа.

Применение микропроцессорной техники позволяет в полной мере использовать в ДЗ информацию об УДТТ. При этом существуют две задачи, которые необходимо решить:

1. Разработка критерия(ев) выявления работы ТТ на УДТТ.
2. Обеспечение быстрого и достоверного выделения сигналов, используемых в ДЗ, например, первой и высших гармоник токов в плечах защиты.

Вторая задача в настоящее время относительно легко решается путем использования быстродействующих сигнальных процессоров, поэтому анализу подлежат способы решения первой задачи.

Алгоритмы ДЗ, обеспечивающие работу защиты на УДТТ ТТ, можно подразделить на алгоритмы с использованием и без использования характеристики намагничивания ТТ. Так как остаточная (начальная) индукция в магнитопроводе ТТ обычно не известна, развитие получили алгоритмы без использования характеристики намагничивания ТТ. По данным литературных источников известны следующие варианты обнаружения УДТТ по выборкам замеров значений вторичного тока ТТ:

- последовательно выбранные величины сравниваются, а заданная разность между ними используется для указания на то, что насыщение ТТ произошло [6];
- определяется стационарный участок вторичного тока ТТ по двум признакам: среднее значение тока на заданном временном интервале (периоде) стремится к нулю; расхождение между максимальным и минимальным (имеющими разный знак) значениями тока на указанном периоде стремится к нулю [7];
- выделение УДТТ ТТ производится с помощью частотно-амплитудного критерия [8];
- на основании предложенного в [9] подхода, заключающегося в использовании процедур информационного анализа процессов – сегментации (выделяются участки однородности сигналов) и селекции (распознается тип процесса), обнаруживаются УДТТ при заданных формах первичного тока ТТ [10].

В ДЗ шин с торможением Micom P740 (AREVA) используются три алгоритма, связанные с насыщением ТТ. Первый из них фактически основан на первом из вышеуказанных вариантов. Второй алгоритм рассчитывает магнитный поток в магнитопроводе посредством интегрирования вторичного тока ТТ. Следует отметить неточность в оценке насыщения ТТ по второму критерию из-за неучета остаточной индукции в магнитопроводе. Третий алгоритм фактически предназначен для выявления момента выхода ТТ из насыщения, однако формулировка его, к сожалению, не отличается достаточной четкостью, что затрудняет его понимание.

Очевидно, что первый вариант, предложенный в [6], должен предполагать знание амплитуды вторичного тока ТТ, которую необходимо прогнозировать по какому-то алгоритму, не указанному в источнике. При этом значение амплитуды тока на периоде, предшествующем моменту возникновения КЗ, не является достаточной информацией о возможности насыщения ТТ.

Второй вариант [7] не может быть использован для расчета параметров вторичного тока ТТ в переходном режиме, в котором стационарность отсутствует.

Третий [8] и четвертый [9,10] варианты при применении в ДЗ фактически совпадают друг с другом. Отличие их заключается в том, что в третьем варианте сформулирован критерий нахождения рабочей точки на УДТТ, а четвертый представляет собой обобщение третьего варианта (без формулировки критерия нахождения рабочей точки на УДТТ) не только на переходный режим работы ТТ, но и на другие режимы работы защищаемого объекта.

Таким образом, для практического использования в ДЗ удобны как третий, так и четвертый варианты обеспечения работы ДЗ на УДТТ. Вместе с тем при реализации ДЗ, работающих на УДТТ, следует учитывать возможность отсутствия указанных участков, например, у ТТ, встроенных в аппараты, при относительно слабом насыщении магнитопровода (режим поглощения апериодической составляющей первичного тока). В таких режимах может оказаться недостаточной информация, полученная на УДТТ и вследствие этого может возникнуть необходимость принятия дополнительных мер, например, процентного торможения.

Компенсация погрешностей насыщенных ТТ

Сущность метода компенсации погрешностей ТТ (восстановления первичного тока ТТ) при насыщении магнитопровода в простейшем случае (при заданных параметрах вторичной цепи и заданном наклоне характеристики намагничивания в ее насыщенной части) заключается в вычислении по выборкам вторичного тока дискретных значений намагничивающего тока и приведенного ко вторичной цепи ТТ первичного тока.

Возможность компенсации погрешностей можно пояснить рассмотрением работы ТТ с аппроксимацией спрямленной в насыщенной части характеристики намагничивания (СХН), схема замещения которого приведена рис. 1б.

Выражение для мгновенного значения вторичного тока ТТ с СХН при синусоидальном первичном токе и активном характере вторичной цепи в промежутке, когда ТТ насыщен (зона I на фазовой плоскости рис. 1б), имеет вид:

$$i_2 = \frac{\omega L_{0s}}{\sqrt{R_2^2 + \omega^2 L_{0s}^2}} I'_{m1} \sin\left(\omega t + \arctg \frac{1}{\omega T_2}\right) + A_2 \exp\left(-\frac{t-t''}{T_2}\right),$$

аналогично для намагничивающего тока

$$i_0 = \frac{R_2}{\sqrt{R_2^2 + \omega^2 L_{0s}^2}} I'_{m1} \sin(\omega t - \arctg \omega T_2) + A_2 \exp\left(-\frac{t-t''}{T_2}\right),$$

где R_2 и L_{0s} – активное сопротивление вторичной цепи и индуктивность намагничивающей ветви ТТ в насыщенной части характеристики, соответственно; T_2 – постоянная времени вторичного контура насыщенного ТТ; A_2 – амплитуда экспоненциальной составляющей тока, возникающей вследствие насыщения магнитопровода.

Таким образом по известному вторичному току ТТ с СХН, вычислив амплитуду и фазу периодической составляющей этого тока, зная R_2 и L_{0s} , можно найти амплитуду и фазу намагничивающего и – путем геометрического суммирования указанных токов – приведенного первичного токов. При этом апериодические составляющие во вторичном и намагничивающем токах, очевидно, можно не учитывать, так как они при суммировании (формировании приведенного первичного тока) взаимно компенсируются.

Аналогичным образом можно показать возможность компенсации погрешностей ТТ с СХН в переходном режиме КЗ.

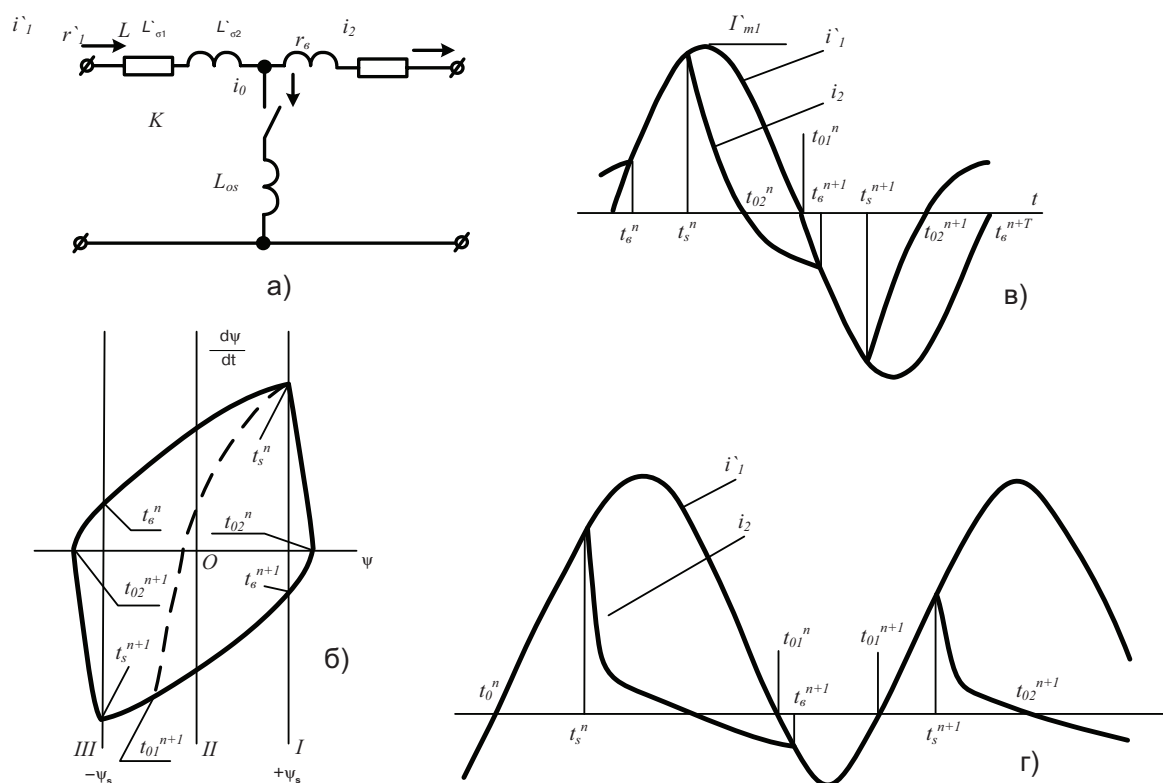


Рис. 1: Схема замещения ТТ с СХН (а), фазовые траектории изображающей точки процесса в ТТ в установившемся (сплошная линия) и переходном (пунктир) режимах (б), кривые токов ТТ с СХН при синусоидальном первичном токе (в) и в переходном режиме (г)

Основными трудностями при выполнении компенсации погрешностей ТТ в режиме насыщения магнитопровода являются:

- случайный характер значения остаточной (начальной) магнитной индукции в ТТ, что затрудняет определение момента достижения потокоцеплением вторичной обмотки ТТ потокоцепления насыщения Ψ_s ;
- при характеристике намагничивания ТТ, близкой к идеальной прямоугольной кривой (ПХН), компенсация погрешностей практически невозможна, так как вторичный ток ТТ в режиме насыщения близок к нулю и погрешность вычисления намагничивающего тока чрезмерно высока.

Имеется ряд предложений по преодолению первой трудности, однако наиболее удобно (при реализации ДЗ с помощью микропроцессорной техники) в первый момент насыщения ТТ, определенный, например, с помощью амплитудно-частотного критерия, приравнять текущее значение потокоцепления вторичной обмотки в его математической модели потокоцеплению насыщения с учетом знака указанного текущего значения.

Возможность достаточно точной для целей ДЗ компенсации погрешностей ТТ определяется по критерию применимости СХН, сформулированному в [11]: $\Theta \leq 20$, где $\Theta = \frac{z_2}{x_{0s}}$, а z_2 и x_{0s} представляют собой полное сопротивление вторичной цепи и индуктивное сопротивление намагничивающей ветви ТТ в насыщенной части характеристики, соответственно. Следует отметить также, что аппроксимация характеристики намагничивания с помощью СХН обеспечивает достаточную точность восстановления сигнала в переходном режиме при значении параметра режима ТТ $A_z \leq 3$, где $A_z = \Psi_s / \Psi_m$. В свою очередь, Ψ_s, Ψ_m – потокоцепление насыщения и амплитуда потокоцепления вторичной обмотки ТТ, которая имела бы место при отсутствии насыщения, соответственно.

Сопоставляя третий и четвертый варианты обеспечения правильной работы ДЗ при насыщении магнитопроводов ТТ, легко увидеть, что третий вариант базируется на аппроксимации характеристики намагничивания ТТ идеальной прямоугольной кривой (ПХН), а описанный в данной работе простейший способ компенсации погрешностей ТТ основан на использовании СХН – аппроксимации кривой намагничивания. Очевидно, что компенсацию погрешностей ТТ можно осуществлять с помощью использования и более сложных видов аппроксимации их характеристик намагничивания.

3. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ показал, что наиболее эффективными направлениями обеспечения правильной работы ДЗ в переходных режимах при насыщении ТТ являются: *разработка защит, учитывающих особенности трансформации ТТ в переходных режимах* (наличие участков достаточно точной трансформации (УДТТ) и закономерностей их появления) и *компенсация погрешностей насыщенных ТТ*.

Производители микропроцессорных устройств релейной защиты уделяют большое внимание проблеме обеспечения правильной работы ДЗ объектов электроэнергетики, в особенности, сборных шин, в условиях насыщения ТТ, что подтверждается наличием алгоритмов, базирующихся на использовании УДТТ и реализующих правильную работу защит с быстродействием порядка полупериода промышленной частоты в условиях, когда продолжительность указанных участков составляет 2–3 мс.

Реализация методов компенсации погрешностей насыщенных ТТ до настоящего времени не получила практического развития, хотя такой путь во многих случаях не уступает по возможностям отмеченному выше направлению разработки защит, учитывающих особенности трансформации ТТ. Компенсация погрешностей ТТ дополнительно может обеспечить устойчивую работу ДЗ на участках насыщенного состояния ТТ, если последние удовлетворяют критерию применимости СХН.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Дроздов А.Д. Электрические цепи с ферромагнитными сердечниками в релейной защите. – М.-Л.: Энергия, 1965. – 210 с.
- [2] Метод расчета токовой и угловой погрешности трансформаторов тока при глубоком насыщении сердечника / К.С. Дмитриев, В.Е. Казанский, Е.П. Королев, Э.М. Либерзон. – Электричество, 1967, № 12, с. 39–43.
- [3] Дроздов А.Д., Кужеков С.Л. Исследование формы вторичного тока защитных трансформаторов тока в переходных и установившихся режимах. – Электричество, 1971, № 4, с. 27–32.
- [4] Кужеков С.Л., Синельников В.Я. Защита шин электростанций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 184 с.
- [5] Haeg H., Forster M. Elektronischer Sammelschienenschutz. – Brown Boveri Mitteilungen, Bd. 53, Nr 4/5, 1965, s. 326–339.
- [6] Evans F.J., Wells G. Use of Sampling to Detect Transient Saturation in Protective Current Transformers. – IEEE Transaction on Instrumentation and Measurement, vol. im-19, no 3, august 1970, s. 144–147.
- [7] Мыльников В.А. Исследование и разработка методов повышения точности определения места короткого замыкания на высоковольтных линиях 110–220 кВ // Автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Иваново, 2002, 22 с.
- [8] Кужеков С.Л., Сербиновский Б.Б. Выделение основной гармоники сигнала трансформатора тока в режиме насыщения. – СПб.: ОЭЭП РАН, 2003, 39 с.
- [9] Лямец Ю.Я., Зиновьев Д.В., Романов Ю.В. Мониторинг процессов в электрической системе. Ч. 1. Преобразование, селекция и фильтрация. – Электричество, 2006, № 10, с. 2–10.
- [10] Зиновьев Д.В. Развитие теории информационного анализа процессов в электрических системах и ее приложение к релейной защите // Автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Чебоксары, 2009, 23 с.
- [11] Кужеков С.Л. О методах расчета переходных и установившихся процессов в трансформаторах тока. – Электричество, 1975, № 7, с. 74–77.

Многомерная релейная защита

Ю.Я. ЛЯМЕЦ, Ю.В. РОМАНОВ, Д.В. КЕРЖАЕВ
ООО «Исследовательский центр «Бреслер»

Г.С. Нудельман
ОАО «ВНИИР»
Россия
romanov_uv@ic-bresler.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Релейная защита, многомерность, информационная теория.

1. ВВЕДЕНИЕ

В 1944 г. на Чебоксарском электроаппаратном заводе было сделано изобретение [1], вошедшее в учебники по релейной защите под названием «реле Бреслера». Выпускавшееся серийно в 50-х–60-х годах на индукционной системе, оно стало родоначальником класса многофазных реле [2,3]. С позиций сегодняшнего дня можно сказать, что в реле Бреслера впервые была выдвинута и реализована идея объединения информации, поступающей в распоряжение релейной защиты. Ограниченные возможности электромеханической элементной базы допускали всего лишь объединение информации, поступающей от разных фаз защищаемого объекта, не более того. Микропроцессорная техника предоставляет неограниченные возможности объединения информации, в том числе разнесенной во времени и в пространстве. Во времени смещены результаты наблюдения режимов, один из которых сменяет другой (текущий и предшествующий режимы). В пространстве – результаты двухстороннего наблюдения линии электропередачи или еще более общего многостороннего наблюдения электрической системы.

На вопросы, связанные с объединением всей информации о защищаемом объекте, поступающей в память микропроцессорного терминала, призвана дать ответы информационная теория релейной защиты. В [4] высказано предположение, что в её понятийном аппарате центральное место принадлежит понятию «многомерность», кстати, естественному обобщению понятия «многофазность». Целью разработки многомерных реле, как в своё время многофазных, было и остаётся повышение технического совершенства релейной защиты [5-7]. Конкретная постановка задачи заключается в том, чтобы при гарантированном недопущении ложной работы (обеспечении селективности) повысить чувствительность релейной защиты к аварийным режимам до максимально возможного уровня. Определения используемых в докладе относительно новых понятий, приведённых в Приложении, обсуждались на протяжении десяти последних лет; в том, что касается теории множеств, руководством служил оказавшийся близким к задачам релейной защиты учебник по математическим основам кибернетики [8].

2. ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

2.1. Информационные задачи многомерной защиты

Ключевые понятия многомерной защиты связаны с моделями наблюдаемых объектов, имитационными и алгоритмическими.

Пусть m – число варьируемых параметров имитационной модели, а n – число наблюдаемых существенных компонентов входных величин. Имитационная модель задаётся в m -мерном объектном

пространстве, где определён вектор объектных параметров \mathbf{x} , и осуществляет преобразование $F_{\text{им}}(\mathbf{x}) = \mathbf{v}$, где \mathbf{v} – вектор замеров (или просто замер), определённый в n -мерном уставочном пространстве A_v . Центральная информационная задача многомерной защиты заключается в определении и задании области срабатывания $S_v \subset A_v$.

Алгоритмическая модель преобразует замер \mathbf{v} в двумерный вектор $\mathbf{z} = F_{\text{ал}}(\mathbf{v})$, осуществляя тем самым сжатие уставочного пространства. Вектор $\mathbf{z} = [z_p, z_Q]$ образован двумя скалярными величинами z_p и z_Q . Индексы P и Q говорят о том, что величина z_p связана с потреблением энергии в предполагаемом повреждении объекта, а z_Q – с обменом энергией между повреждением и собственно объектом.

Виртуальное реле включается на напряжения и токи повреждения, предполагаемого в определенном месте имитационной модели (рис. 1а). Алгоритмическая модель способствует реализации этой идеи, формируя величины z_p и z_Q , служащие входными сигналами виртуального реле (рис. 1б), характеристика срабатывания которого задаётся на плоскости с координатами z_p и z_Q . Области срабатывания S_z на плоскости вектора \mathbf{z} отвечает область срабатывания $S_v = F_{\text{ал}}^{-1}(S_z)$ в пространстве A_v ; здесь F^{-1} – обозначение обратного преобразования замера \mathbf{z} в множество замеров \mathbf{v} . Соответствие между областями S_z и S_v говорит о том, что виртуальные реле косвенным образом задают условия срабатывания многомерной защиты.

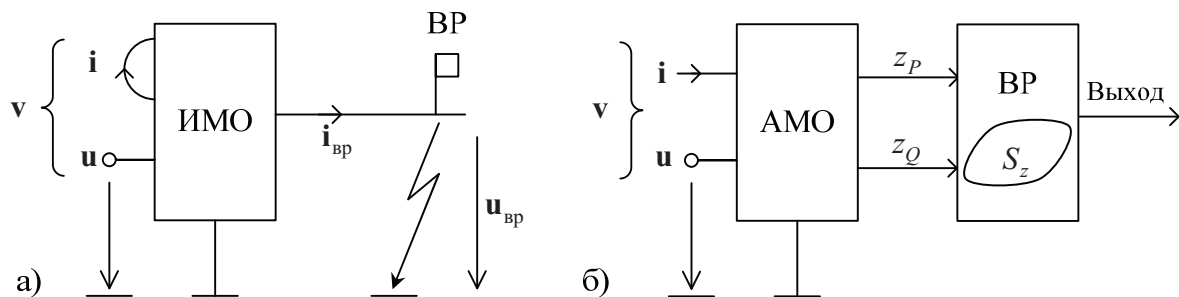


Рис. 1 : Включение виртуального реле:
 а – включение в ветвь КЗ имитационной модели объекта (ИМО);
 б – включение на сигналы z_p и z_Q алгоритмической модели объекта (АМО);
 ВР – виртуальное реле

Разграничим алгоритмические модели прямого, косвенного и промежуточного действия. В модели прямого действия замер выражается через параметры объекта как эквивалентного генератора относительно места КЗ; нагрузкой генератора служит резистивная модель повреждения. После исключения варьируемых параметров остаётся уравнение короткого замыкания

$$z_Q(\mathbf{v}) = 0, \tag{1}$$

отражающее резистивную природу повреждения, и ограничение

$$z_p(\mathbf{v}) \geq 0, \tag{2}$$

отражающее его пассивный характер.

В модели косвенного действия замер \mathbf{v} предварительно преобразуется в промежуточные величины – векторы напряжения $\mathbf{u}_f = F_u(\mathbf{v})$ и тока $\mathbf{i}_f = F_i(\mathbf{v})$ в месте предполагаемого замыкания, и лишь затем определяется вектор $\mathbf{z} = F(\mathbf{u}_f, \mathbf{i}_f)$. Заключительное преобразование F строится в соответствии с критерием резистивности повреждения, что позволяет не вводить в рассмотрение его модель. В модели промежуточного действия для формирования вектора \mathbf{z} используется что-либо одно: или только напряжение \mathbf{u}_f , или только ток \mathbf{i}_f .

Описание (1), (2) отображает короткие замыкания в указанном месте имитационной модели в правую полуось координаты z_p . Виртуальное реле призвано распознавать замыкания в разных местах, в связи с чем его характеристика должна охватывать прилегающую к этой полуоси область S_z .

Таким образом, в теоретическом плане алгоритмическая модель ассоциируется с формируемым ею уравнением короткого замыкания, а в практическом — с формированием замера \mathbf{z} виртуального реле. Виртуальные реле классифицируются подобно алгоритмическим моделям. Реле прямого действия формирует замер непосредственно из наблюдаемых величин. Реле промежуточного действия формирует замер либо из напряжения \mathbf{u}_f , либо из тока \mathbf{i}_f , из чего-либо одного. Наконец, реле косвенного действия формирует замер из величин $\mathbf{u}_f, \mathbf{i}_f$, вместе взятых.

2.2. Режимы имитационной модели

Информационная база многомерной релейной защиты в общем случае складывается из результатов наблюдения двух режимов. В текущем режиме наблюдается процесс $\mathbf{v}_{\text{тк}}(t), t \geq 0$. В предшествующем — процесс $\mathbf{v}_{\text{пд}}(t), t < 0$. Смена режимов происходит в момент $t = 0$. Наряду с этими реальными режимами представляют интерес ещё и гипотетические режимы — чисто аварийный и металлического КЗ. В чисто аварийном режиме протекает процесс

$$\mathbf{v}_{\text{ав}}(t) = \mathbf{v}_{\text{тк}}(t) - \mathbf{v}_{\text{пд}}(t), t \geq 0,$$

где $\mathbf{v}_{\text{пд}}(t)$ — предшествующий процесс, экстраполированный на время протекания текущего процесса. Ещё один режим — металлического короткого замыкания $\mathbf{v}_{\text{кз}}(t)$ — частный случай текущего при $R_f = 0$.

Представления о многомерной релейной защите нуждаются в иллюстрациях. В качестве инструмента построения многомерной защиты будем использовать метод алгоритмических моделей и виртуальных реле, теоретические основы которого изложены выше. Ниже будет дана детализация, необходимая для его практического применения. В этой связи потребуются ещё и инструмент исследования распознающей способности релейной защиты, получивший название информационного анализа [9].

2.3. Содержание информационного анализа

В процедурах информационного анализа особую роль играют представления об отслеживаемых и альтернативных режимах (α - и β -режимы). Срабатывание защиты в α -режимах — её основная функция. В β -режимах срабатывание категорически возбраняется. К числу основных процедур принадлежат взаимные преобразования областей объектного и уставочного пространств. Координатами объектного пространства C служат варьируемые параметры $x_i, i = 1, m$, имитационной модели защищаемого объекта, координатами уставочного пространства A — компоненты $z_j, j = 1, n$, замера релейной защиты. Векторы соответствующих пространств: m -мерный $\mathbf{x} \in G \subset C$ и n -мерный $\mathbf{z} \in S \subset A$, где G и S — объектная и уставочная области определения векторов \mathbf{x} и \mathbf{z} . Далее полагаем, что A — уставочная плоскость ($n = 2$). Преобразование $F(\mathbf{x}) = \mathbf{z}$ режима \mathbf{x} в замер \mathbf{z} , называемое прямым, однозначно характеризует совместное действие имитационной и алгоритмической моделей. То же относится и к преобразованию областей: $F(G) = S \subset A$.

Обратное преобразование $F_G^{-1}(\mathbf{z})$ замера \mathbf{z} , т.е. поиск отображаемых им режимов, неоднозначно; в общем случае одному значению \mathbf{z} отвечает множество режимов \mathbf{x} . Индекс G у оператора F_G^{-1} означает, что поиск режимов \mathbf{x} — оригиналов изображения \mathbf{z} — ведётся только в пределах заданной области G . В отличие от преобразования отдельно взятого замера \mathbf{z} , преобразования областей однозначны в двух отношениях. Во-первых, если $S = F(G)$, то $F_G^{-1}(S) = G$. Во-вторых, если разделить область S на части S_1, S_2 и определить затем оригиналы $G_1 = F_G^{-1}(S_1)$ и $G_2 = F_G^{-1}(S_2)$, то благодаря однозначности преобразования \mathbf{x} в \mathbf{z} области G_1 и G_2 не могут иметь пересечений, и $F(G_1) = S_1, F(G_2) = S_2$.

В дальнейшем удобно исчислять размеры как объектных, так и уставочных областей, в едином цифровом базисе. Зададим объектную область G конечным множеством режимов имитационной

модели. Пусть N – число режимов. Тогда уставочная фигура S определится ровно таким же числом отображений. Число точек \mathbf{z} , отображающих N точек \mathbf{x} , может оказаться меньшим N из-за того, что отображения способны накладываться друг на друга. В таком случае можно говорить о высокой информационной плотности соответствующих замеров и подсчитывать их с получающейся кратностью. Снабжая каждый режим индивидуальной меткой, получим возможность проследить за его изображением и получим в итоге на плоской фигуре S оценку её размера всё тем же числом N .

Разделив S на части S_1 и S_2 , обнаружим в первой N_1 , а во второй – N_2 отображений, при том что $N_1 + N_2 = N$. Теми же числами N_1 и N_2 будут оцениваться и области G_1 и G_2 .

2.4. Область распознавания

Рассмотрим одну из основных задач информационного анализа. Предполагается, что имеются имитационные модели наблюдаемого объекта, отдельно для α - и β -режимов. Векторы варьируемых параметров \mathbf{x}_α и \mathbf{x}_β каждой модели отображаются в соответствующих объектных пространствах C_α и C_β , где задаются области определения параметров имитационных моделей G_α и G_β . Предположим далее, что выбрана уставочная плоскость A и тем самым определены преобразования режимов имитационных моделей в замеры \mathbf{z} на плоскости A : преобразование α -режимов $F_\alpha(\mathbf{x}_\alpha) = \mathbf{z}$ и преобразование β -режимов $F_\beta(\mathbf{x}_\beta) = \mathbf{z}$. Задача заключается в построении областей $S_\alpha = F_\alpha(G_\alpha)$, $S_\beta = F_\beta(G_\beta)$ – отображений объектных областей G_α и G_β на уставочной плоскости A – и затем в определении области распознавания α -режимов $S_{\alpha\alpha} = S_\alpha \setminus S_\beta$, где косая линия обозначает операцию вычитания области S_β из области S_α . Сопутствующая задача – окаймление области S_β , т.е. определение той части её границы L_β , которая отделяет S_β от $S_{\alpha\alpha}$.

Определяя число $N_{\alpha\alpha}$, отображённых в собственной α -области $S_{\alpha\alpha}$, получаем одновременно оценку размера области распознавания $G_{\alpha\alpha}$ в виде коэффициента распознавания

$$\eta = \lim_{N_\alpha \rightarrow \infty} (N_{\alpha\alpha} / N_\alpha),$$

где N_α – число режимов, задающих область G_α и отображенных в области S_α .

Область срабатывания реле может включать в себя лишь ту часть области $S_{\alpha\alpha}$, которая несколько отстроена от линии L_β . Таким образом, $S_{\alpha\alpha}$ содержит в себе предельное число режимов, на которые может прореагировать реле. Следовательно, коэффициент η можно назвать показателем распознающей способности реле, ассоциируемого с преобразованиями F_α, F_β .

2.5. Иерархия реле

Если разнотипные реле работают с одной и той же информационной базой, то показатели их распознающей способности помогают составить мнение об эффективности использования имеющейся информации тем или иным представителем группы реле. Наряду с подобной информационной иерархией реле можно было бы ввести и иерархию режимов, приписывая им весовые коэффициенты в виде знакоположительной функции $\lambda(R_f)$, убывающей с ростом переходного сопротивления R_f в месте короткого замыкания.

В группе реле всегда обнаружится одно, занимающее верхнее положение в их иерархической цепочке. Возможно, это будет реле традиционного исполнения. Возможен и информационный критерий. Допустим, что $N_{\alpha\alpha}^i > N_{\alpha\alpha}^j$, в силу чего i -ое реле получает преимущество перед j -ым и объявляется основным. Важно, что в результате плоскость A_i становится тем местом, где демонстрируются характеристики не только i -го реле, но и объединения i -го и j -го, а возможно, и большего числа реле. Необходимо только убедиться, что j -ое реле не лишнее, а именно, что его объектная область $G_{\alpha\alpha}^j$ не перекрывается областью $G_{\alpha\alpha}^i$ основного реле. Имеет смысл выделить подобласть $G_{\alpha\alpha}^{ij} = G_{\alpha\alpha}^j \setminus G_{\alpha\alpha}^i$, а заодно и $G_{\alpha\alpha}^{ji} = G_{\alpha\alpha}^i \setminus G_{\alpha\alpha}^j$. Число режимов $N_{\alpha\alpha}^{ij}$ в подобласти $G_{\alpha\alpha}^{ij}$ служит оценкой выигрыша от объединения выходов двух реле логической схемой ИЛИ, благодаря чему к собственному коэффициенту распознавания основного реле

$$\eta_{ii} = \lim_{N_{\alpha} \rightarrow \infty} (N_{\alpha\alpha}^i / N_{\alpha})$$

добавляется взаимный коэффициент

$$\eta_{ij} = \lim_{N_{\alpha} \rightarrow \infty} (N_{\alpha\alpha}^{ij} / N_{\alpha}).$$

Отсюда следует выражение коэффициента распознавания пары реле

$$\eta_{U_i,j} = \eta_{ii} + \eta_{ij}, \quad (3)$$

обобщаемое в форме рекурсии на произвольное число реле, объединенных общей имитационной моделью. Индекс U в (3) указывает на объединение по схеме ИЛИ.

Результат инвариантен относительно выбора основного реле. Коль скоро

$$N_{\alpha\alpha}^i + N_{\alpha\alpha}^{ij} = N_{\alpha\alpha}^j + N_{\alpha\alpha}^{ji},$$

то и

$$\eta_{ii} + \eta_{ij} = \eta_{jj} + \eta_{ji}.$$

Тем не менее, выбор основного реле призван сыграть свою роль на заключительном этапе информационного анализа – отображении дополнительной подобласти $G_{\alpha\alpha}^{ij} = G_{\alpha\alpha}^j \setminus G_{\alpha\alpha}^i$ на основную плоскость A ,

$$F_{\alpha i}(G_{\alpha\alpha}^{ij}) = S_{\alpha\alpha}^{ij},$$

дающее наглядное представление о вкладе дополнительного реле в распознающую способность защиты. Расширенная область распознавания защиты на основной плоскости

$$S_{\alpha\alpha} = S_{\alpha\alpha}^i \cup S_{\alpha\alpha}^{ij} = F_{\alpha i}(G_{\alpha\alpha}),$$

$$G_{\alpha\alpha} = G_{\alpha\alpha}^i + G_{\alpha\alpha}^{ij} = G_{\alpha\alpha}^j + G_{\alpha\alpha}^{ji}$$

служит своеобразной характеристикой защиты, составленной не только из двух, но и из группы реле, расположенных в иерархической последовательности.

2.6. Двухрежимные наблюдаемые величины

Способность учитывать информацию о режиме, предшествовавшем короткому замыканию, очевидным образом повышает распознающую способность релейной защиты. Важно знать, насколько.

Пусть \underline{V} – комплекс наблюдаемой величины – тока или напряжения, $\underline{V}_{\text{пд}}$ и $\underline{V}_{\text{тк}}$ – его значения в предшествующем режиме и в текущем режиме короткого замыкания. Введём эту информацию в алгоритмическую модель прямого действия, связывающую место наблюдения с местом предполагаемого повреждения. Связь описывается уравнением годографа

$$\underline{V}_{\text{ав}} = \underline{V}_{\text{тк}} - \underline{V}_{\text{пд}} = \frac{\underline{V}_{\text{ав,кз}}}{1 + \rho \exp(-j\varphi_{\text{вн}})}, \quad (4)$$

где $\underline{V}_{\text{ав}}$ – аварийная составляющая наблюдаемой величины, $\underline{V}_{\text{ав,кз}} = \underline{V}_{\text{кз}} - \underline{V}_{\text{пд}}$, $\underline{V}_{\text{кз}}$ – ненаблюдаемая величина металлического КЗ, $\rho = R_f / Z_{\text{вн}}$, R_f – переходное сопротивление КЗ, принадлежащее

наряду с координатой x_f места предполагаемого повреждения к числу аварийных параметров, задаваемых в имитационной модели при обучении релейной защиты, но само собой, неизвестных алгоритмической модели. Внутреннее сопротивление $Z_{вн} = Z_{вн} \exp j\varphi_{вн}$ имитационной модели как эквивалентного генератора относительно нагрузки R_f относится уже к числу нормальных параметров. Уравнение (4) не предполагает задания модуля $Z_{вн}$. Востребован аргумент $\varphi_{вн}$. В системе без потерь с преобладающей индуктивностью $\varphi_{вн} = 90^\circ$. Потери несколько снижают эту цифру, тем не менее оно поддаётся оцениванию. В проблему выливается оценивание величины $V_{ав,кз}$. Ниже будет показано, что алгоритмические модели способны решать подобные задачи.

2.7. Измерительный орган с одной наблюдаемой величиной

В той версии метода алгоритмических моделей, что изложена выше, вне зависимости от числа наблюдаемых величин используются виртуальные реле с двумя входами. Реле образуют группу, объединённую входными величинами и логической операцией ИЛИ. Входные величины формируются по общему правилу. Алгоритмическая модель устанавливает следующую связь между входными величинами \underline{M} и \underline{N} виртуального реле

$$\underline{N}\rho = \underline{M}. \quad (5)$$

Алгоритм действия виртуального реле стереотипен. Определяется взаимная комплексная мощность сигналов

$$\underline{S} = \underline{M}\underline{N}^*,$$

где звёздочкой отмечен сопряжённый комплекс. Из комплекса \underline{S} формируются внутренние замеры \underline{W} , каждому из которых отвечает своя характеристика срабатывания на той или иной модификации комплексной плоскости \underline{W} . Ограничимся вариантами, масштабирующими комплекс \underline{S}

$$\underline{W} = \begin{cases} \underline{S}N^{-k} \\ \underline{S}^*M^{-k} \end{cases}, k = 0, 1, 2 \quad (6)$$

$$\underline{W} = \begin{cases} \underline{S}N^{-k} \\ \underline{S}^*M^{-k} \end{cases}, k = 0, 1, 2 \quad (7)$$

или $\underline{W}_0 = \underline{S}$,

$$\underline{W}_{11} = \underline{M} \cdot \underline{N}^* \cdot N^{-1}, \quad (6a)$$

$$\underline{W}_{12} = \underline{M} \cdot \underline{N}^* \cdot N^{-2} = \underline{M} / \underline{N}, \quad (6b)$$

$$\underline{W}_{21} = \underline{M}^* \cdot \underline{N} \cdot M^{-1}, \quad (7a)$$

$$\underline{W}_{21} = \underline{M}^* \cdot \underline{N} \cdot M^{-2} = \underline{N} / \underline{M} = 1 / \underline{W}_{12}, \quad (7b)$$

где отрицательные степени модулей M и N преобразуют величину типа комплексной мощности в величины типа комплексного сопротивления (проводимости) при $k = 2$ или фазированного напряжения (тока) при $k = 1$.

Алгоритмическая модель (4) приводится к форме (5) с сигналами

$$\underline{M} = (V_{ав,кз} - V_{ав}) \exp j\varphi_{вн} = (V_{кз} - V_{тк}) \exp j\varphi_{вн},$$

$$\underline{N} = V_{ав} = V_{тк} - V_{пл}$$

Москва, 7–10 сентября 2009 г.

и замераи по форме (6)

$$\underline{W}_{11} = (\underline{V}_{\text{аб,кз}} \underline{V}_{\text{аб}}^* \underline{V}_{\text{аб}}^{-1} - \underline{V}_{\text{аб}}) \exp j\varphi_{\text{вн}}, \quad (8)$$

$$\underline{W}_{12} = \left(\frac{\underline{V}_{\text{аб,кз}}}{\underline{V}_{\text{аб}}} - 1 \right) \exp j\varphi_{\text{вн}}. \quad (9)$$

Виртуальные реле с замераи (8), (9) образуют совместно работающую пару, объединяемую единой информационной базой.

3. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Представления о многомерной релейной защите дополняют её информационную теорию. Центральная информационная задача – задание области срабатывания в пространстве вектора замера – имеет общее решение в виде уравнений коротких замыканий, предполагаемых в определённых местах наблюдаемого объекта. Метод виртуальных реле может быть построен на базе этих уравнений (прямое действие) или на базе альтернативных им алгоритмических моделей объекта (косвенное действие). Замер виртуального реле связывает между собой все наблюдаемые величины вне зависимости от их числа и мест наблюдения.

2. Задание областей определения объектных параметров имитационной модели множеством ее режимов создает универсальный критерий оценивания распознающей способности релейной защиты; оценка в виде показателя распознавания сохраняет свое значение в любом из двух задействованных пространств – уставочном и объектном.

3. Двухрежимная величина несет принципиально более высокий объем информации, чем величина одного лишь текущего режима. В условиях хорошего обеспечения априорной информацией о защищаемом объекте возможен контроль зоны КЗ по одной наблюдаемой величине.

4. Показатели распознающей способности релейной защиты при наблюдении элементарных имитационных моделей контролируемых объектов представляют собой типовые оценки информационных свойств алгоритмов защиты при имеющейся информационной базе.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Бреслер А.М. Устройство для защиты высоковольтных линий передачи от замыканий между фазами // Авторское свидетельство СССР № 66343, 1944.
- [2] Атабеков Г.И. Теоретические основы релейной защиты высоковольтных сетей. М.: Госэнергоиздат, 1957.
- [3] Федосеев А.М. Релейная защита электрических систем. М.: Энергия, 1976.
- [4] Лямец Ю.Я., Нудельман Г.С., Подшивалин А.Н., Закончек Я.В. Об информационной теории релейной защиты // Известия Академии электротехнических наук РФ, 2009, № 1, С. 32–44.
- [5] Лямец Ю.Я., Нудельман Г.С., Павлов А.О. Эволюция дистанционной релейной защиты // Электричество, 1999, № 3, С. 8-15.
- [6] Лямец Ю.Я., Нудельман Г.С., Павлов А.О., Ефимов Е.Б., Закончек Я. Распознаваемость повреждений электропередачи. Ч. 1, 2, 3 // Электричество, 2001, № 2, С. 16-23; № 3, С. 16-24; № 12, С. 9-22.
- [7] Liamets Y., Efimov E., Nudelman G., Zakonjšek J. The principle of relay protection information perfection // CIGRE SC 34 Colloquium, Romania, Sibiu, 2001, Paper 112.
- [8] Коршунов Ю.М. Математические основы кибернетики. М.: Энергоатомиздат, 1987.
- [9] Liamets Y., Ivanov S., Podchivaline A., Nudelman G., Zakonjšek J. Informational analysis – new relay protection tool // Proc. 13th Int. Conf. Power System Protection, Slovenia, Bled, 2002, P. 197-210.

Применение многомерной защиты: методики расчета уставок и проведения испытаний

А.Н.ПОДШИВАЛИН, И.С.КЛИМАТОВА
ООО «ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ЦЕНТР «БРЕСЛЕР»

Россия
klimatova_is@ic-bresler.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Приемо-сдаточные испытания, методика испытаний, расчет уставок, многомерная защита, уставочная характеристика.

1. ВВЕДЕНИЕ

Расчет уставок и проведение испытаний – важные этапы ввода защиты в эксплуатацию. Каждый из них должен соответствовать как защищаемому объекту, так и алгоритму этой защиты. В настоящее время микропроцессорные устройства реализуют разнообразные алгоритмы, обеспечивающие повышение основных качеств релейной защиты – чувствительности и быстродействия – при гарантировании селективности ее действия. Тенденция обновления алгоритмов отвечает возросшим требованиям со стороны энергосистем, которые работают на пределе устойчивости. Однако на практике высокие качества защиты остаются недоиспользованными, так как традиционные методики расчета уставок не учитывают всю специфику интеллектуальных терминалов. Эмпирический подход в задании параметров может иметь следствием неселективное срабатывание, недопустимое по условию задачи.

Методика проведения заводских и приемо-сдаточных испытаний не может не отслеживать развитие алгоритмов защиты, без учета особенностей которых вне поля зрения могут оказаться опасные режимы, приводящие к излишнему срабатыванию. В то же время процесс испытания должен быть в значительной степени автоматизирован и обобщен, чтобы охватить все разнообразие выпускаемых защит.

Целью настоящего доклада является повышение эксплуатационных характеристик защит за счет введения новых методик расчета уставок и испытания. Ставятся следующие задачи:

- анализ традиционных методик расчета уставок и выявление факторов несоответствия современным защитам;
- выработка основных подходов к расчету уставок новых защит;
- анализ и совершенствование методики испытаний защит, которая повысит надежность их функционирования.

Поставленные задачи решаются с применением методологии и понятийного аппарата информационной теории, что позволяет поставить их на теоретическую основу. Предлагаемые методики сопровождаются примерами, наглядно демонстрирующими их возможности.

2. ИНФОРМАЦИОННОЕ НАЧАЛО ПРОЦЕССОВ ЗАДАНИЯ И ПРОВЕРКИ УСТАВОК

Информационная теория решает следующие задачи [1-2]:

- 1) информационный анализ объекта защиты как исследование распознаваемости повреждений;
- 2) информационный анализ релейной защиты как исследование ее распознающей способности;

3) информационный синтез как приближение распознающей способности защиты к распознаваемости повреждений объекта.

В настоящем докладе решаются задачи анализа и синтеза защиты, а информационный анализ объекта позволяет оценить полноту решения этих задач [3-4]. В информационной теории полагается, что модуль защиты постоянно наблюдает защищаемый объект в определенном информационном базисе. Его основной задачей является срабатывание в отслеживаемых (α) режимах и недействие в альтернативных (β). К отслеживаемым относят, например, внутренние повреждения, находящиеся в заранее определенной зоне. Специфика задач релейной защиты такова, что отдельные режимы могут иметь одинаковое наблюдение. Область пересечения тем больше, чем меньше информации привлекается к распознаванию [5]. В связи с этим вводится понятие нераспознаваемости режимов [6], которое является физическим свойством объекта и связано с используемым принципом распознавания (информационным базисом).

Как правило, распознавание в защитах производится в так называемом уставочном пространстве (часто ось или плоскость), в котором отражены все компоненты информационного базиса. Уставочная характеристика определяет область срабатывания в уставочном пространстве. Задачей расчета уставок является нахождение таких параметров защиты, которым соответствует уставочная область, обладающая достаточной отстройкой от отображений альтернативных режимов. Важным свойством защиты является ее чувствительность к отслеживаемым режимам. В [1] предложена методика оценки чувствительности защиты по объектной характеристике в координатах места повреждения x_f и переходного сопротивления R_f . Под объектной характеристикой понимается область пространства в координатах параметров аварийного режима, отображения которой попадают в уставочную характеристику защиты [3]. Совмещенная на одном графике с объектной характеристикой распознаваемости, она дает оценку полноты использования информации в модуле защиты. Аналитически объектная характеристика может быть описана выражением:

$$R_{f,\min}(x_f) = \min_{\mathbf{x}_{\alpha\text{norm}}, \mathbf{x}_\beta} R_f(x_f, \mathbf{x}_{\alpha\text{norm}}, \mathbf{x}_\beta), \quad (1)$$

где $\mathbf{x}_{\alpha\text{norm}}$ – вектор нормальных параметров отслеживаемого (α) режима, который является одной из составляющих вектора описания α -режима $\mathbf{x}_\alpha = [R_f, x_f, \mathbf{x}_{\alpha\text{norm}}]$; $\mathbf{x}_\beta = [R_{f\beta}, x_{f\beta}, \mathbf{x}_{\beta\text{norm}}]$ – вектор нормальных и аварийных параметров альтернативного (β) режима. Эти векторы включают варьируемые параметры всех возможных режимов объекта, которые являются координатами заданных областей в объектном пространстве, определяющих всю совокупность отслеживаемых и альтернативных режимов в информационном анализе.

В настоящей работе области в объектном пространстве, представляющие собой пространство параметров имитационной модели объекта [3], а также объектные характеристики станут основным инструментом анализа защит и синтеза их уставочных характеристик.

3. РАСЧЕТ УСТАВОК ЗАЩИТ

На современном этапе развития релейной защиты при большом количестве новых алгоритмов различных производителей задача разработки обобщенных методик расчета уставок является особенно актуальной. Очевидно, что данная задача должна решаться самим производителем на этапе разработки защиты, так как связана с необходимостью детального знания устройства защиты, особенностей заложенных алгоритмов и анализом теоретического материала. Зачастую производители ссылаются на существующие традиционные методики, изложенные в нормативных документах. Однако эти методики, составленные для электромеханических и полупроводниковых защит, не могут быть в полной мере применены к новым устройствам.

Так, например, в отношении дистанционных защит действуют Руководящие указания [7] (Россия), составленные в свое время применительно к панелям защит серий ПЗ 15Х и ЭПЗ 16ХХ на электромеханической элементной базе. В этих устройствах реализована круговая характеристика срабатывания (рис. 1а), поэтому в указанном документе расчет уставок сводится к расчету и выбору сопротивления

срабатывания Z_{set} . Данной методики будет недостаточно, если в защите реализована какая-либо другая характеристика, например, четырехугольная, изображенная на рис. 1б, требующая задания ряда дополнительных параметров: угла максимальной чувствительности $\varphi_{m.s}$, угла отстройки от внешних коротких замыканий φ_{out} и уставки по активному сопротивлению R_{set} .

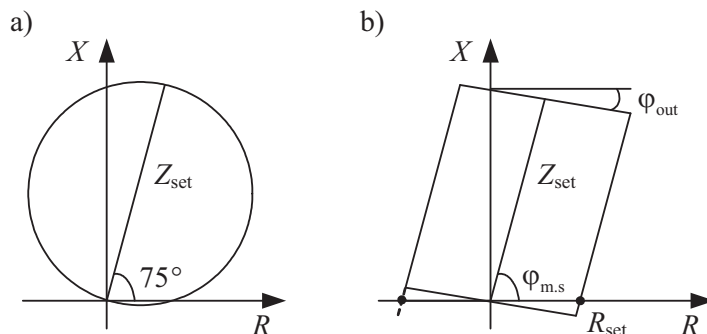


Рис. 1: Круговая (а) и четырехугольная (б) характеристики срабатывания реле сопротивления

Помимо всего прочего, упомянутый документ рассчитан только на междуфазные каналы дистанционной защиты и не рассматривает особенностей расчета и выбора уставок для фазных каналов, реализуемых в микропроцессорных устройствах релейной защиты.

Таким образом, существующие традиционные методики расчета уставок не отражают особенностей реализации защит того или иного производителя, не учитывают ограничения по чувствительности и наличие дополнительных функций, способных существенно повысить качество защиты. Это приводит как к недоиспользованию возможностей новых защит, так и в отдельных случаях к неверному параметрированию.

Необходимо учитывать и то обстоятельство, что современные защиты отличаются от своих предшественников новыми зазорами и уставочными характеристиками: эквивалентные явные или неявные уставочные характеристики представляют собой многомерные области, которые в общем случае не ограничиваются условием односвязности. Разработка методик расчета уставок для таких в общем случае многомерных защит осложняется тем, что уставочное пространство оказывается невообразимым, поэтому из поля зрения разработчика могут ускользнуть какие-то режимы их излишнего срабатывания или отказа.

Кроме того, в дополнение к статическим характеристикам, защиты обладают различными динамическими свойствами, которые выражаются в модернизированной фильтрации, скорости принятия решений и других свойствах, позволяющих значительно повысить быстродействие. Это означает, что стандартные методики расчета уставок должны быть уточнены в плане используемых коэффициентов отстройки и согласования.

Задачу формирования общего подхода к разработке методик расчета уставок современных многомерных защит, который в полной мере позволит учесть влияние всех возможных альтернативных режимов, не требуя при этом обязательного визуального представления уставочного пространства, способна помочь решить теория информационного анализа. В рамках этой теории задачам, связанным с расчетом уставок, уделено особое внимание, что привело к выделению особой теории — теории уставок [8]. С точки зрения информационной теории расчет уставок можно представить как отстройку от альтернативных режимов и проверку чувствительности защиты в отслеживаемых режимах. При этом результатом проверки чувствительности становится объективная характеристика распознающей способности защиты с выбранной уставочной областью.

Для получения уставочной области необходимо найти объективную характеристику распознающей способности алгоритма. Переход от полученной объективной характеристики к уставочному пространству позволит получить границу уставочной области.

Наиболее специфическим этапом разработки методики расчета становится анализ полученных результатов для дальнейшего формулирования основных положений и условий, позволяющих получить параметры (уставки), с помощью которых граница уставочной области задается в устройстве

защиты. Необходимо учитывать также возможности и имеющийся инструментарий предполагаемого специалиста, который будет выполнять расчет уставок.

Таким образом, могут быть выделены следующие этапы методики расчета уставок.

1. Задание объектного пространства, т.е. векторов $x_{\alpha, \text{norm}}$ и x_{β} , описывающих имитационную модель объекта с учетом возможных режимов его работы и параметров прилегающей сети.

2. Выбор режимов, от которых необходимо отстроиться и в которых защита срабатывать не должна (альтернативных β -режимов), и тех режимов, в которых срабатывание защиты желательно (отслеживаемых α -режимов).

3. Получение границы области распознаваемости отслеживаемых режимов в объектном пространстве при имеющейся информационной базе и заданном уставочном пространстве функции защиты, т.е. при известных подаваемых на устройство величинах токов и напряжений. Результатом данного этапа является объектная характеристика, полученная по выражению (1). В качестве примера на рис.2а показана характеристика 1.

Граница отвечает условиям [9], записываемым для производных координат точки уставочного пространства по составляющим объектного вектора (теорема о коллинеарности производных граничного замера):

$$\frac{\frac{\partial z_2(\mathbf{x})}{\partial x_j}}{\frac{\partial z_1(\mathbf{x})}{\partial x_j}} = \frac{\frac{\partial z_2(\mathbf{x})}{\partial x_k}}{\frac{\partial z_1(\mathbf{x})}{\partial x_k}}, \quad j = \overline{1, m}, k = \overline{1, m}, k \neq j.$$

4. Переход от объектного пространства к уставочному. Граница полученной области в уставочном пространстве представлена на рис.2б двумя кривыми: кривая 1' соответствует альтернативным режимам, а кривая 1'' – распознаваемым отслеживаемым. В идеальном случае эти кривые должны совпадать, но может иметься и расхождение, ограниченное требованиями, возможностями и алгоритмами расчетов.

5. Анализ полученной границы и определение основных точек ее изломов и изгибов (точки Т1-Т10 на рис.2б), которые и лягут впоследствии в основу методики расчетов. Методика расчета уставок, разрабатываемая производителем устройства защиты, должна содержать перечень этих ключевых точек и методику перехода от этих точек с учетом коэффициентов отстройки, надежности и согласования к конкретным уставкам, задаваемым в устройстве защиты (граница уставочной области 2 на рис.2б).

Этот процесс заключается в одной из двух процедур оптимизации

$$\begin{aligned} \mathbf{M} &= \operatorname{argmax}_{\mathbf{M}} V_S(\mathbf{M}), \\ \mathbf{M} &= \operatorname{argmax}_{\mathbf{M}} V_G(\mathbf{M}), \end{aligned}$$

где \mathbf{M} – вектор искомых параметров устройства (например, $Z_{\text{уст}}, R_{\text{уст}}$), $V_S(\mathbf{M})$ – величина (объем) результирующей уставочной области, построенной по вектору \mathbf{M} , $V_G(\mathbf{M})$ – величина (объем) результирующей объектной области распознавания защиты с уставочной характеристикой, построенной по вектору \mathbf{M} .

Некоторую сложность при этом представляют случаи, когда от альтернативных режимов можно отстроиться изменением одной из нескольких уставок. Так, например, на рис. 2б от режима, отбражаемого в уставочном пространстве точкой Т3 можно отстроиться либо варьированием верхней границы характеристики 2, либо заданием соответствующих координат для правой боковой границы уставочной области 2. В этом случае производитель может дать правило предпочтения в методике или варианты для расчетчика.

Проверка чувствительности в рамках теории информационного анализа заключается в переходе от выбранной и заданной в устройстве уставочной области к объектному пространству. Результирующая объектная характеристика распознающей способности алгоритма при выбранных уставках (характеристика 2 на рис. 2а) позволяет также оценить зону действия защиты при выбранных уставках и ее чувствительность к повреждениям через переходные сопротивления.

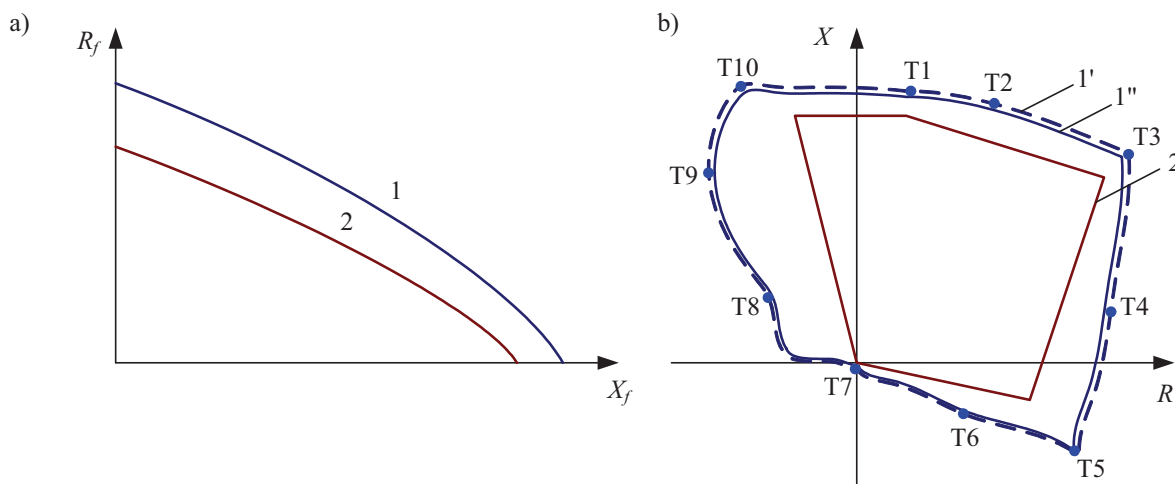


Рис. 2: Пример представления области распознаваемости в объектном (а) и уставочном (б) пространствах

Приведенный алгоритм разработки методики расчета уставок предполагает известность алгоритма работы защиты. В более общем случае, когда эти алгоритмы скрыты и разработчику предоставлен «черный ящик», могут быть применены оптимизационные алгоритмы по параметрам уставочной характеристики.

Таким образом, информационная теория дает общий подход к решению задачи разработки методик расчета уставок. Несомненным преимуществом такого способа является возможность его применения для сложных многомерных защит, когда визуальной оценки характеристик и аналитических способностей разработчика может оказаться недостаточно. Возможность сосредоточиться на выборе альтернативных и отслеживаемых режимов, не заботясь об их представлении в уставочном пространстве, позволяет не упустить из виду те режимы, которые могут стать определяющими при формировании уставочной области. Кроме того, подход с точки зрения информационной теории позволяет вести разработку методик при неизвестных алгоритмах работы защиты, т.е. для «черного ящика», когда традиционные подходы оказываются бессильными. К недостаткам предлагаемых методов решения можно отнести сложный математический аппарат, которым невозможно будет воспользоваться практически без специальных вычислительных средств.

4. МЕТОДИКА ИСПЫТАНИЙ

4.1. Основные требования к испытаниям

Среди испытаний защит можно выделить функциональные, при которых проверяются селективность, чувствительность и быстрдействие защит. Их основная цель заключается в проверке правильности выбора уставок защиты и ее соответствие возложенной функции. В микропроцессорных устройствах отпадает необходимость контроля стабильности уставочных характеристик. Он осуществляется на этапе контроля точности измерения. Более важным оказывается контроль на соответствие уставок защищаемому объекту (и его меняющимся с течением времени режимам).

Традиционный способ испытания – подача токов и напряжений заданной формы (информационных составляющих) на тестируемое устройство и проверка попадания или непадания замера в область срабатывания по его выходному контакту. При этом часто предполагается определенный способ формирования замера на уставочной оси или в уставочном пространстве. Этот способ был уместен, пока был известен конкретный принцип срабатывания реле. Так, например, тестирование дистанционных измерительных органов заключается в подаче токов и напряжений, которые дают определенную точку на плоскости комплексного сопротивления. Эта методика проста в реализации и надежна в эксплуатации. Однако современные защиты, в том числе и дистанционные, выполняются на новых принципах, например, многомерных. Их обучение производится на модельных данных об объекте [9], а проекция результирующей уставочной характеристики может отличаться от классической. Кроме того, традиционные испытания многомерной защиты, обученной на режимах реального объекта (когда важно не только отношение напряжений и токов, но и их величина), могут показать ее неадекватное срабатывание.

Поэтому современные защиты должны испытываться с учетом следующих факторов:

- область срабатывания новых защит на мыслимых плоскостях имеет неопределенную форму и может показывать на неселективное действие защиты, которое таковым не является;
- в случаях, когда традиционное испытание не имеет физического смысла, может наблюдаться отказ в работе защиты.

Таким образом, при испытаниях современных защит необходимо вернуться к эмуляции режимов на имитационных моделях электроэнергетических систем. Причем модель должна учитывать алгоритм работы защиты. Например, если дистанционная защита оперирует комплексными величинами токов и напряжений, то и модель может генерировать синусоидальные токи и напряжения. Если же исследуется быстродействующая защита по мгновенным значениям сигналов, то необходим еще и расчет нескольких составляющих переходного процесса. В современных защитах широко используются составляющие чисто аварийного режима (адаптация к предшествующему режиму), что также определяет требования к испытаниям: нужно подавать последовательность режимов энергообъекта с учетом времени настройки защиты на каждый режим. Требования к режимам и к подаваемым воздействиям во время испытаний в зависимости от имеющейся информационной базы сформулированы в табл. 1.

Информационная база защиты	Требования к режимам	Требования к подаче воздействий
Действующие значения токов и напряжений	Расчет действующего значения сигналов на модели или на основе уставок	Стационарные режимы
Комплексные значения токов и напряжений	Моделирование основной гармонической составляющей сигналов процесса	Сравнительно низкая частота дискретизации синусоидальных сигналов
Мгновенные значения токов и напряжений	Моделирование объекта с учетом нескольких гармонических и аperiodических составляющих сигналов процесса	Высокая частота дискретизации процесса

Табл. 1: Требования к испытаниям устройств защиты

Современные испытательные системы [10-13] имеют все необходимые средства для проведения испытаний по обозначенным условиям. Моделирование режимов может производиться заранее или в реальном времени, а их выдача осуществляется с высокой (для большинства эксплуатируемых защит) точностью – с шагом 50-100 мкс.

С вопросом о представлении уставочного пространства тесно связан и вопрос об оценке чувствительности выбранной защиты. Традиционное представление о коэффициенте чувствительности как об отношении величин при повреждении и величины уставки для многомерных защит устарело. Представляется трудным выбрать один параметр, по которому можно было бы оценить качества

защиты. Так, например, для дистанционных защит с разной формой характеристик этот метод уже не давал адекватную оценку. В информационной теории найдено наиболее общее представление о чувствительности и селективности защиты — через метод объектных характеристик. Он значительно обобщает метод коэффициентов чувствительности и позволяет оценивать защитные свойства устройств при повреждениях в различных режимах. Он также покажет возможное срабатывание при замыканиях вне зоны защиты.

4.2. Виды испытаний и алгоритм испытаний

В общем случае алгоритм защиты состоит из отдельных логически связанных между собой функций. Функции, в свою очередь, включают в себя отдельные измерительные органы и логические операции. Поэтому испытания могут проводиться на следующих уровнях:

1. Тестирование отдельных измерительных органов. Для этого уровня применимы традиционные методы тестирования. Примерами таких функций могут являться пусковые органы защит, выполняемые в виде реле тока или напряжения.

2. Тестирование отдельных функций защит. Традиционные методы испытаний как правило применить не удастся, так как логические связи между измерительными блоками мешают снятию характеристик. Так, тестирование функции избирателя поврежденных фаз, как правило, производится подачей режимов, так как выявление порогов срабатывания затруднено.

3. Тестирование устройства защиты в целом. Тестирование возможно только подачей воздействия от модели энергообъекта.

Метод информационного анализа предлагает обобщение: отправной точкой испытаний является точка в объектном пространстве, которая переводится в информационные составляющие при помощи имитационной модели объекта и подается на устройство защиты.

Здесь возможны следующие варианты.

1. Испытание защиты, представленной в виде «черного ящика». Это наиболее общее испытание. Предлагается проводить при тестировании устройства защиты в целом.

Исходные данные:

- информационная база, т.е. подаваемые на устройство величины токов и напряжений;
- отслеживаемые и альтернативные режимы.

В этом случае сначала находят объектную характеристику распознаваемости повреждений — граница распознаваемых и нераспознаваемых отслеживаемых режимов. Испытание защиты производится при помощи модели для режимов, образующих данную объектную характеристику. Результатом испытаний будет оценка полноты использования информационных составляющих в защите.

2. Испытание алгоритма защиты. Применимо для тестирования функций.

К исходным данным добавляется известный алгоритм защиты.

Испытание проводится для режимов, образующих объектную характеристику распознающей способности алгоритма защиты.

3. Испытание защиты при выбранных уставках. Применимо для тестирования функций.

К исходным данным добавляются заданные в устройстве параметры срабатывания.

В основе испытаний лежат режимы, соответствующие объектной характеристике распознающей способности алгоритма при выбранных уставках. В этом случае возможно испытание именно уставочной характеристики защиты традиционными методами.

Примеры характеристик для дистанционной защиты показаны на рис. 3.

Испытания проводятся при следующих предположениях:

— алгоритм работы защиты неизвестен, но известна информационная база алгоритма и принцип его работы;

- в устройстве заданы все необходимые параметры для защиты данного энергообъекта;
- имеется имитационная модель энергообъекта, с помощью которой можно определить информационные составляющие для каждого заданного режима х;
- имеется возможность подавать на защиту информационные составляющие заданной формы;

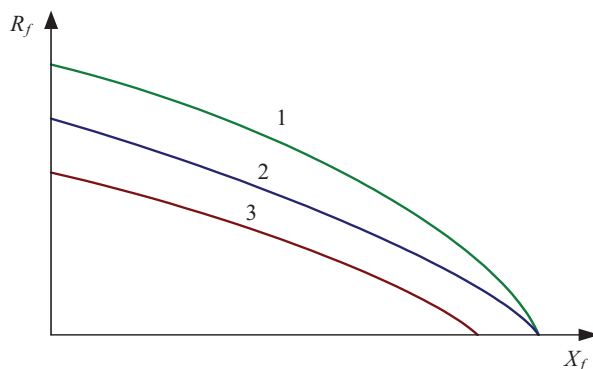


Рис. 3: Примеры объектных характеристик:

- 1 – объектная характеристика распознаваемости;
- 2 – объектная характеристика распознающей способности алгоритма защиты;
- 3 – объектная характеристика распознающей способности алгоритма при выбранных уставках

– имеется возможность контролировать срабатывание защиты $D(x)$ при помощи контакта выходного реле или аналогичным способом.

Алгоритм проведения испытаний:

1. Выявление первой граничной точки срабатывания защиты. Сначала находят любой режим $x_c = [x'_c, R_f]$, при котором наблюдается срабатывание защиты. Затем выходят на границу уставочной области, для чего достаточно изменять любую координату объектного вектора $x_{extr} = [x'_c, R_f + \Delta R_f]$ (например, величину переходного сопротивления) до тех пор, пока не будет получен отказ в срабатывании:

$$D(x_{extr}) = 0.$$

2. Нахождение всей границы срабатывания. Как видно из исследований [9], наиболее распространенными являются однопараметрические границы, на которых изменяется лишь один объектный параметр. Поэтому производится движение от найденной точки по всем координатам вектора x с целью определения граничной. Условие граничной координаты x_1 :

$$D([x_1, x']) = 0, x_1 \in [x_{1a}, x_{1b}];$$

$$D([x_1, x' + \Delta x']) \neq D([x_1, x' - \Delta x']).$$

Имеет смысл проверять также двухпараметрические и трехпараметрические границы. Таким образом с некоторым шагом определяется граница области срабатывания в объектном пространстве. С целью сокращения объема испытаний на чувствительность защиты набор варьируемых координат объектного вектора может быть уменьшен.

3. Проверка срабатывания защиты в рамках обнаруженной границы. Проводится заданное число циклов тестирования в режимах, ограниченных объектной характеристикой.

Итак, задачами испытаний становятся получение объектной характеристики и оценка надежности. Тестирование производится в предположении односвязности уставочной характеристики. Тогда можно использовать методики по граничным условиям [9]. Если производитель гарантирует односвязность уставочной характеристики, то данный метод позволяет достаточно точно очерчивать распознаваемую область отслеживаемых режимов. Если альтернативные режимы могут быть записаны в тех же координатах (например, для дистанционной защиты эта координата – расстояние до места повреждения), то будет определена селективность в окрестности отслеживаемых режимов.

Поскольку алгоритм испытаний предполагает подачу воздействий в основном на границе уставочной характеристики, то число испытаний значительно сокращается по сравнению с полным перебором всех возможных режимов энергообъекта.

Таким образом, новый способ тестирования сложнее традиционного, что не может не отражаться на затратах. Дорогостоящие современные средства (РЕТОМ и его аналоги), имеющие встроенную имитационную модель объекта достаточной точности, окупают себя, так как исключают ложное срабатывание протестированной защиты.

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Для того, чтобы воспользоваться преимуществами современных защит, необходимо применять новые подходы при задании уставок. Основы информационного подхода, представленного в настоящем докладе, проиллюстрированы на примере дистанционной защиты.

2. Традиционные методики испытания не подходят для новых защит, так как не выявляют всех возможных случаев неселективного срабатывания, а также не дают возможность оценить реальные защитные качества защит. Предложена методика испытаний на основе объектных характеристик и имитационных моделей энергосистем, которая позволяет сократить объем испытаний многомерных защит при сохранении надежности испытаний.

3. Информационный подход при расчете уставок, а также испытаниях требует тщательного моделирования энергообъектов, что является залогом высокой надежности функционирования и чувствительности защит.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Liamets Y., Podchivaline A., Chevelev A., Nudelman G., Zakonjsek J. Informational tasks of relay protection // CIGRE SC B5 Colloquium, Sydney, Australia, 2003. Paper 213.
- [2] Лямец Ю.Я., Иванов С.В., Подшивалин А.Н., Нудельман Г.С., Zakonjsek J. Информационный анализ энергообъектов и способов их защиты // Релейная защита и автоматика энергосистем 2002: Сб. докладов XV научно-технической конференции. М., 2002. С. 93-97.
- [3] Liamets Y., Ivanov S., Podchivaline A., Nudelman G., Zakonjsek J. Informational analysis – new relay protection tool // Proc. 13th Int. Conf. Power System Protection, Bled, Slovenia, 2002. P. 197-210.
- [4] Liamets Y., Podchivaline A., Ivanov S., Nudelman G. Interval transform of information and its applications in relay protection // Proc. Int. Conf. IEEE St-Petersburg PowerTech, Saint-Petersburg, Russia, 2005. Report 31.
- [5] Лямец Ю.Я., Нудельман Г.С., Подшивалин А.Н., Zakonjsek J. Задачи и методы распознавания замыканий в электрических системах // Известия вузов. Электромеханика. 2002, № 6. С. 65.
- [6] Liamets Y., Ivanov S., Nudelman G. The phenomena of uncertainty and ambiguity in identification of faults in electrical systems // CIGRE, Session B5 papers, Colloquium and meeting, Calgary, Canada, 2005, Report 312. P. 1-7.
- [7] Руководящие указания по релейной защите. Вып. 7. Дистанционная защита линий 35-750 кВ // Под ред. Т.Н. Дорондова и А.А. Рудман. М.: Издательство «Энергия», 1966, 172 с.
- [8] Лямец Ю.Я., Ефимов Е.Б., Нудельман Г.С. Теория уставок // Сб. докладов научно-практ. конф. «Актуальные проблемы релейной защиты, противоаварийной автоматики, устойчивости и моделирования энергосистем в условиях реструктуризации электроэнергетики», посвящается 70-летию Отд. релейной защиты, автоматики, устойчивости и моделирования (ОРЗАУМ) института «Энергосетьпроект», М., 19-20 сент. 2001, изд-во НЦ «ЭНАС». С. 106-111.
- [9] Liamets Y., Kerzhaev D., Ivanov S., Podchivaline A., Zakonjsek J., Nudelman G. Electrical power system conditions hierarchy in methodology of relay protection education // CIGRE SC B5 Colloquium, Madrid, Spain, 2007.
- [10] Modelling an Impedance Relay using a Real Time Digital Simulator // Proc. 8th Annual Conference on Developments in Power System Protection DPSP 2004, Amsterdam Netherlands. P. 665-668.
- [11] Implementation of Dynamic Distance Relay Scheme Evaluation Testing Guidelines using Analogue and Real Time Digital Simulators // Presented at DPSP 2001, Netherlands, April 2001.

Москва, 7–10 сентября 2009 г.

- [12] Apostolov A., Vandiver B., Tholomier D. Testing of distance protection relays // Conference CIGRE Relay Protection and Substation Automation of Modern Power Systems, Cheboksary, Russia, 2007, Report S2-4.
- [13] Шалимов А.С., Шукин С.В. Повышение надежности и эффективности функционирования релейной защиты при помощи современной испытательной системы РЕТОМ-51// Conference CIGRE Relay Protection and Substation Automation of Modern Power Systems, Cheboksary, Russia, 2007, Report S2-3.

Проблемы применения продольной дифференциальной токовой защиты линии для защиты кабельной линии и трансформатора и пути их решения

ДЖОРЖ КАРДЕНАС, МАХЕШ КУМАР
GE Digital Energy, Испания
ИИСУС РОМЕРО
RasGas, Катар

Jorge.Cardenas@ge.com

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Комбинированная защита линии и трансформатора, моделирование энергосистемы, цифровые устройства дифференциальной токовой защиты

ВВЕДЕНИЕ

В настоящем докладе рассматриваются различные особенности реализации единой системы защиты трансформатора и подключенной к нему кабельной линии, а также требования, предъявляемые к такой системе защиты. Авторы предлагают решение на основе использования продольной дифференциальной токовой защиты линии совместно с рядом других функциональных возможностей доступных в современных цифровых устройствах, таких как функции дистанционной, токовой защиты, а также внутренней логики управления. Представленные исследования были выполнены в рамках соглашения между компаниями GE Digital Energy и RasGas, расположенной в Катаре. После выполнения некоторых предварительных анализов системы было предложено несколько вариантов усовершенствования системы защиты. После этого были проведены детальные исследования, основанные на моделировании нескольких режимов при помощи установки RTDS с целью повышения технического совершенства системы. Представленные результаты испытаний были признаны удовлетворительными и, по желанию заказчика, предлагаемые решения были реализованы на объекте компании RasGas в Катаре.

Обычно конечный пользователь хочет использовать либо дифференциальную защиту трансформатора, либо продольную дифференциальную токовую защиту линии для выполнения единой защиты двух элементов – например, короткой питающей кабельной линии (протяженностью около 10 км), подключенной к силовому трансформатору. Требования, предъявляемые к системам защиты линии и защиты трансформатора различны, таким образом, к системе защиты, используемой одновременно для двух этих элементов, предъявляются особые требования, которые не должны оказывать влияния на быстродействие, надежность и селективность. Существующее устройство продольной дифференциальной токовой защиты, установленное на электрической станции, и используемое для единой защиты силового трансформатора и кабельной линии имело некоторые недостатки, связанные с необходимостью правильной идентификация броска намагничивающего тока (БНТ) силового трансформатора.

ОПИСАНИЕ СИСТЕМЫ

Компания RasGas, являющаяся одним из крупных поставщиков природного газа, использует сети с напряжениями 132 кВ, 33 кВ, 6.9 кВ и 415 В. Компания покрывает большую часть нагрузки за счет

Реализованная логика представлена на рис. 2.

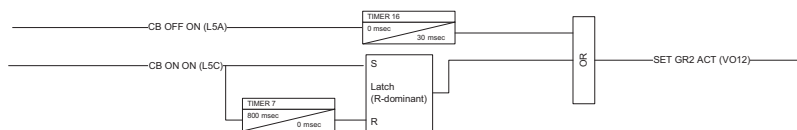


Рис. 2: Логика изменения значения уставки срабатывания дифференциальной защиты

Поскольку в логике производится учет только положения силового выключателя, то она оказывается эффективной только при включении трансформатора под напряжение. Меры, направленные на предотвращение ложного срабатывания защиты при проявлении БНТ после отключения внешнего КЗ, отсутствуют. С другой стороны, чувствительность к внутренним КЗ, накладываемым на БНТ, оказывается сниженной, поскольку используется большая уставка срабатывания дифференциальной защиты.

Система находится в работе уже несколько лет и за это время были случаи отключения от защиты при включении линии под напряжение из-за изменяющейся амплитуды БНТ, вероятно, по причине изменения мощности КЗ в системе. Практика показала, что значения уставки срабатывания равного 2.0 о.е., используемого в устройствах дифференциальной токовой защиты (6.9 кВ), недостаточно для исключения ложного срабатывания. Причиной тому явилась коррекция коэффициента трансформации ТТ, необходимая для выравнивания токов в плечах защиты, которая приводила к увеличению дифференциального тока до значений, превышающих значение уставки. Для повышения технического совершенства схемы защиты, для выполнения предъявляемых к защите требований как в режимах без КЗ, так и в режимах внутренних КЗ, необходимо было принятие ряда решений.

ПРЕДЛАГАЕМЫЕ РЕШЕНИЯ

Предлагаемые решения основаны на оптимизации использования функциональных возможностей, предлагаемых устройством защиты, и их сочетание с определенной логикой в различных режимах:

Из табл. 1 видны изначально используемые функции (отмечены зеленым цветом), неиспользуемые функции (цветом не отмечены) и функции, которые были введены в работу в предлагаемой схеме (отмечены желтым цветом).

Основываясь на доступных функциях и возможности устройства выполнять изменение группы уставок достаточно быстро (за 2.5 мс), было сделано несколько предложений по усовершенствованию системы защиты. Все предлагаемые решения были протестированы путем моделирования режимов и реализованы на практике.

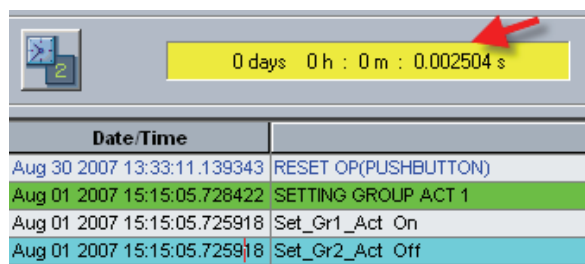


Рис. 3: Изменение группы уставок за 2.5 мс

Functions usage				
Function Description	L90-1	L90-2	L90-3	New usage
Flexelements (8 in total)	Not used	Not used	Not used	Differential current and Phase Overvoltage
Group 1				
Current Differential	X	X	X	
Stub Bus	Not used	Not used	Not used	
Line Pickup (Switch-onto-fault)	Not used	Not used	Not used	
Distance	X	Not used	Not used	Backup protection set to 75% of Cable + Transformer of 25 MVA
Power Swing	Not used	Not used	Not used	
Load Enchroach	Not used	Not used	Not used	
Phase TOC	Not used	X	X	
Phase IOC	Not used	Not used	Not used	
Phase Directional	Not used	Not used	Not used	
Neutral TOC	Not used	X	X	
Neutral IOC	Not used	X	X	
Neutral Directional	X	Not used	Not used	
Ground TOC	X	X	X	
Ground IOC	Not used	Not used	Not used	
Neg Seq TOC	Not used	Not used	Not used	
Neg Seq IOC	Not used	Not used	Not used	
Neg Seq Directional	Not used	Not used	Not used	
Breaker Failure	Not used	Not used	Not used	
Phase UV	Not used	X	X	
Phase OV	Not used	Not used	Not used	
Neutral OV	Not used	Not used	Not used	
Auxiliary UV	Not used	Not used	Not used	
Auxiliary OV	Not used	Not used	Not used	
Group 2	Not used	Not used	Not used	
Current Differential	X	X	X	
Line Pickup (Switch-onto-fault)	X	Not used	Not used	Overcurrent > 7 p.u. or distance
Distance	X	Not used	Not used	Zone 2 PKP set to 110% (cable+transformer of 12.5 MVA)
Rest of functions (As Group1)	Not used	Not used	Not used	
Group 3	X	Not used	Not used	Backup protection set to 75% of Cable + Transformer of 25 MVA
Group 4	Not used	Not used	Not used	
Group 5	Not used	Not used	Not used	
Group 6	Not used	Not used	Not used	
	X	Function used		
	X	Function not used, but with possible use to improve the scheme		
	Not used	Function not used		

Табл. 1: Полный перечень функций устройства и перечень введенных в работу функций

ПРИМЕНЕНИЕ ПРОГРАММ АНАЛИЗА ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

Программные пакеты, предназначенные для анализа переходных процессов в энергосистеме, оказывают большую помощь при настройке устройств защиты в различных ситуациях. Рассматривалось многообразие режимов работы системы и возможных мест возникновения повреждений для точной настройки устройств защиты.

На рис. 4 представлена установка Real Time Digital Simulator (RTDS), использовавшаяся для моделирования энергосистемы и возникающих в ней процессов.



Рис. 4. Установка RTDS (Multilin, Бильбао, Испания)

МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ИЗМЕНЕНИЯ, ВНЕСЕННЫЕ ПРИМЕНИТЕЛЬНО К СИСТЕМЕ ЗАЩИТЫ

Для целей моделирования было подготовлено две модели. Данные модели были проверены на достаточно близкое соответствие реальным условиям работы системы путем сравнения моделируемых величин с реальными величинами, регистрируемыми на объекте.

Испытания были успешным образом проведены для проверки правильности работы при следующих изменениях в системе защиты.

1. Функции автоматического ускорения токовой защиты при включении на повреждение и дистанционной защиты реализуются в составе второй группы уставок для обеспечения резервирования продольной дифференциальной токовой защиты при включении трансформатора под напряжение или при выводе ее из работы при нарушении канала связи. За счет этого удалось обеспечить эффективную защиту от всех трехфазных и междуфазных КЗ на 120% длины линии. Токовые защиты нулевой последовательности обеспечивают защиту от замыканий на землю в сети напряжения 33 кВ и 6.6 кВ. Значение уставки срабатывания дифференциальной защиты корректируется для предотвращения ложных срабатываний при БНТ.

2. Третья группа уставок вводится для обеспечения правильной работы защиты при БНТ, возникающем при восстановлении напряжения после отключения внешнего КЗ. При этом для защиты от внутренних трехфазных и междуфазных КЗ используется дистанционная защита. Токовые защиты нулевой последовательности обеспечивают защиту от замыканий на землю в сети напряжения 33 кВ и 6.6 кВ (как и в случае исходной, первой группы уставок).

3. В составе первой группы уставок также вводится в работу дистанционная защита для обеспечения защиты от всех повреждений вплоть до обмоток ВН трансформатора. Этим также обеспечивается резервирование продольной дифференциальной токовой защиты при выводе ее из действия при нарушении канала связи.

4. При исходных или предлагаемых значениях уставки дифференциальной токовой защиты применительно к первой группе уставок было выявлено, что при нагрузочных режимах в сети 33 кВ с током 200 А дифференциальная защита не реагировала на возникновение замыканий на землю. Это было обусловлено увеличением торможения с увеличением нагрузочных токов. Проблему удалось решить вводом в работу ступени дистанционной защиты от замыканий на землю и токовой направленной защиты нулевой последовательности в сети 33 кВ.

Также было отмечено, что только команда отключения от дифференциальной токовой защиты реализует телеотключение выключателя. Новая логика телеотключения, на основе команд отключения от других защит (дистанционной, ускорения отключения при включении на КЗ и токовой защиты нулевой последовательности) была протестирована и рекомендована к реализации.

Контроль правильности срабатывания дифференциальной защиты (87L Trip) был введен для каждой из трех групп уставок.

ВЕРИФИКАЦИЯ МОДЕЛИ № 1 (РИСУНОК 5)

Для того чтобы удостовериться в правильной работе системы защиты, была выполнена верификация используемых моделей. В табл. 2 приведены предполагаемые значения БНТ исходя из конструкции и номинальных данных трансформаторов. Согласно приведенным данным, амплитуда БНТ должна лежать в диапазоне от 2.5 до 3.2 о.е.

ИСПЫТАНИЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МОДЕЛИ № 2

Модель 2 представляет собой упрощенную модель 1. В этой модели было исключено наличие емкости для того, чтобы можно было получить максимальную амплитуду БНТ при включении трансформатора под напряжение или при восстановлении напряжения после отключения внешнего КЗ.

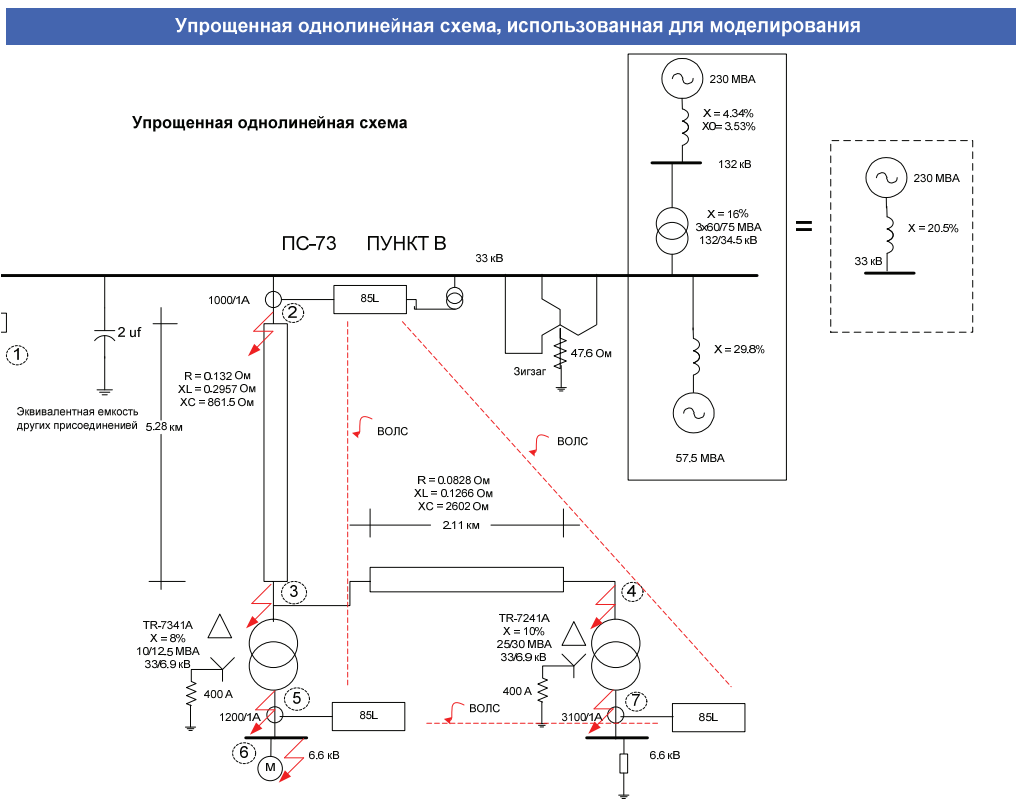


Рис. 5: Модель, использованная при моделировании и выбранные точки КЗ

Ном. мощность тр-ра	Амплитуда БНТ в о.е. (по отношению к макс. току нагрузки)			
	Холоднокатаная сталь		Горячекатаная сталь	
	ВН	НН	ВН	НН
0,5	11	16	6	9,4
1	8,4	14	4,8	7
5	6	10	3,9	5,7
10	5	10	3,2	3,2
50	4,5	9	2,5	2,5

Табл. 2: Амплитуда БНТ в зависимости от номинальной мощности трансформатора

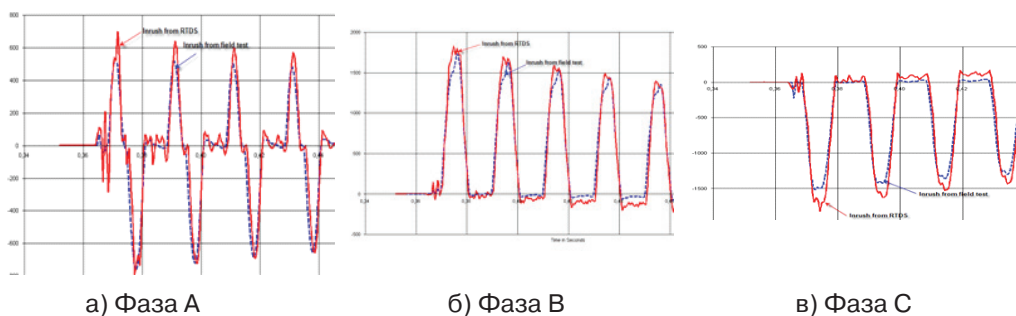


Рис. 6: Верификация модели 1 по кривым БНТ

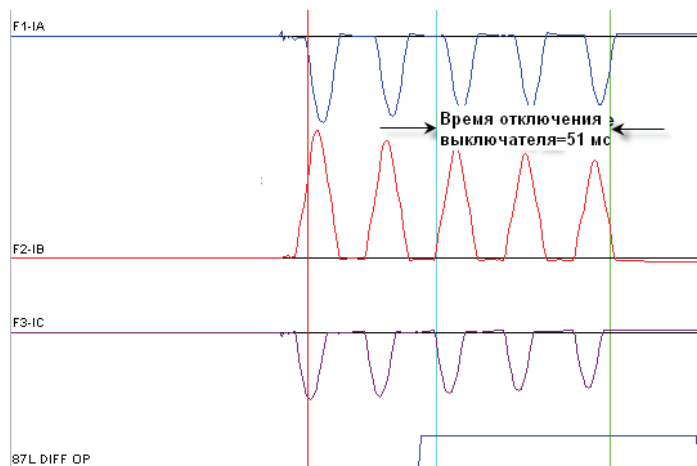


Рис. 7: Оценка времени отключения выключателя (исходя из операции отключения за 30 августа 2007 года)

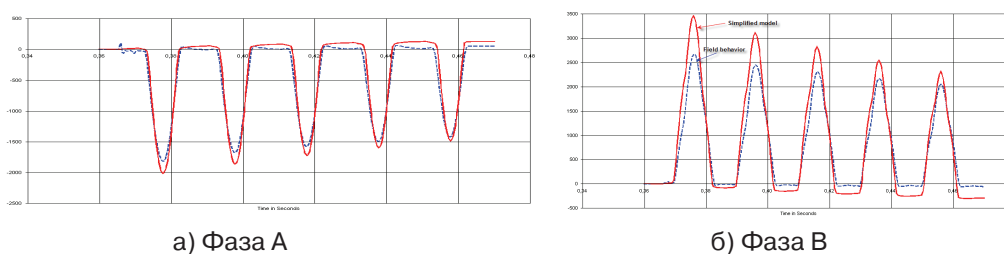


Рис. 8: Сопоставление характеристик БНТ, полученных на упрощенной модели и на практике (синим цветом)

ПОВЕДЕНИЕ УСТРОЙСТВА ЗАЩИТЫ С ИСХОДНОЙ КОНФИГУРАЦИЕЙ И УСТАВКАМИ

Для выполнения проверки поведения защиты с исходными уставками (значением базовой уставки срабатывания равным 2.0 о.е. и наклоном участка характеристики 40%) была произведена оценка минимальной амплитуды БНТ, приводящей к срабатыванию.

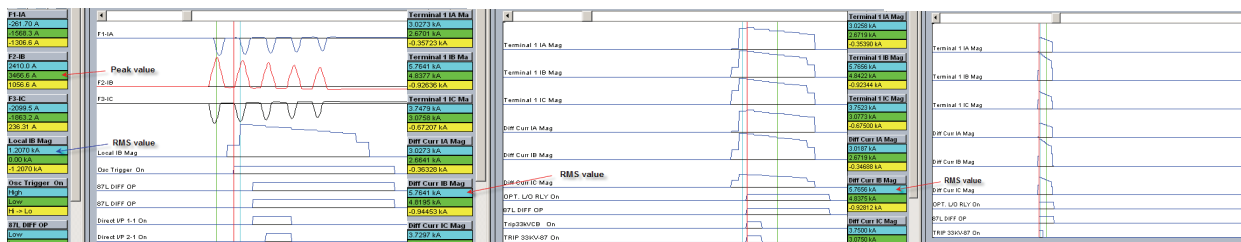
Ампл. (о.е), 33 кВ	Действ.знач. (о.е), 33 кВ	Действ.знач. (о.е), 6.6 кВ	Уставка сраб.	Наклон	I_{rest}^2	I_{diff}^2	
2	0,707113562	2,814311979	2	0,4	9,68967505	7,92035191	Порог откл.
2,3	0,813180597	3,236458775	2	0,4	10,2345953	10,4746654	
3	1,060670344	4,221467968	2	0,4	11,8017689	17,8207918	
4	1,414227125	5,628623957	2	0,4	14,7587003	31,6814076	
5	1,767783906	7,035779946	2	0,4	18,5604692	49,5021995	
7	2,474897469	9,850091925	2	0,4	28,6985197	97,0243109	
8	2,82845425	11,25724791	2	0,4	35,0348012	126,725631	
10	3,535567812	14,07155989	2	0,4	50,2418769	198,008798	
12	4,242681375	16,88587187	2	0,4	68,8283027	285,132669	

Точка излома = 6

Табл. 3: Критические значения тока торможения I_{rest} и дифференциального тока I_{diff} (6.6 кВ) при выбранной второй группе уставок

Москва, 7–10 сентября 2009 г.

Как видно из таблицы 3, при фактическом (исходном) значении уставки БНТ с амплитудой более 2.3 о.е. происходит срабатывание защиты (как видно из рис. 11 – отключение за 30 августа 2007 года).



а) Реле L90 в сети 33 кВ б) Реле 7241В (сеть 6.6 кВ) в) Реле 7341В (сеть 6.6 кВ)

Рис. 9: Отключение при включении под напряжение при фактических уставках. Испытания при использовании установки RTDS

ПОВЕДЕНИЕ ЗАЩИТЫ ПРИ ВЫБРАННОЙ ВТОРОЙ ГРУППЕ УСТАВОК

Во второй группе уставок были внесены следующие изменения:

Устройства защиты в сети 33 кВ: Увеличение наклона 2 участка характеристики до 70% и точки излома до 2 о.е.

Устройства защиты в сети 6.6 кВ: Увеличение уставки срабатывания до 4.0 о.е., наклона участка 2 до 70% и точки излома характеристики до 2 о.е.

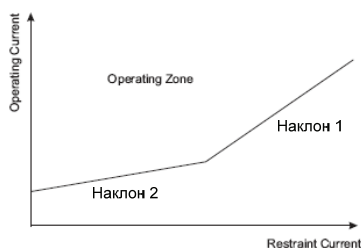


Рис. 10: Характеристика срабатывания дифференциальной защиты.

При данных уставках критическая амплитуда БНТ увеличилась до 7 о.е.

Ампл. (о.е), 33 кВ	Действ.знач. (о.е), 33 кВ	Действ.знач. (о.е), 6.6 кВ	Уставка сраб.	Наклон	I_{rest}^2	I_{diff}^2
2	0,707113562	2,814311979	4	0,7	37,1746299	7,92035191
3	1,060670344	4,221467968	4	0,7	43,6429173	17,8207918
4	1,414227125	5,628623957	4	0,7	52,6985197	31,6814076
5	1,767783906	7,035779946	4	0,7	64,341437	49,5021995
7	2,474897469	9,850091925	4	0,7	95,3892165	97,0243109
8	2,82845425	11,25724791	4	0,7	114,794079	126,725631
10	3,535567812	14,07155989	4	0,7	161,365748	198,008798
12	4,242681375	16,88587187	4	0,7	218,286677	285,132669

Порог откл.

Точка излома = 2

Табл. 4: Критические значения тока торможения I_{rest} и дифференциального тока I_{diff} (6.6 кВ) исходя из измененных значений второй группы уставок

Работа системы при новых уставках была протестирована при использовании модели 2 установки RTDS. Результаты тестирования – положительные.

ПОВЕДЕНИЕ УСТРОЙСТВА ЗАЩИТЫ ПРИ ВЫБРАННОЙ ТРЕТЬЕЙ ГРУППЕ УСТАВОК

Третья группа уставок была реализована для обеспечения правильного функционирования защиты при БНТ при восстановлении напряжения после отключения внешних КЗ. Амплитуда данного БНТ, как правило, меньше амплитуды БНТ при включении трансформатора под напряжение на холостой ход. Самая большая амплитуда характерна для случая при работе трансформатора на холостом ходу и испытания, в основном, производились при данном условии.

Уставка срабатывания была выбрана превышающей амплитуду БНТ согласно таблице 2 (3.2 о.е.). Уставки срабатывания устройств в сетях 33 кВ и 6.6 кВ были выбраны следующими:

SETTING	PARAMETER	PARAMETER
Function	Enabled	Enabled
Signal Source	SRC 1 (SRC 1)	SRC 2 (SRC 2)
Block	OFF	OFF
Pickup	1.65 pu	2.00 pu
CT Tap 1	0.25	1.54
CT Tap 2	0.65	0.39
Restraint 1	40 %	40 %
Restraint 2	70 %	70 %
Breakpoint	2.0 pu	2.0 pu
DTT	Enabled	Enabled
Key DTT	DTT_21_51_On (V016)	GROUND TOC2.OP
Target	Latched	Latched
Events	Enabled	Enabled

Ампл. (о.е), 33 кВ	Действ.знач. (о.е), 33 кВ	Действ.знач. (о.е), 6.6 кВ	Уставка сраб.	Наклон	Irest ²	Idiff ²
2	0,707113562	2,814311979	2	0,7	13,1746299	7,92035191
3	1,060670344	4,221467968	2	0,7	19,6429173	17,8207918
3,4	1,202093056	4,784330363	2	0,7	22,9546805	22,889817
4	1,414227125	5,628623957	2	0,7	28,6985197	31,6814076
5	1,767783906	7,035779946	2	0,7	40,341437	49,5021995
7	2,474897469	9,850091925	2	0,7	71,3892165	97,0243109
8	2,82845425	11,25724791	2	0,7	90,7940787	126,725631
10	3,535567812	14,07155989	2	0,7	137,365748	198,008798
12	4,242681375	16,88587187	2	0,7	194,286677	285,132669

Порог откл.

Точка излома = 2

Табл. 5: Критические значения тока торможения Irest и дифференциального тока Idiff (6.6 кВ) при выбранной третьей группе уставок

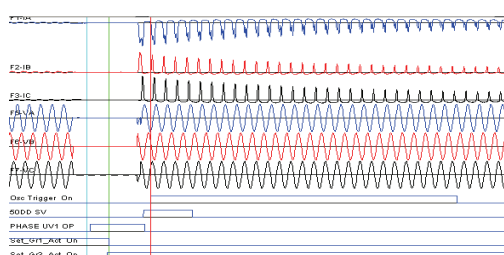


Рис. 11: БНТ при восстановлении напряжения. Модель 2 RTDS

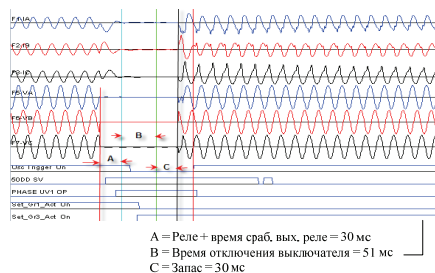


Рис. 12: Отключение внешнего КЗ без выдержки времени, 3-х фазное КЗ в т. 4

ОПЫТЫ КЗ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ МОДЕЛИ 1 (НЕУПРОЩЕННАЯ МОДЕЛЬ)

Опыты включения на КЗ

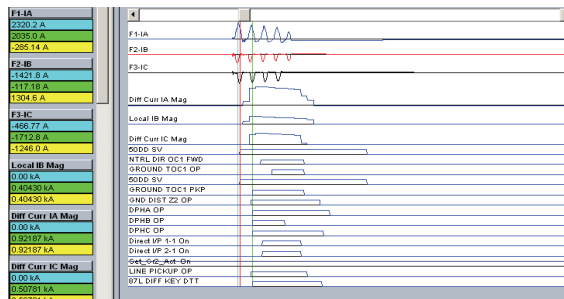


Рис. 13: Включение на КЗ (фаза А, т. 2)

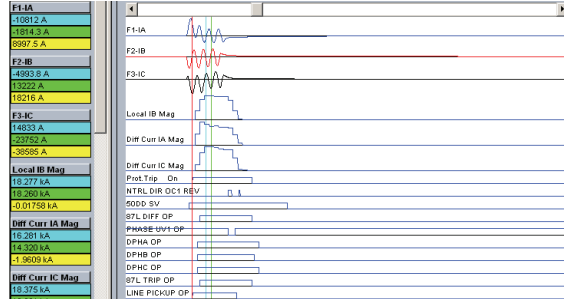


Рис. 14: Включение на 3-х фазное КЗ в т. 2 (см. рис. 5)

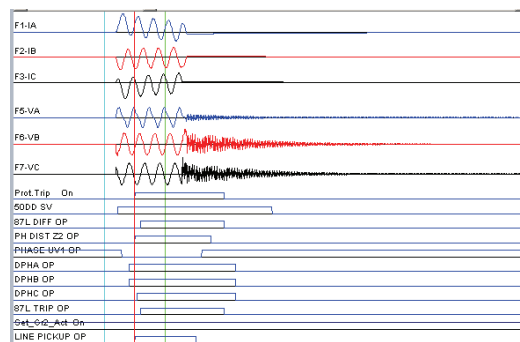


Рис. 15: Включение на 3-х фазное КЗ в т. 7 (см. рис. 6)

ОПЫТЫ КЗ НА КАБЕЛЬНОЙ ЛИНИИ И В ТРАНСФОРМАТОРЕ

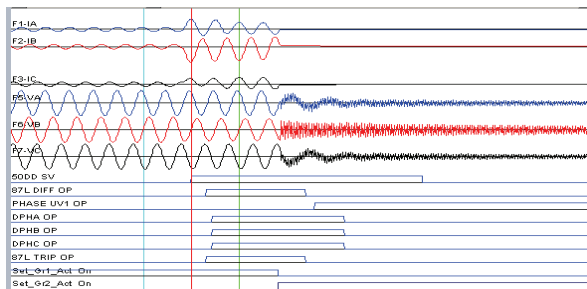


Рис. 16: Междофазное КЗ в точке 5

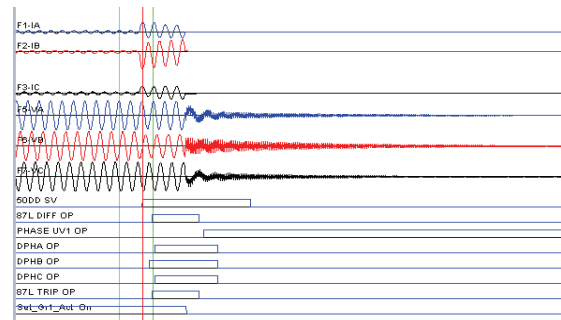


Рис. 17: Междофазное КЗ в точке 7

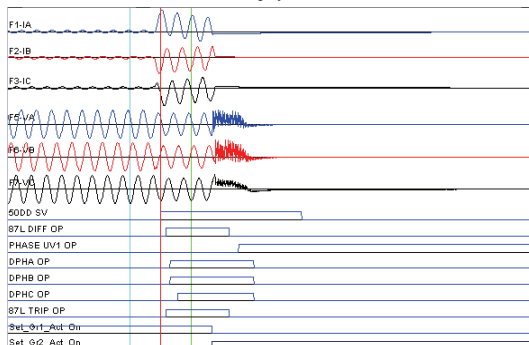


Рис. 18: Трехфазное КЗ в т. 7

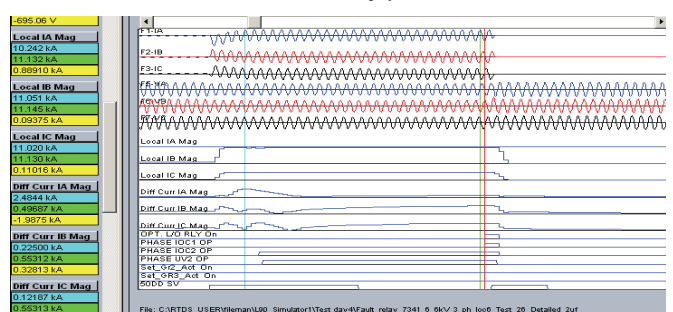


Рис. 19: Внешнее трехфазное КЗ в т. 6

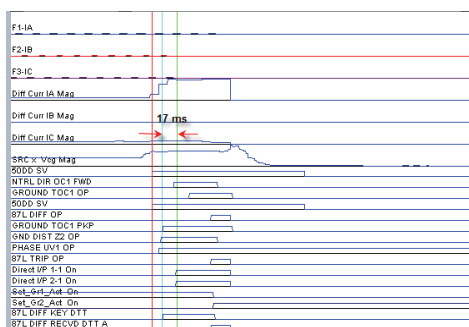
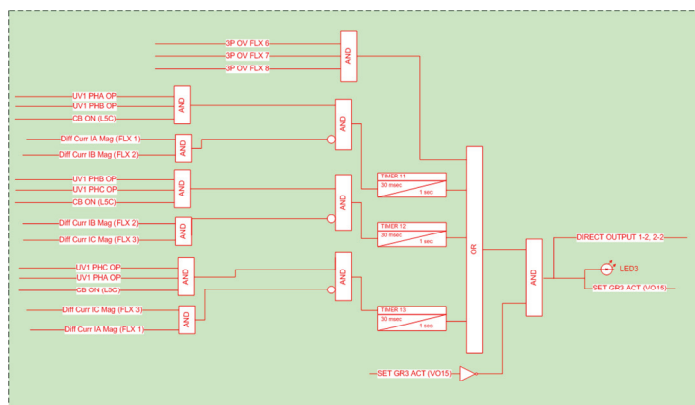
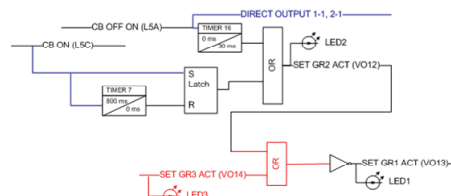


Рис. 20: Отключение от ТЗНП и дистанционной защиты при внутреннем замыкании на землю в т. 4 (см. рис. 5)

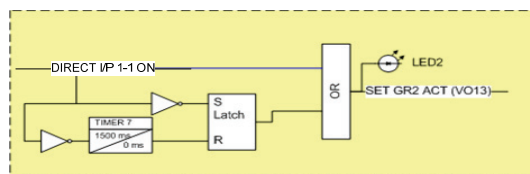
ЛОГИКА УСТРОЙСТВА ЗАЩИТЫ



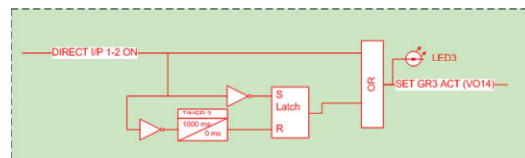
Изменения в логике группы уставок 3 в реле сети 33 кВ



Изменения в логике группы уставок 2 в реле сети 33 кВ



Изменения в логике группы уставок 2 в реле сети 6.6 кВ



Изменения в логике группы уставок 3 в реле сети 6.6 кВ

ВЫВОДЫ

- Предлагаемое решение позволяет исключить ложное срабатывание защиты при включении трансформатора под напряжение, что подтверждено несколькими случаями за 1 год работы. Поскольку рассматриваемые присоединения очень важны для обеспечения производства и поставки природного газа компанией RasGas, то это решение предоставило им возможность сохранить время и деньги с одновременным повышением надежности системы защиты.
- Реализованное решение может быть применено и на других объектах без использования дополнительного аппаратного обеспечения или каких-либо его модификаций.
- Использование цифровых технологий в многофункциональных устройствах предоставляет много возможностей для разрешения проблем, которые в прошлом требовали использования других принципов, таких как, например, блокировка по второй гармонике для предотвращения ложного срабатывания при включении трансформатора под напряжение. Мы показали, что возможно применение и других способов при сохранении того же уровня технического совершенства системы защиты.

Москва, 7–10 сентября 2009 г.

- Использование установки RTDS обеспечило возможность тестирования нового решения для применяемой схемы дифференциальной токовой защиты в качестве единой для кабельной линии и силового трансформатора.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- [1] “Application of Current Differential Protection to Tapped Transmission Lines”. В. Kasztenny, Iia Voloh, M. Adamiak, J. Zeek. GE Multilin. 54th Annual Conference for Protective Relay Engineers. College Station, USA, April 3-5, 2001.
- [2] “An Improved Transformer Restrain Algorithm” Bogdan Kasztenny, Ara Kulidjian. GER-3989 GE Multilin.
- [3] “Applying Distance Protection to Cable Circuits”. В. Kasztenny I. Voloh, J.G. Hubertus. GE Multilin.
- [4] “RasGas Fault Analysis”. J. Cardenas. GE Multilin. May 2006.

БИОГРАФИЧЕСКАЯ СПРАВКА

Джордж Карденас получил диплом инженера в университете Universidad de Ingenieria (Перу) в 1977 году и диплом MBA в университете Universidad Politecnica de Madrid (Испания) в 1998 году. Джордж начал свою карьеру в компании Utility Electroperu (Перу) в качестве инженера релейной защиты, а в 1987 году стал сотрудником компании АВВ (Испания), где являлся менеджером по продажам высоковольтного оборудования, а затем инженером-проектировщиком систем управления. В 1989 году Джордж перешел в компанию GE, где занимал ряд должностей. Сейчас Джордж работает инженером по применению в компании GE Digital Energy-Multilin. Он является автором ряда докладов, которые были представлены на конференциях по релейной защите и автоматике. Джордж является членом рабочей группы B5.31 Cigré.

Махеш Кумар получил диплом инженера в университете Bangalore University (Индия) в 1997 году. Махеш Кумар начал свою карьеру в компании GE Power controls в 1998 году в качестве инженера, а в 2002 году перешел в подразделение компании, занимающееся релейной защитой и автоматикой. В 2005 году Махеш стал сотрудником компании Siemens (Абу Даби), где занимал должность инженера по наладке. Позже в 2006 году он присоединился к компании GE Digital Energy-Multilin в роли инженера по применению.

Иисус Ромеро получил диплом инженера в университет Mapua Institute of Technology (Филлипины) в 1982 году. Иисус начал свою карьеру в 1983 году в компании National Power Corporation в качестве инженера (работая на атомной электростанции Philippine Nuclear Power Plant). В 1992 году Иисус перешел в компанию Saudi Consolidated Electric Company, где занял должность инженера релейной защиты. В 1995 году он перешел к компании Abu Dhabi Water & Electricity Authority в качестве начальника станции и службы релейной защиты, где он проработал до 2007 года. В марте 2007 Иисус перешел в компанию RasGas Company Limited (RasGas), где занял должность специалиста департамента электроэнергетики.

Адаптивные измерительные органы аварийных составляющих резервных защит электрических распределительных сетей

В.И. НАГАЙ, В.В. НАГАЙ, И.В. НАГАЙ

Южно-Российский государственный технический университет
(Новочеркасский политехнический институт) (ЮРГТУ(НПИ),
филиал «Южный инженерный центр Энергетики»

«Южэнергосетьпроект»

Россия

nvi53@mail.ru, nagay@novoch.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Резервные защиты, дальнейе и ближнее резервирование, электрические распределительные сети, адаптивные измерительные органы аварийных составляющих, переходное сопротивление, чувствительность, селективность, алгоритмы функционирования.

1. АКТУАЛЬНОСТЬ ПРОБЛЕМЫ

В настоящее время в России ответвительные и промежуточные подстанции электрических распределительных сетей напряжением 35-110 кВ являются одним из основных источников питания городских, сельских и промышленных потребителей, что предполагает их высокую надежность и требует применения системы резервирования с высоким техническим совершенством (рис. 1).

Распознавание аварийных режимов, особенно защитами дальнего резервирования, затруднено из-за наличия ряда влияющих факторов: сопоставимость токов короткого замыкания за резервируемыми трансформаторами с токами нагрузки, наличие переходных сопротивлений в месте повреждения, малые уровни напряжений симметричных составляющих на шинах в месте установки защит при удаленных повреждениях, наличие двигательной нагрузки, батарей конденсаторов и т.д. [1-4].

2. ПУТИ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМЫ

Эффективными путями повышения чувствительности релейной защиты дальнего резервирования является ее реализация на основе адаптивных измерительных органов аварийных составляющих то-

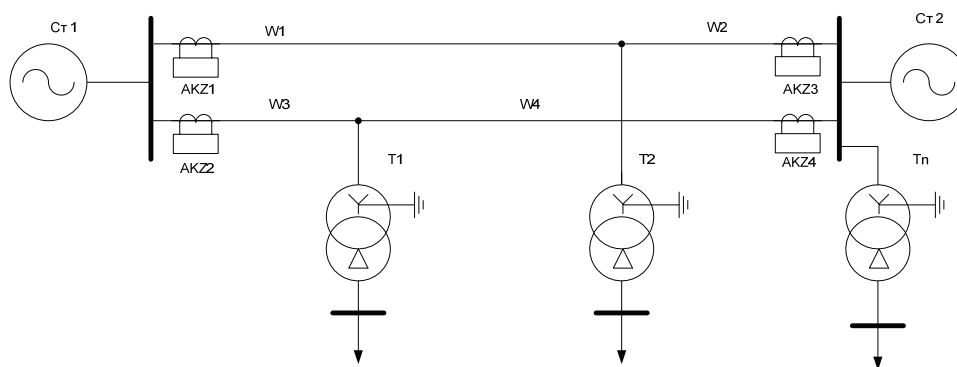


Рис. 1: Поясняющая схема электрической распределительной сети с ответвительными подстанциями

ков и сопротивлений, расширение информационной базы защиты, оптимальное сочетание систем ближнего и дальнего резервирования.

3. ВЛИЯЮЩИЕ ФАКТОРЫ

Исследованию функционирования адаптивных измерительных органов аварийных составляющих в работе предшествует анализ влияющих факторов в аварийных режимах (однофазные и междуфазные короткие замыкания, повреждения с множественной продольно-поперечной несимметрией) на чувствительность резервных защит радиальных и транзитных воздушных линий с трансформаторами, устанавливаемых на ответвительных и промежуточных подстанциях, определение диапазонов изменения их параметров.

Наличие на подстанциях мощной двигательной нагрузки приводит не только к увеличению контролируемых токов, но и к изменению их фазовых соотношений. При анализе приняты следующие допущения: сопротивление КЗ трансформатора $Z_{\text{тmax}}$ минимальной мощности $S_{\text{тmin}}$, работающего в распределительных сетях напряжением 110 кВ и мощностью 2,5–25 МВ·А на порядок выше суммарного сопротивления системы $Z_{\text{с}}$ и сопротивления участков ВЛ, аргументы токов нагрузки $I_{\text{нп}}$ находятся в диапазоне $\varphi_{\text{н}} = -(10^\circ \div 30^\circ)$, аргументы токов пуска $I_{\text{п}}$ и короткого замыкания трансформатора $I_{\text{т}}$ соответственно $-\varphi_{\text{п}} = -(50^\circ \div 70^\circ)$ и $\varphi_{\text{т}} = -85^\circ$, напряжение успешного пуска (самозапуска) электродвигателей (ЭД) $U_{\text{дв}} \geq k_U U_{\text{ном}}$, где $k_U = 0,55 \div 0,7$; $U_{\text{ном}}$ – номинальное значение напряжения.

Модуль тока со стороны питающей подстанции в базисе тока металлического короткого замыкания равен:

$$I_{*1} = \sqrt{m^2 + 1 + 2m \cos(\varphi_{\text{н}} - \varphi_{\text{т}})},$$

где $m = I_{\text{п}}/I_{\text{т}} = -k_U \cos(\varphi_{\text{п}} - \varphi_{\text{т}}) + \sqrt{k_U^2 \cos^2(\varphi_{\text{п}} - \varphi_{\text{т}}) - (k_U^2 - 1)}$.

Переходное сопротивление при междуфазных КЗ определяется параметрами электрической дуги, горящей между токоведущими частями на открытом распределительном устройстве (ОРУ), где возможно ее раздувание, так и величиной тока короткого замыкания. Как правило, напряжение на ней не превышает значения $U_{\text{д}} = (0,3 - 0,4) U_{\text{ном}}$, где $U_{\text{ном}}$ – номинальное линейное междуфазное напряжение. Процессы горения дуги в электроустановках корпусной конструкции – комплектных распределительных устройствах (КРУ) отличаются от аналогичных процессов на ОРУ, что обусловлено как отсутствием влияния ветра на процесс горения дуги, так и повышенным давлением внутри отсеков КРУ, представляющих закрытый объем. Это приводит к увеличению напряженности электрического поля. При этом напряжение на столбе дуги может достигать 1500–2000 В, но, как правило, для существующих комплектных распределительных устройств не превышает 750–1000 В.

Сопротивление короткозамкнутой цепи $Z_{\text{тп}}$ с трансформатором с учетом переходного сопротивления электрической дуги [1]

$$R_{\text{д}} = -6U_{*д}^2 R_{\text{т}} + \sqrt{(6U_{*д}^2 R_{\text{т}})^2 - 12A_{\text{д}} U_{*д}^2 (X_{\text{т}}^2 + R_{\text{т}}^2)} / 2A_{\text{д}},$$

будет равно:

$$z_{\text{тп}} = z_{\text{т}} \left[j2A_{\text{д}} \sin\varphi_{\text{т}} + \cos\varphi_{\text{т}} (2A_{\text{д}} - 6U_{*д}^2) + \sqrt{(6U_{*д}^2 \cos\varphi_{\text{т}})^2 - 12A_{\text{д}} U_{*д}^2} \right] / 2A_{\text{д}},$$

где $z_{\text{т}}$, $R_{\text{т}}$, $X_{\text{т}}$ – полное, активное и реактивное сопротивления трансформатора; $A_{\text{д}} = 3U_{*д}^2 - 1$; $U_{*д} = U_{\text{д}}/U_{\text{ном}}$ – напряжение на столбе дуги отнесенное к номинальному напряжению $U_{\text{ном}}$ стороны низшего (среднего) напряжения трансформатора.

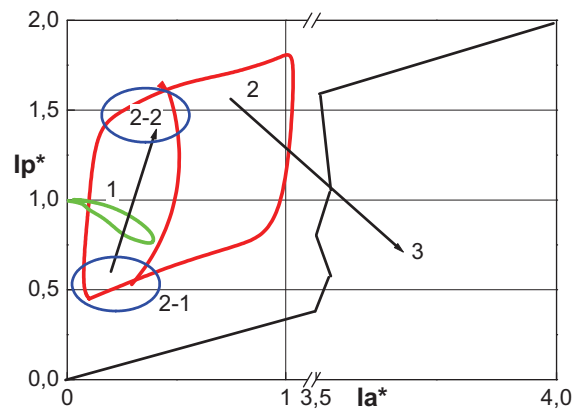


Рис. 2: Область режимов защищаемой сети

Области режимов рассматриваемой сети (рис. 1) показаны на рис. 2. Область 1 — трехфазное короткое замыкание за трансформатором минимальной мощности (S_{min}) при наличии переходного сопротивления; область 2 — пусковые режимы высоковольтных электродвигателей за трансформаторами различной мощности на фоне нагрузочных режимов; область 3 — нагрузочные режимы; область 2-1 — пусковые режимы за защищаемым трансформатором минимальной мощности (данный трансформатор принят за базовый при определении токов и сопротивлений короткозамкнутой цепи), которая трансформируется в область пусковых режимов 2-2 за трансформатором большей мощности или группы трансформаторов, например при самозапуске электродвигателей при успешном АПВ линии.

Необходимо отметить, что область 2-1 пусковых режимов за защищаемым трансформатором располагается ниже области коротких замыканий с учетом влияния переходного сопротивления электрической дуги. Однако при пусках высоковольтных ЭД за более мощными трансформаторами область 2-1 расширяется и трансформируется в область 2, где возможно совмещение областей 1 и 2, что затрудняет распознавание КЗ за маломощными трансформаторами. Область 3 определяется нагрузочными режимами за трансформаторами ответвительных подстанций, перетоком мощности между двумя системами.

В рассматриваемых сетях также не исключены режимы продольно-поперечной несимметрии (ППН), обусловленные разрывом фазных проводов воздушных линий (ВЛ) и одновременным КЗ в сети высшего или низшего напряжения, которые в большинстве случаев не сопровождаются повышением токов до уровней сопоставимых с токами КЗ. При этом в большинстве случаев релейные защиты ВЛ с ответвительными или проходными подстанциями не обладают достаточной чувствительностью к рассматриваемым режимам [1-4], несмотря на то, что это может привести не только к потерям энергии в распределительных сетях, но и вызвать повреждения силовых трансформаторов из-за длительного протекания токов, превышающих их номинальные токи в 2-4 раза [1-6], электродвигателей, перенапряжения в незаземленных нейтралях силовых трансформаторов, повреждения измерительных трансформаторов напряжения, возможное излишнее действие РЗ на смежной параллельной линии [2,3]. Разрыв фазы и даже ее КЗ со стороны питаемой подстанции, в которой установлен короткозамыкатель, может повлечь невозможность отключения поврежденной подстанции со стороны питающей подстанции. Это обусловлено с одной стороны, как правило, недостаточной чувствительностью РЗ питающей подстанции и малым изменением тока короткого замыкания при включении короткозамыкателя, т.к. в этом случае его уровень изменяется не более чем на 5-10 % [1,6].

Рассмотрены следующие виды ППН: обрыв и замыкание на землю фазы *A* первого участка ответвления с КЗ со стороны трансформатора *T1* (режим *AY*), обрыв фазы *A* и КЗ фаз *AB* (*ABY*), *CA* (*CAU*), обрыв фазы *A* и короткое замыкание на стороне низшего напряжения трансформатора *T1* с группой соединения обмоток «звезда-треугольник» фаз *AB* (*ABΔ*), *BC* (*BCΔ*), *CA* (*CAΔ*), *ABC* (*ABCΔ*). Первые три вида сложных повреждений являются развитием одного простого повреждения: падение оборвавшегося провода на землю, схлестывание (или пробой воздушной изоляции) оборвавшегося

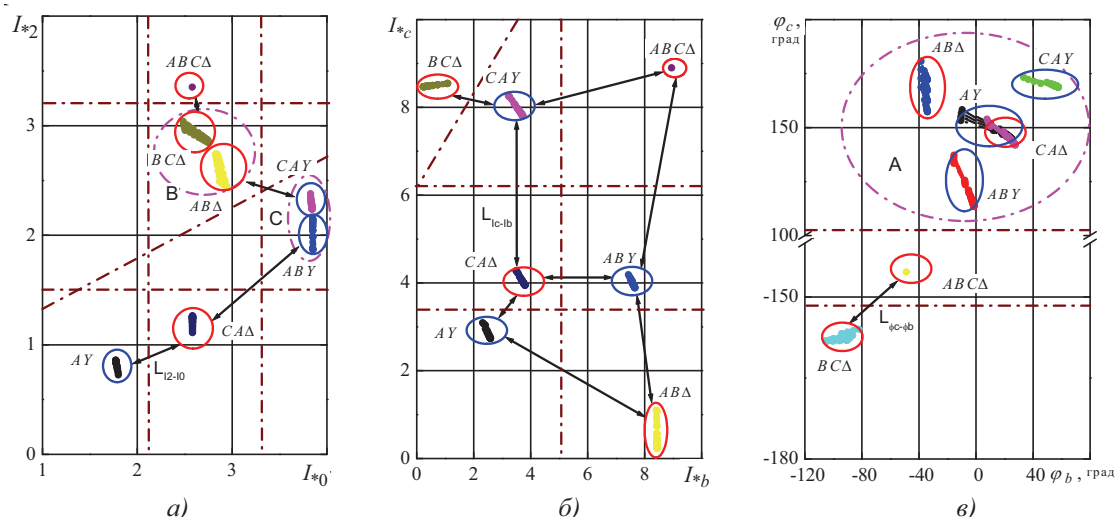


Рис. 3: Области режимов продольно-поперечной несимметрии защищаемых трансформаторов

фазного провода с другим фазным проводом. Последние четыре режима могут возникать при работе ВЛ в неполнофазном режиме, недовключении одного из полюсов коммутационного аппарата питающей, ответвительной или проходной подстанций, обрыве фазного провода, например шлейфа на анкерной опоре и т.д. Короткие замыкания фаз *B* и *C* с одновременным разрывом фазы *A*, а также междуфазное КЗ исключены из этого списка ввиду значительных уровней токов и чувствительности РЗ питающей подстанции.

Возникновение несимметричного повреждения в сети вызывает появление симметричных составляющих и изменение фазных токов, их аргументов, что получило отражение на рис. 3. При этом за базовый ток принят номинальный ток $I_{ном}$ трансформатора Т1. Фазные токи во всех случаях превышают номинальный ток защищаемого трансформатора, что еще раз подчеркивает недопустимость его длительной работы в режиме ППН не только при наличии повреждения на стороне низшего напряжения, но и при ППН в сети высшего напряжения.

4. ОЦЕНКА РАСПОЗНАВАЕМОСТИ ПОВРЕЖДЕНИЙ

Для построения селективной и высокочувствительной защиты важным является возможность распознавания режимов ППН с селекцией вида повреждения. При этом необходимо формирование информационных признаков, позволяющих получить непересекающиеся области рассмотренных выше режимов, как это показано на рис. 3. Для оценки меры близости между режимами в N -мерном пространстве признаков возможно использование метрики $d^2(\omega_{pk}, \omega_{ql}) = \sum_{j=1}^N (I\varphi_{pk}^j - I\varphi_{ql}^j)^2$, $p, q = 1, 2, \dots, m$; $k = 1, 2, \dots, k_p$; $l = 1, 2, \dots, l_q$, где $I\varphi_{pk}^j$ – значения j -го признака k -го подрежима p -го класса, т.е. режима ω_{pk} ; $I\varphi_{ql}^j$ – значения j -го признака l -го подрежима q -го класса, т.е. режима ω_{ql} . Распознавание режимов на стороне высшего ω_{pk} и низшего ω_{ql} напряжения может быть обеспечено, если

$$L(\Omega_p, \Omega_q) = \sqrt{\frac{1}{k_p k_q} \sum_{k=1}^{k_p} \sum_{l=1}^{k_q} d^2(\omega_{pk}, \omega_{ql})} \rightarrow \max,$$

где области режимов распознаваемых классов Ω_p и Ω_q .

Если требуется распознавание подрежимов одного класса Ω_p , то в данном случае справедливо последнее соотношение, а в противном случае значение меры близости между ними должно стремиться к минимальному значению

$$LR(\Omega_p) = \sqrt{\frac{2}{k_p k_p - 1} \sum_{k=1}^{k_p} \sum_{l=1}^{k_p} d^2(\omega_{pk}, \omega_{pl})} \rightarrow \min.$$

В качестве информационных признаков режимов ППН можно использовать токи нулевой и обратной последовательностей, и фазные токи (в данном случае токи I_{*b} и I_{*c}), аргументы фазных токов. Рассмотренные выше режимы можно развести на распознаваемые классы Ω_p и Ω_q в пространстве токов обратной и нулевой последовательностей (рис. 3а), а затем разделить на подклассы в пространстве фазных токов (рис. 3б). В пространстве аргументов фазных токов в области A происходит «сжатие» как областей своих классов, так и разных классов (рис. 3в). Это же наблюдается для режимов своих классов (области B и C) в пространстве токов обратной и нулевой последовательностей (рис. 3а).

Достаточно эффективными способами повышения чувствительности релейной защиты дальнего резервирования является построение измерительных органов с контролем аварийных составляющих [1,4,7-9], ортогональных составляющих и применением адаптивного торможения, контролем фазовых соотношений токов прямой и обратной последовательности:

$$\Delta I_M = |I_{K3}| - |I_{НГ}|, \quad (1)$$

$$\Delta I_B = |I_{K3} - I_{НГ}|, \quad (2)$$

$$\Delta I_K = |\alpha \Delta I_B \pm \beta (\Delta I_B, I_{НГ}) \Delta I_B|, \quad (3)$$

$$\Delta Z = U / (I_{K3} - I_{НГ}), \quad (4)$$

$$\Delta Z_K = \eta \Delta Z \pm \gamma (\Delta I_B) \Delta Z, \quad (5)$$

$$IXR_T = \text{Im}(I_{K3}) - k_{TM} (I_{K3}, I_{НГ}) \text{Re}(I_{K3}), \quad (6)$$

$$\Delta IXR_T = \text{Im}(I_{K3} - I_{НГ}) - k_{TM} (\Delta I_B) \text{Re}(I_{K3} - I_{НГ}), \quad (7)$$

$$\varphi_1 \leq \arg(I_1 \wedge I_2) \leq \varphi_2, \quad (8)$$

где $I_{K3}, I_{НГ}$ – ток короткого замыкания и ток нагрузки; $\Delta I_B, \Delta I_M, \Delta I_K$ – входные сигналы измерительных органов (ИО) тока, контролирующих векторное приращение и приращение модулей тока, ток, сформированный из составляющих векторного приращения; $\Delta Z, \Delta Z_K$ – входные сигналы органов сопротивления, формируемые аналогично сигналам органов тока; α, β, γ – корректирующие коэффициенты; $IXR_T, \Delta IXR_T$ – входные сигналы ИО реактивной составляющей с торможением от активной составляющей, их приращений; I_1, I_2 – токи прямой и обратной последовательности.

Алгоритмы (1,2) обеспечивают выделение приращение модулей и тока и векторного приращения. С позиции стабильности входных сигналов при влиянии переходного сопротивления и токов нагрузки преимущество имеет второй алгоритм выделения аварийных составляющих. Однако и он не свободен от недостатков, особенно при наличии переходного сопротивления, достигающего значений сопротивления $(0,1 \div 0,25)z_r$. При этом контролируемый ток может снижаться до 25%, что влечет снижение чувствительности резервной защиты. Коррекция его влияния обеспечивается в алгоритме (3) введением составляющей $\beta (\Delta I_B, I_{НГ}) \Delta I_B$, зависящей от аварийной составляющей тока и предшествующего нагрузочного режима (рис. 4). Необходимо отметить, что контроль аварийных составляющих сопротивлений практически эквивалентен контролю аварийных составляющих тока, что обусловлено зна-

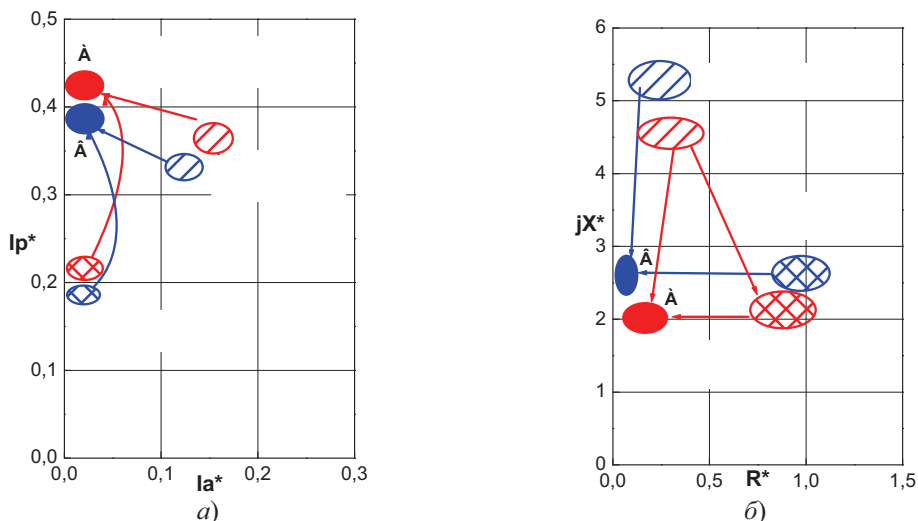


Рис. 4: Области аварийных режимов измерительных органов аварийных составляющих тока (а) и сопротивлений (б)

чительным электрическим сопротивлением защищаемых трансформаторов и малым сопротивлением линий, и как следствие малым снижением напряжения на шинах питающих подстанций.

Наряду с контролем полных аварийных составляющих токов и сопротивлений могут быть использованы ортогональные составляющие (6,7). Чаще всего в качестве рабочего сигнала используется реактивная составляющая тока, а в качестве тормозного сигнала – его активная составляющая. Реактивная составляющая доминирует в аварийных режимах короткого замыкания за трансформаторами ответственных и проходных подстанций, имеющих значительное индуктивное сопротивление и имеет существенное значение в режимах пуска и самозапуска мощных электродвигателей за указанными трансформаторами. Активная составляющая тока в основном проявляется в нормальных режимах, режимах пуска (самозапуска) электродвигателей и при наличии переходного сопротивления в месте повреждения.

Влияние электрической дуги проявляется в снижении модулей и аргументов токов, их приращений (рис. 3а). При этом увеличиваются модули сопротивлений с одновременным снижением их аргументов, что приводит к смещению области контролируемых сопротивлений в сторону режимов пуска и самозапуска ЭД (рис. 2) и (рис. 4б). Поэтому в ИО, контролирующих реактивную и активную составляющую токов, а точнее – их разность, наблюдается снижение выходного сигнала сформированного в соответствии (6,7). Компенсация влияния переходного сопротивления электрической дуги в месте повреждения может быть достигнута адаптивным изменением коэффициента торможения (вплоть до изменения его знака) и коэффициента β , зависящего от аварийной составляющей тока ΔI_b или сопротивления ΔZ . При этом происходит перемещение областей при наличии переходного сопротивления в положение области металлического трехфазного КЗ.

Распознавание несимметричных режимов за трансформаторами с разными группами соединений упрощается при наличии контроля аварийных составляющих токов прямой последовательности и токов обратной последовательности. При этом используется известное соотношение о различном преобразовании токов прямой и обратной последовательностей в трансформаторах с разными группами соединений обмоток. Контроль фазовых соотношений токов прямой и обратной последовательностей (8) позволяет выявить несимметричные КЗ за маломощными трансформаторами (рис. 5).

Необходимо отметить влияние токов нагрузки и переходного сопротивления (рис. 5а,б), особенно в области малых токов и со стороны питаемой системы. Области существования аргументов рассматриваемых токов показаны на рис. 5в. В особой фазе (в данном случае фазе А) возможно совмещение областей несимметричных режимов трансформаторов с группами соединений «звезда-звезда» и «звезда-треугольник», что требует контроля аргументов токов I_1 и I_2 в других фазах.

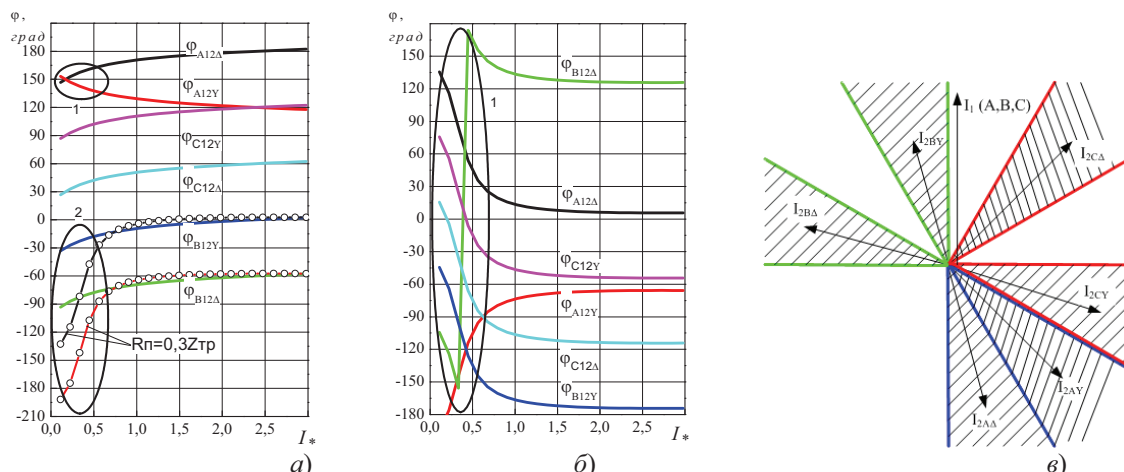


Рис. 5: Области существования аргументов токов прямой и обратной последовательностей при несимметричном КЗ за трансформатором

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенные исследования режимов работы электрических сетей с ответвительными и промежуточными подстанциями и алгоритмов функционирования адаптивных измерительных органов на основе математического и физического моделирования и выполненных натурных экспериментов в сети 110 кВ показывают возможность распознавания аварийных режимов за трансформаторами данных подстанций. Обсуждаемые алгоритмы функционирования адаптивных резервных защит апробированы в защитах КЕДР, внедренных в ряде энергосистем России.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Нагай В.И. Релейная защита ответвительных подстанций электрических сетей. – Энергоатомиздат, 2002. – 312 с.
- [2] Маруда И.Ф. Релейная защита понижающих трансформаторов от коротких замыканий на линии при разрывах фаз // Электрические станции. – 2003. – № 2. – С. 44–46.
- [3] Маруда И.Ф. Релейная защита линий 110–220 кВ при разрывах фаз // Электрические станции. – 2002. – № 1. – С. 40–42.
- [4] Нагай В.И., Нагай В.В. Резервирование в распределительных сетях напряжением 6–110 кВ: проблемы и решения // Электро. – 2002. № 6. – С. 29–33.
- [5] Чернин А.Б. Вычисление электрических величин и поведение релейной защиты при неполнофазных режимах в электрических системах. – М.: Госэнергоиздат, 1963. – 416 с.
- [6] Авербух А.М. Примеры расчетов неполнофазных режимов и коротких замыканий. – Л.: Энергия, Ленингр. отд-е, 1979. – 184 с.
- [7] Лямец Ю.Я., Нудельман Г.С., Павлов А.О. Эволюция дистанционной релейной защиты // Электричество, 1999. № 3. С. 8–15.
- [8] Нагай В.В. Анализ распознаваемости несимметричных коротких замыканий за трансформаторами ответвительных и проходных подстанций // Изв. вузов. Технические науки. – 2003. – Спецвыпуск. – С. 46–49.
- [9] Нагай В.В. Критерии выбора измерительных органов резервных защит // Изв. вузов. Сев.-Кавк. регион. Технические науки. – 2004. – Прилож. № 2. – С. 49–54.

Схема релейной защиты по разности фазных углов

ENRIQUE MARTÍNEZ MARTÍNEZ
Comisión Federal de Electricidad CFE
México
E-mail: Enrique.martinez03@cfe.gob.mx

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Векторный регистратор, Система мониторинга переходных режимов (СМПП), Схемы релейной защиты энергосистемы, Регистратор для векторных измерений и управления (PMCU), Контроллеры с программируемой логикой, Схемы автоматического ограничения генерируемой мощности (AGSS), Схемы территориально-распределенной защиты, Виртуальная локальная сеть.

1. ВВЕДЕНИЕ

Векторные регистраторы, синхронизируемые от глобальной системы позиционирования GPS, дают отличную возможность осуществления мониторинга векторных измерений и обеспечения управляющих воздействий в реальном времени. В 2001 году в CFE был разработан прототип адаптивной схемы релейной защиты, основанной на разнице углов между напряжениями на шинах двух подсистем, который использует управляющие воздействия от контроллеров с программируемой логикой [1]. В настоящее время CFE занимается анализом тестовых данных о поведении прототипа схемы ограничения генерируемой мощности, которая определяет пропускную способность между двумя гидроэлектростанциями. Схема имеет логику принятия решений, в которой используются измеренные значения активной мощности, напряжения, частоты, положения выключателя и разницы углов между двумя станциями [2, 3]. И адаптивная релейная защита, и схема ограничения нагрузки генераторов полностью независимы от системы мониторинга переходных процессов (СМПП) и используются для обеспечения устойчивости в системе. И тем не менее, векторная информация постоянно пересылается в СМПП, обеспечивая наблюдаемость изолированных областей в случае выделения части системы на изолированную работу. CFE используют ограничение генерируемой мощности как последнее средство для поддержания баланса генерируемой и потребляемой мощности, при этом напряжения и частота в системе сохраняются в допустимых рабочих пределах. Ограничение генерируемой мощности также помогает сохранить предельную передаваемую мощность на наиболее нагруженных участках электропередачи без тепловых перегрузок линий электропередачи и трансформаторов.

В условиях нестабильности угла электропередачи при использовании схем ограничения генерируемой мощности или нагрузки регистраторы для векторных измерений и управления (PMCU) должны осуществлять управляющие действия в независимости от сигнала GPS, точно также, как это выполнено в схемах дифференциальной защиты. Эта новая схема защиты, названная «Схема защиты по разности фазных углов» (ADPS), должна действовать как дискретная схема управления, и в то же время передавать измерения с частотой дискретизации, соответствующей протоколу стандарта IEEE C37.118 [6]. В этой статье мы будем анализировать применение PMCU в работе схем корректирующего действия, названных «Схемы автоматического ограничения генерируемой мощности» (AGSSs). Однако, такой же принцип может быть использован для динамического управления выключателем или осуществления действий по ограничению нагрузки при отключении линии в сети параллельных линий электропередачи между областями, энергосистемами, странами или компаниями, производителями электроэнергии. К тому же недавно в CFE мы успешно использовали этот принцип при проведении первичного тестирования объединения энергосистем Мексики и Гватемалы с использованием векторных регистраторов.

2. СМПП В МЕКСИКЕ

Система мониторинга переходных режимов в СФЕ используется для визуализации и принятия решений в реальном времени. Основной целью ее работы является гарантия надежности и безопасности функционирования Национальной Энергосистемы. Разработанная СФЕ архитектура СМПП позволяет включать концентраторы в каждой области электропередачи, и в результате возникают региональные СМПП [9, 10]. Особенности оборудования и место установки зависят от информационных потребностей каждого пользователя и уровня применения. Векторные регистраторы и концентраторы применяются на следующих уровнях:

- Объединенная Национальная Энергосистема;
- Региональные офисы управления передачей электроэнергии;
- Региональные центры управления;
- Линии передачи между областями управления, а также специальные виды применения векторных регистраторов.

Для реализации схем управления с использованием векторных регистраторов, в настоящее время на рынке существуют два пути:

- а) Интегрирование функций векторных регистраторов в МП терминалы релейной защиты;
- б) Интегрирование функций релейной защиты и автоматики в векторные регистраторы.

В настоящее время в промышленности используются контроллеры с программируемой логикой для осуществления управляющих воздействий по выделенным каналам связи, таким образом, принимаемые решения основаны на предварительно запрограммированной логике. Такой принцип организации управляющих воздействий позволяет автоматически ограничивать генерируемую мощность и мощность нагрузки или коммутировать линии электропередачи. Однако при использовании этого метода, когда в энергосистеме отключен прямой канал связи, системный оператор теряет возможность осуществлять управление и наблюдения в изолированной области, что приводит к усложнению и замедлению процесса анализа событий и ресинхронизации. Недавно некоторые производители релейной защиты реализовали функциональные возможности векторных регистраторов в схемах дистанционной и максимальной токовой защиты. Эти прототипы терминалов или Регистраторы для векторных измерений и управления (PMCU) выполняют распределение логических переменных в устройстве.

Как показано в различных работах [4], территориально-распределенные системы измерений, защиты и управления (WAMPAC) необходимы для измерения и оценки полученных измерений для выработки управляющих команд. Этот процесс требует высокой надежности и скорости канала связи для своевременного осуществления управляющих воздействий или выявления ложных действий. Таким образом, в эти системы должны быть интегрированы принципы измерений, защиты и управления. В СМПП СФЕ используются векторные регистраторы различных моделей и производителей. Обычно векторные регистраторы на контроллерах с программируемой логикой (PLCs) выполняют функции управления, которые требуются в схемах территориально-распределенной защиты. Однако последние поколения устройств релейной защиты имеют возможность синхронизации измерений, и функции управления. Следовательно, в дополнение к функциям защиты эти терминалы могут выполнять задачи векторных регистраторов. Мы называем такие устройства релейной защиты регистраторами для векторных измерений и управления (PMCU). В СФЕ такие устройства используются для осуществления управляющих воздействий, основанных на измерении разности фазных углов напряжений в различных точках энергосистемы. Успех применения PMCU при решении указанных задач зависит от возможностей терминалов и сетей связи [1, 7].

2.1. Автоматическое ограничение генерируемой мощности на основе синхронизированных векторных измерений

Передаваемая активная мощность P между шинами двух энергосистем, соединенных между собой линией электропередачи с индуктивным сопротивлением X_L , определяется разностью фазных углов δ , амплитудами напряжения на шинах E_A и E_B , и индуктивным сопротивлением X_L (см. рис. 1). Заметим, что фазный угол напряжения на шине B (начало отсчета) равен 0. Передаваемая активная мощность определяется в соответствии с соотношением 1.

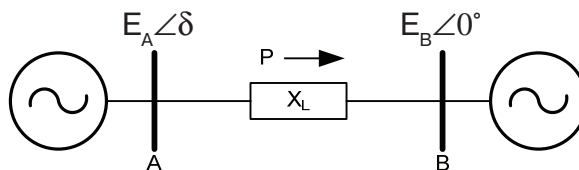


Рис. 1: δ , E_A , E_B и X_L определяют активную мощность P , передаваемую между шинами A и B

$$P = \frac{E_A \times E_B}{X_L} \times \sin\delta \quad (1)$$

В установившемся режиме значения амплитуд напряжений на шинах систем A и B примерно равны. Таким образом, предельно возможная передаваемая активная мощность в основном определяется разностью фазных углов δ и индуктивным сопротивлением линии связи X_L . Значение X_L зависит от количества линий и трансформаторов между шинами A и B . При отключении линий электропередач между шинами A и B сопротивление X_L увеличивается, и угол δ также увеличивается для поддержания такого же количества передаваемой между двумя шинами активной мощности. На рис. 2 приведен график зависимости передаваемой активной мощности от угла δ для нормального режима и после отключения части линий между шинами вследствие повреждений в системе. Заметим, что увеличение полного сопротивления между шинами систем снижает предельно возможную передаваемую активную мощность [2, 3, 5].



Рис. 2: Предельно возможная передаваемая активная мощность в основном определяется разностью фазных углов δ и индуктивным сопротивлением линии связи X_L при номинальных значениях E_A , E_B

При работе в системах электропередачи с несколькими линиями и промежуточными подстанциями существующие AGSS отслеживают топологию сети и предельно допустимую передаваемую мощность, используя детекторы отключенного состояния линии для ввода самих себя в работу, выбора отключаемых генераторов или активизации команд управления. Работа детекторов отключенного состояния линии основана на сигналах от блок-контактов выключателя (52А или 52В), с органов минимального тока и/или минимальной активной мощности. Обычно схемы AGSS используют информацию с обоих концов каждой линии для выявления отключенного состояния линии электропередачи. При наличии информации о разности фазных углов напряжений на двух шинах может быть немедленно задействована система аварийного питания.

Информация о разности фазных углов может быть использована для следующих задач:

- Ввод в работу AGSS
- Отключение источников питания
- Наблюдение за работой существующих AGSS для увеличения надежности.

По этим причинам мы предлагаем схему AGSS, использующую разность фазных углов между напряжениями прямой последовательности на двух шинах, расположенных в разных точках энергосистемы.

2.2. Описание энергосистемы

Из-за того, что наибольшая нагрузка в национальной энергосистеме Мексики расположена в центре страны, а 4820 МВт мощности генерируется гидроэлектростанциями, расположенными в юго-восточной части страны, на юго-востоке Мексики используются различные схемы защиты энергосистемы. Расстояние между наиболее нагруженной областью и областью наибольшего скопления источников энергии составляет 2000 км. На рис. 3 представлен комплекс гидроэлектростанций на реке Грихальва (Grijalva). Одна из систем защиты, работающая на ГЭС Ангостура (Angostura), выявляет отключение линии связи 400 кВ между ГЭС Чикоасен (Chicoasen) и Ангостура. В нормальном режиме ГЭС Ангостура может вырабатывать до $180 \times 5 = 900$ МВт, в то время как общая нагрузка штата Чьяпас с экономическим центром Тапачула (Tapachula) не превышает 100 МВт. Избыточная мощность в этой области передается в Чьяпас и дальше для разгрузки системы. Если две параллельные линии между Ангостура и Чикоасен отключаются, обе области остаются связанными между собой только сетью 115 кВ. При этом возникают два характерных явления:

- Полное сопротивление линий между ГЭС Ангостура и Чикоасен увеличивается, что вызывает увеличение скорости вращения генераторов на ГЭС Ангостура. Такое увеличение скорости вращения может привести к нестабильности угла электропередачи.
- Сеть 115 кВ находится в перегруженном состоянии до тех пор, пока не сработает защита от перегрузки линии или трансформатора. Когда это произойдет, области городов Ангостура и Тапачула будут изолированы от остальной энергосистемы.

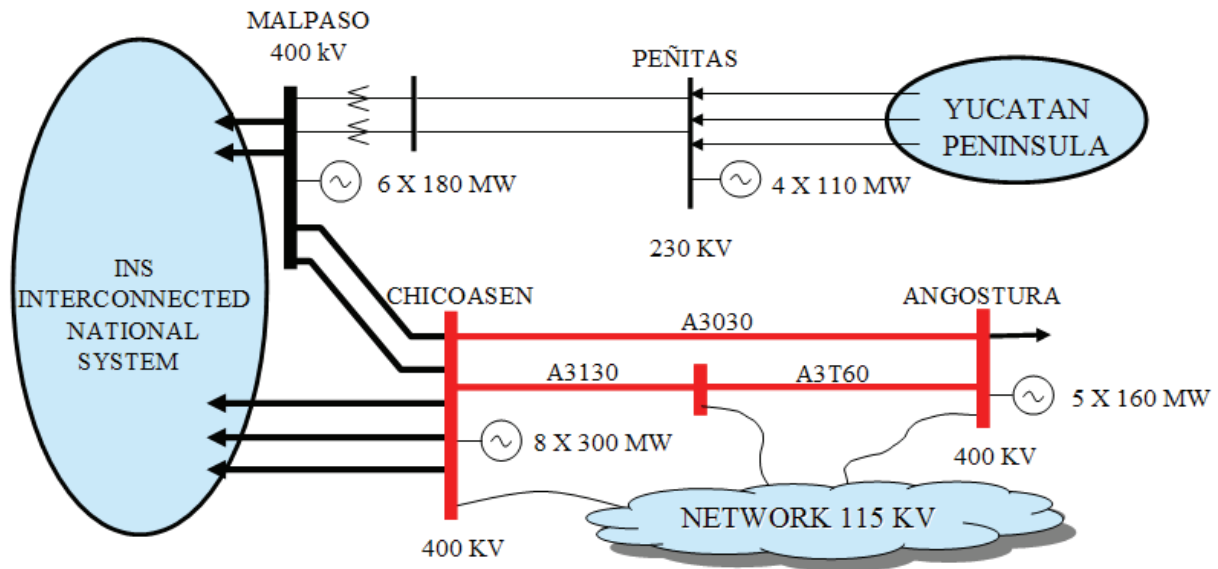


Рис. 3: Комплекс гидроэлектростанций на реке Грихальва, линия электропередачи Чикоасен-Ангостура с параллельной сетью 115 кВ

В некоторых нормальных и аварийных режимах работы отключение обеих линий электропередачи может привести к длительному перерыву энергоснабжения в городе Тапачула и на юге штата Чьяпас. Ниже приведены результаты моделирования, показывающие разность фазных углов напряжений между ГЭС Ангостура и Чикоасен при внезапном отключении одной или двух линий в режиме генерации максимальной мощности отдаваемой в сеть, если релейная защита и схемы автоматического ограничения генерируемой мощности не работают.

В таблице 1 приведены результаты моделирования в программе PSS/E™ для установившегося и переходного режима при отключении одной или двух линий. На основании полученных результатов можно заключить, что при отключении двух линий разность фазных углов превышает 10 эл. градусов, а при отключении одной линии такого не наблюдается. Этот порог может быть использован в схеме AGSS как уставка для отключения части генераторов на ГЭС Ангостура.

Случай	Разность фазных углов до отключения, δ	Отключение линий	δ после отключения линий	Комментарии
1	3.38°	Отключение одной линии Chicaoasen-Angostura	6.1°	Максимальный угол δ в течение колебаний составляет 8.7°
2	3.38°	Отключение одной линии Angostura-Sabino	5.25°	Максимальный угол δ в течение колебаний составляет 6.56°
3	3.38°	Отключение одной линии Chicaoasen-Sabino	4.11°	Максимальный угол δ в течение колебаний составляет 4.56°
4	3.38°	Chicaoasen-Angostura и Sabino-Angostura	14.69°	AGSS не работает, энергосистема теряет устойчивость
5	3.38°	Chicaoasen-Angostura и Sabino-Angostura	14.69°	AGSS посылает сигнал на отключение генераторов через 100 мс, δ в момент отключения 27.28°
6	3.38°	Chicaoasen-Angostura и Chicaoasen-Sabino	10.72°	AGSS посылает сигнал на отключение генераторов через 200 мс, δ в момент отключения 25.55°

Табл. 1: Результаты моделирования для установившегося режима, отключения одной или двух линий

Как показывают результаты, приведенные в таблице 1, отключение одной линии 400 кВ на рассматриваемом участке не ведет к возникновению проблем с устойчивостью (рис. 4а). Однако при одновременном или последовательном отключении двух параллельных линий устойчивость в системе теряется, т.к. передача мощности ограничивается только сетью 115 кВ. На рис. 4б показана разность фазных углов напряжений на рассматриваемых шинах при отсутствии управляющих воздействий, а также для случаев, когда AGSS отключает один или два генератора через 300мс после обнаружения отключения двух линий.

2.3. Схема защиты по разности фазных углов с использованием синхронизированных векторов

В новом варианте схемы AGSS для принятия решения о срабатывании или для мониторинга существующих схем может использоваться информация о разности фазных углов. Для рассматриваемой схемы сети мы принимаем во внимание тот факт, что электростанции Чикоасен, Сабино (Sabino) и Ангостура соединены воздушными линиями 400 кВ. Поэтому на указанных шинах изменение разности фазных углов напряжений происходит мгновенно при отключении одной из линий 400 кВ, соединяющей данные подстанции. На рис. 5 представлена логическая часть функции AGSS, модернизированной на основе использования информации о разности фазных углов напряжений. С введением информации о разности фазных углов, логическая часть схемы упрощается и зависит только от одного канала связи.

Разность фазных углов напряжений δ сравнивается с уставкой. Если разность фазных углов напряжений указывает на аварийное отключение воздушной линии 400 кВ, соединяющей электростанции Чикоасен и Ангостура, схема подает команду на снижение генерируемой мощности. В некоторых случаях может применяться выдержка времени на срабатывание для предотвращения излишних от-

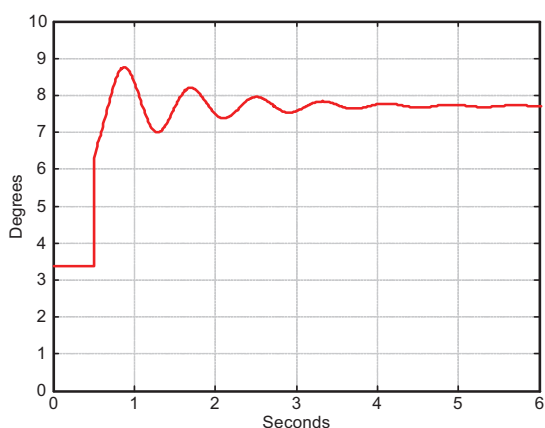


Рис. 4а

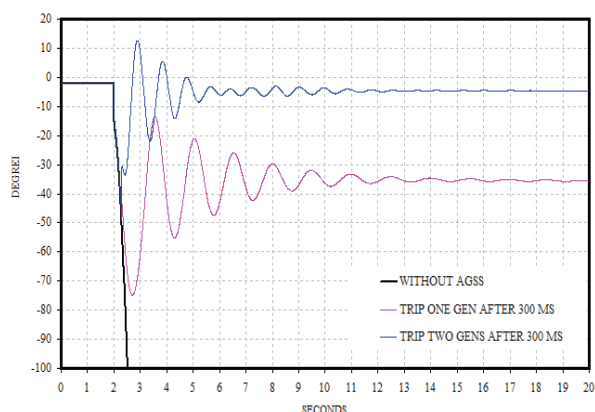


Рис. 4б

Рис. 4: а) Разность фазных углов между напряжениями на шинах ГЭС Ангостура и Чикоасен при отключении одной линии без действия AGSS (случай 1). б) Разность углов между напряжениями на тех же шинах при отключении двух линий без действия и с действием схемы AGSS на отключение одного и двух генераторов через 300 мс после обнаружения отключения линий. В последнем случае устойчивость сохраняется

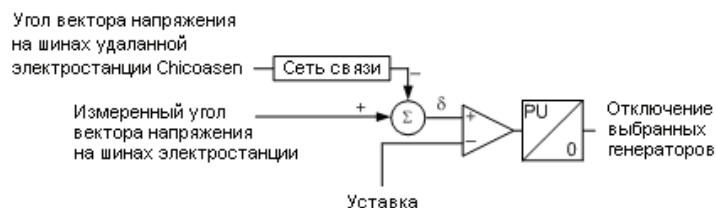


Рис. 5: Логическая схема улучшенной функции AGSS, созданной на основе измерения фазных углов

ключений генерирующих мощностей и срабатывания алгоритма AGSS в переходных и аварийных режимах. Рассматриваемая версия алгоритма такой задержки не требует. Детальное описание работы алгоритма контроля синхронной работы сети в реальном времени представлено в приложении А.

При изучении уровней передаваемых мощностей и устойчивости системы (см. таблицу 1) были выделены следующие параметры:

- Максимальная разность фазных углов напряжений, при которой не требуется подача команды на снижение генерируемой мощности. Для определения максимального уровня передаваемой мощности между двумя станциями необходимо рассмотреть аварийные отключения и на других линиях, например, в параллельно работающей сети 115 кВ;
- Минимальная разность фазных углов напряжения, при которой требуется подача команды на снижение генерируемой мощности. В этом случае электростанции Чикоасен и Ангостура соединены только через распределительную сеть 115 кВ.

Также должны учитываться аварии в других точках энергосистемы, приводящие к изменению фазного угла напряжений на шинах станций и подстанций рассматриваемого участка.

Компания CFE установила рассматриваемую схему с непрерывным контролем состояния удаленного конца для наблюдения за работой алгоритма AGSS и измерением разности фазных углов в различных рабочих и аварийных режимах. Точность измерений была подтверждена при проведении испытаний на модели электроэнергетической системы, включающей:

- динамические модели генераторов;
- автоматику регулирования частоты и активной мощности;
- автоматику регулирования возбуждения синхронных генераторов;
- механизм управления турбиной и нагрузкой сети.

Были установлены два РМСU, один на ГЭС Чикоасен и один на ГЭС Ангостура. Каждый РМСU контролирует напряжение на шине электростанции, на которой он расположен, и токи обеих подключенных линий. Устройства РМСU соединены между собой многомодовым волоконно-оптическим кабелем марки EIA-232 (V.24) по асинхронному интерфейсу со скоростью 19,200 бод.

Для данных испытаний использовался только последовательный протокол быстрой передачи сообщений. Второй последовательный порт был подсоединен к преобразователю интерфейсов (последовательный/Ethernet) и посылал данные о синхронных фазных углах в удаленные системы контроля, расположенные в областных диспетчерских пунктах компании CFE, и в центральное диспетчерское управление.

При изучении данного вопроса мы записывали измерения синхронизированных фазных величин с частотой 20 сообщений в секунду во время плановых отключений и включений линий в исследуемом регионе в нормальном нагрузочном режиме. Наибольшая разница в фазных углах между станциями Чикоасен и Ангостура в случае простого возмущающего воздействия возникает при отключении линий А3030, А3130 или А3Т60 со стороны подстанции Чикоасен (ММТ). На рис. 6а и 6б представлены графики изменения разности фазных углов напряжений между подстанциями Чикоасен и Ангостура (ANG) в изучаемой сети для различных условий. Рис. 6а показывает моделирование изменения разности фазных углов напряжения для трех случаев. Рис. 6б показывает измеренную разницу фазных углов. Из таблицы 2 видно, что результаты моделирования отличаются от измеренных на величину, не превышающую четверти градуса. Эти результаты подтверждают правильность модели и проведенных измерений.

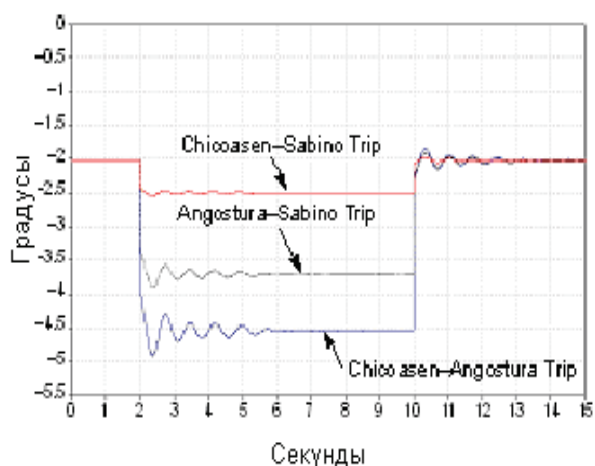


Рис. 6а

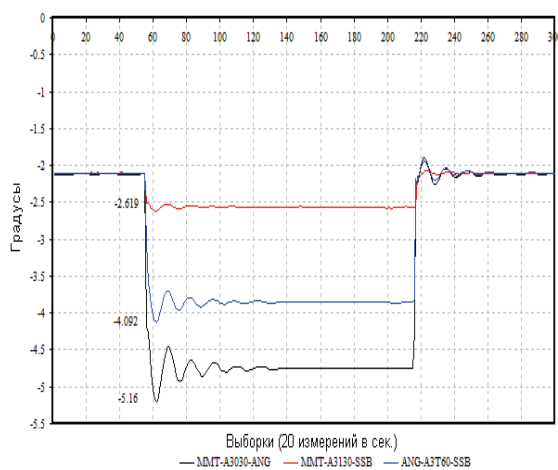


Рис. 6б

Рис. 6: а) Разница фазных углов напряжений на шинах станций Чикоасен (ММТ) и Ангостура (ANG) при отключении и включении воздушных линий А3030 (Chicoasen-Angostura), А3031 (Angostura-Sabino) или А3Т60 (Chicoasen-Sabino). С целью сокращения графиков шестиминутная запись нормального режима работы на рисунках не представлена. б) представлены значения, измеренные с помощью расположенных на обеих подстанциях векторных регистраторов в соответствующих режимах.

	Начальный установившийся угол	Максимальный угол во время колебаний
Моделирование	-2.01°	-4.91°
Измерение	-2.13°	-5.20°

Табл. 2: Результаты моделирования и измеренные данные. Начальные условия и максимальная величина разницы фазных углов наблюдаются при отключении и включении воздушной линии А3030

Ниже представлены дополнительные цели проведенных полевых испытаний:

- Проверка канала и интерфейса связи;
- Проверка логической части расчета разности фазных углов и времени работы схемы при различных уставках в зависимости от разности фазных углов.

Мы запрограммировали четыре элемента сравнения, контролирурующие разность фазных углов, для проверки логики расчета разности фазных углов и времени работы измерительной схемы. Были выставлены следующие уставки по разности фазных углов: 3, 4, 5 и 10 градусов соответственно. Осциллограммы были взяты из отчета, сделанного РМСU, установленным на подстанции Чикоасен при отключении линии А3030, соединяющей подстанции Чикоасен и Ангостура. В запись включены осциллограммы токов для обеих линий и напряжения на шине подстанции Чикоасен. Время работы алгоритма составило 92 мс. При изменении начального фазного угла напряжения наблюдается ускорение роторов генераторов, расположенных на станции Ангостура, соответственно происходит рост разности фазных углов напряжений на шинах станций Чикоасен и Ангостура, что приводит к срабатыванию элементов, контролирующих разность фазных углов, через 292 мс.

3. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

- Компания CFE решила рассмотреть возможность использования разности фазных углов в специфических алгоритмах AGSS по трем причинам: один из самых простых алгоритмов функции AGSS, наличие свободных высокоскоростных каналов связи и возможность приспособления системы к будущим изменениям, таким как параллельная работа с электроэнергетическими системами Гватемалы и центральной Америки.
- Использование регистратора для векторных измерений и управления (РМСU) снизит время работы алгоритмов и повысит надежность системы по сравнению с обычными алгоритмами функции AGSS, основанными на традиционных изменениях, без контроллеров с программируемой логикой, с несколькими каналами связи с удаленными концами.
- Высокоскоростные каналы связи совместно с РМСU позволят реализовать алгоритмы AGSS на базе разности фазных углов со временем срабатывания менее 200 мс.
- Существующие РМСU позволяют посылать до 60 синхронизированных сигналов токов и напряжений в секунду. Такое количество сообщений требует наличие канала связи с полосой пропускания, недоступной на данный момент на подстанциях. По этой причине компания CFE решила использовать только 20 выборок напряжения в секунду (определение фазного угла напряжения каждые 50 мс), чтобы снизить объем записываемой информации и полосу пропускания канала связи. Компания CFE хотела бы посылать напряжения и токи, чтобы иметь возможность рассчитывать мощность по синхронизированным фазным величинам и использовать их как разрешающие сигналы, но при этом необходимо заменить карту bandwidth мультиплексора.
- Для того чтобы сохранить информацию, компания CFE разработала проект каналов связи с применением виртуальных локальных сетей (ViLAN), реализованных на волоконно-оптических кабелях. Эти сети имеют высокую пропускную способность, а доступ по протоколу TCP/IP гарантирует надежность, скорость и сохранность передаваемых между РМУ данных.
- Записи измерений разности фазных углов при простом возмущающем воздействии подтверждены измерениями и имитационным моделированием. Алгоритм AGSS должен срабатывать только при отключении двух воздушных линий, и при изучении данного вопроса необходимо рассматривать последовательное или одновременное возникновение сложного возмущающего воздействия.
- Компания CFE еще не рассматривала вопрос реализации специальных схем релейной защиты, которые использовались бы цифровыми устройствами, одновременно обеспечивающими функции векторных регистраторов и функции релейной защиты. Основными препятствиями для подобных устройств являются ограничения в логике распределения переменных в прототипе РМСU и сильная зависимость от GPS сигнала каждого устройства, влияющего на расчет разности фазового угла.
- В настоящий момент в некоторых цифровых реле, контролирующих фазные параметры, введены функции РМУ, тем не менее, для реализации контролирующих функций векторного регистрато-

Москва, 7–10 сентября 2009 г.

ра, необходима большая интеграция данных функций в систему релейной защиты и автоматики. Позднее векторные регистраторы будут работать с большим количеством векторов и меньше зависеть от GPS сигнала для поддержания синхронизации.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Enrique Martínez M. and J.J. López M. “Application of Phasor Measurement Units in the Adaptive Protection of Interconnected Systems”, Power Systems and Communication Systems Infrastructures For the Future, Beijing, People’s Republic of China, September 23–27, 2002.
- [2] Enrique Martínez, Nicolás Juárez, Armando Guzmán, Greg Zweigle, and Jean León, “Using Synchronized Phasor Angle Difference for Wide-Area Protection and Control” WPRC, Spokane, WA, USA 2006.
- [3] Joana Rasmussen and Preben Jorgensen “Synchronized Phasor Measurements of Power System Event in Eastern Denmark” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, No.1, February 2006.
- [4] Enrique Martínez “Analysis of Contingencies with PMUs, Causes and Effects in Power Systems and Their Components” CRIS, Third International Conference on Critical Infrastructures, Alexandria, VA, September 2006.
- [5] Daniel Karlsson and Xavier Wymel “System Protection Schemes in Power Networks” Task Force 38.02.19 CIGRE, June 2001.
- [6] IEEE Synchrophasors for Power Systems, IEEE Standard C37.118-2005.
- [7] S.H. Horowitz, A.G. Phadke, and J.S. Thorp, “Adaptive Transmission System Relaying” Paper N° 87 SM 625-77, in Proc. IEEE PES Summer Meeting, San Francisco, CA, July 1987.
- [8] V. Centeno, J. De La Ree, A.G. Phadke, G. Michel, R.J. Murphy, and R. Burnett, “Adaptive out-of-step relaying using phasor measurement techniques” Memoria Técnica del Segundo Simposio Iberoamericano sobre Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia, Monterrey, N.L., México, 14 al 19 de Noviembre de 1993.
- [9] Enrique Martinez “Wide Area Measurement & Control System in Mexico” The Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies Nanjing China 6-9 April 2008.
- [10] Enrique Martinez “SIMEFAS: A Phasor Measurement System for the Security and Integrity of Mexico’s Electric Power System” IEEE power & Energy Society 2008 General Meeting, Pittsburgh, Pennsylvania USA 20-24 July 2008.

БИОГРАФИЯ

Enrique Martinez Martinez получил диплом специалиста в Белорусском Политехническом институте в 1986 году. С 1986 года работал в федеральной энергетической комиссии (электроэнергетическое предприятие Мексики). Начиная работать как инженер, специализирующийся на анализе и проектировании электроэнергетической системы в специальном инженерном подразделении компании CFE, и как консультант национальной комиссии по водным ресурсам. С 1995 по 1998 год господин Martinez работал в подразделении Transmission Project Coordination в компании CEF как специалист по релейной защите подстанционного оборудования и воздушных линий. С 1998 по 2005 год возглавлял подразделение по изучению устойчивости национальной электроэнергетической системы в компании CEF. С 2005 года менеджер по анализу сетей отдела релейной защиты компании CEF.

Совершенствование работы реле в офф-лайн и он-лайн режиме

MLADEN KEZUNOVIC, JINFENG REN, CHENGZONG PANG
Texas A&M University
U.S.A
kezunov@ece.tamu.edu

АННОТАЦИЯ

Релейная защита предназначена для быстрого и правильного устранения повреждения и сокращения воздействия неисправностей на энергетическую систему. Иногда, некоторые сложные режимы могут вызвать неверную работу релейной защиты, что может впоследствии ухудшить состояние системы и даже подвергнуть опасности стабильность всей системы. В этой работе рассматривается три категории решений для анализа поведения релейной защиты, оценки и совершенствования её работы: 1) оценка работы, основанная на тестировании релейной защиты; 2) оценка в условиях эксплуатации, основанная на глубоком анализе работы в условиях повреждения; 3) автоматизированный анализ работы релейной защиты, основанный на применении экспертных систем. Показано применение различных подходов оценки работы релейной защиты, чтобы продемонстрировать преимущества каждого.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Тестирование Релейной Защиты, Надежность, Безопасность, Экспертная система, Автоматизированный анализ неисправности

1. ВВЕДЕНИЕ

Релейная защита разрабатывается так, чтобы удовлетворять требованиям безопасности и надежности. Для того чтобы соответствовать данным критериям работы, нужно правильно применить устройство релейной защиты и задать уставки. Иногда, по многим сложным причинам, реле не может работать должным образом. Это может стать причиной серьезных проблем в функционировании энергосистемы, и в худшем случае привести к системной аварии [1]. Различные методы и инструменты были разработаны за эти годы, чтобы избежать таких критических последствий неправильной работы релейной защиты.

Для обнаружения проблем с уставками, практическим применением или алгоритмами работы реле могут использоваться методы оценки работы реле и инструменты. Такие методы могут быть разделены на две основные категории: он-лайн и офф-лайн. Он-лайн методы сосредоточены на оценке работы реле, используя осциллограммы работы релейной защиты или устройств мониторинга, таких как цифровые регистраторы аварийных режимов [2]. Было предложено много инновационных методов, такие как метод, основанный на вейвлет-преобразованиях [3], метод с использованием синхрофазотрона [4], и метод с использованием экспертной системы [5] с целью охарактеризовать и улучшить функционирование релейной защиты. В офф-лайн методах могут использоваться как моделирование, так и имитация или готовые файлы осциллограмм для активации входов релейной защиты при тестировании [6]. Много усилий приложено для разработки различных подходов, связанных с программным обеспечением для моделирования релейных защит и энергосистем [7], и испытательного оборудования для того, чтобы задавать тестовые сигналы физическому устройству релейной защиты [8].

В этой работе рассмотрены три набора инструментов и связанные с ними методологии, которые были развиты за 15-ти летний период. Первый метод нацелен на приемочные испытания релейной защиты, используя проверку на соответствие и тесты на соответствие техническим требованиям, уделяя особое внимание оценке безопасности работы релейной защиты [6]. Это выполняется с использованием специализированных испытательных установок, способных к воспроизведению осциллограмм как смоделированных, так и реальных процессов одновременно для множества реле. Этот тип испытаний может быть применен для многотерминальных систем релейной защиты, например, при конфигурации линии передачи по T-схеме или для релейной защиты силовых трансформаторов с третичной обмоткой. Применение этого типа тестов проиллюстрировано при помощи IEEE-PSRC модели энергетической системы и библиотеки тестовых данных, полученных с использованием этой модели [9]. Второй подход сосредоточен на оценке работы релейной защиты в условиях эксплуатации в реальном времени во время последовательной цепи событий. Это требует наличия инструментов мониторинга работы релейной защиты и сравнения с критериями правильного функционирования. Рассмотрены два случая: непредусмотренное срабатывание реле из-за перегрузки на линии и неверная работа из-за скрытого отказа. Критерии правильной работы релейной защиты, используемые для оценки непредусмотренного срабатывания и неверной работы, являются реализацией точных методов определения места повреждения в реальном времени и модели повреждений в виде дерева решений для алгоритма работы релейной защиты соответственно. Третий подход связан с автоматизированным послеаварийным анализом работы релейной защиты и последовательности устранения повреждений. Это выполняется экспертной системой, которая анализирует отчеты от цифровых регистраторов аномальных режимов или реле, затем выдает заключение, было ли срабатывание реле и соответствующее устранение повреждения ожидаемым. Инструкции экспертной системы позволяют проводить причинно-следственный анализ различных последовательных шагов в работе релейной защиты, каналов связи и выключателей. Представлены исследования случаев использования упомянутых методов для оценки релейной защиты, чтобы продемонстрировать их преимущества.

2. ОЦЕНКА ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ТЕСТИРОВАНИЯ

2.1. Методика функционального тестирования

По цели проведения различают два типа тестов: проверка соответствия и тест на совместимость. Оба типа тестов выполнены с использованием переходных сигналов [10], которые больше соответствуют действительности и обеспечивают более точные результаты.

Цель проверки соответствия состоит в том, чтобы оценить функциональные возможности релейной защиты и характеристики срабатывания, и проверить параметры настройки реле, что достигается при выполнении ряда всесторонних тестов. Задача этого теста – статистический сбор данных, связанных с характеристиками срабатывания реле и времени отключения. Чтобы выполнить этот тест, проводится ряд предварительных тестов для различных неисправностей, включая состояние повреждения и ненормальные рабочие режимы, путем симулирования, либо данные собираются в ходе эксплуатации.

Подтверждение, может ли реле работать правильно при специфических обстоятельствах в энергетической системе, особенно во время ненормальных эксплуатационных режимов, может быть получено при проведении теста на совместимость. Этот тип теста помогает выяснить, соответствует ли работа реле защиты ожидаемым действиям для данного случая. Задача этого теста – проверка на срабатывание/не срабатывание выходных реле и времени срабатывания для специфических условий применения защиты. Определение критичных условий, которые могут вызвать непредусмотренное срабатывание реле, может быть достигнуто при моделировании установившихся и динамических состояний системы [6].

Для реализации различных сценариев повреждений, чтобы выполнить проверку соответствия и тест на совместимость, используются две модели энергетической системы. Для проверки соответствия

используется эталонная модель, созданная PSRC (Power System Relaying Committee) [9]. На рисунке 1 показана её однолинейная схема и имитационная модель, созданная в ATP (advanced technology program). Исследование определения критических условий для теста на совместимость выполнено для IEEE модели системы 14-ти шин [11].

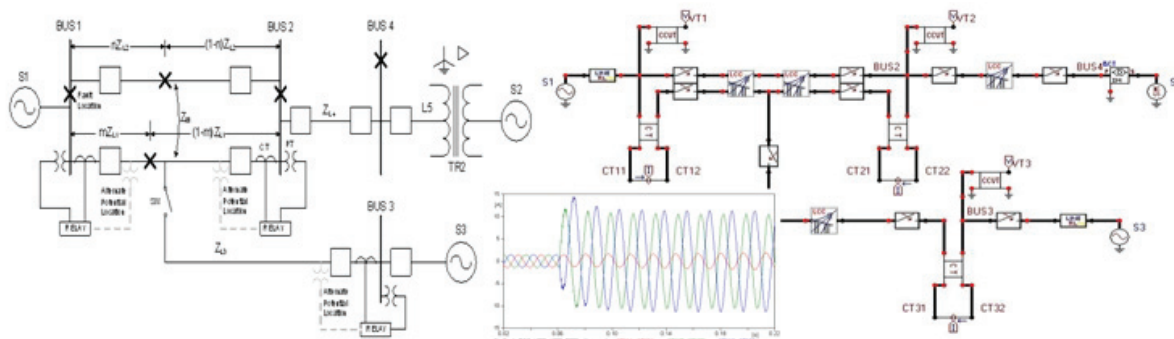


Рис. 1: Однолинейная схема и имитационная модель в ATP для IEEE PSRC модели

2.2. Тестирование релейной защиты

Испытания релейной защиты осуществляются на лабораторной установке, показанной на рисунке 2. Главные компоненты включают ПК для работы с прикладными программами, испытательную установку для воспроизведения “реального” напряжения и токов и тестируемое реле. Блок-схема исполняемой моделирующей программы, созданной в MATLAB, также показана на рисунке 2. Эта программа автоматически моделирует сценарии повреждений различного типа и местоположения, с разным углом начала и сопротивлением в месте повреждения согласно заданным условиям. Выходной файл может быть в формате PL4, MAT и COMTRADE [12], который может использоваться для детального исследования и анализа. Коммерческая программа Relay Assistant [13], установленная на ПК сообщается с испытательной установкой, задает значения напряжений и токов и получает данные о статусе выходных контактов. Испытательной установкой подаются напряжения и токи на устройство релейной защиты и считываются состояния отключающих контактов. При помощи программы задания уставок задаются параметры реле. Посредством автоматизированной программы считывания осциллограмм считываются файлы отчетов об аномальных режимах, которые создаются при фиксировании определенных событий в соответствии с уставками.

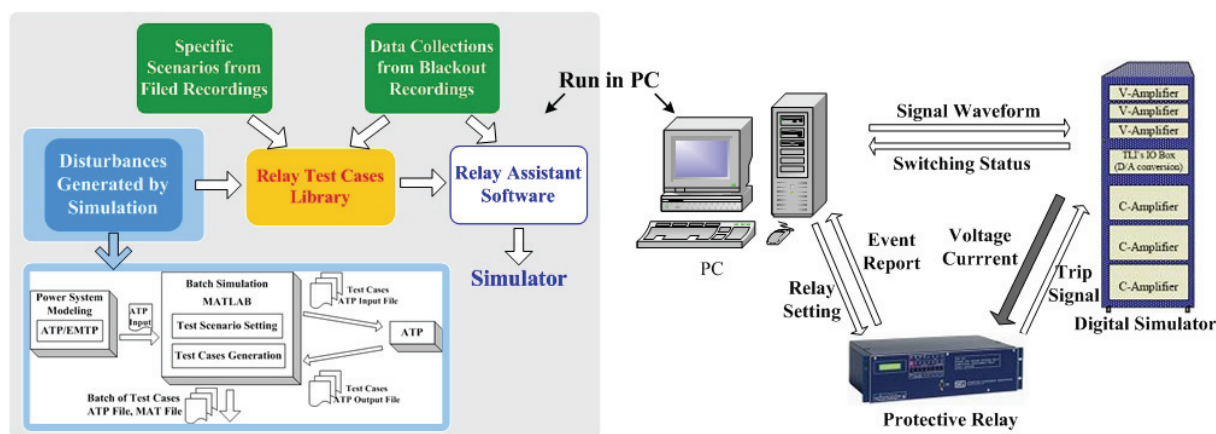


Рис. 2: Структура лабораторной установки и схема тестирования релейной защиты

2.3. Библиотека данных испытаний

Для каждого из рассматриваемых типов релейной защиты, создана библиотека моделей энергосистемы и сценариев повреждений. Как показано на рисунке 2, в библиотеку отобраны сценарии испытаний для проверки соответствия и теста на совместимость. Аномальные эксплуатационные режимы энергосистемы и уязвимые линии передачи, которые могут вызвать непредусмотренное срабатывание реле, могут также быть включены в библиотеку. Также, в библиотеку могут быть добавлены сценарии интересующих отчётов о повреждениях от регистратора аномальных режимов (DFR), и события вызвавшие отключения. Библиотека испытаний может использоваться широко как эталон для оценки работы релейной защиты и устранения неисправностей.

3. ОЦЕНКА ДЕЙСТВИЙ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ В ОН-ЛАЙН РЕЖИМЕ

3.1. Алгоритм классификации и обнаружения повреждений на базе нейронной сети (NNFDC)

Нейронная сеть — одно из средств искусственного интеллекта. Алгоритм классификации, основанный на нейронной сети, используется, чтобы обнаружить и классифицировать неисправности, которые требуют срабатывания релейной защиты. В отличие от традиционных методов, алгоритм обнаружения ошибок на базе нейронной сети обычно использует непосредственные значения напряжений и токов одного временного интервала вместо того, чтобы рассчитывать векторы сигналов. При этом методе сравниваются сигналы входного напряжения и тока с подготовленными образцами вместо предварительно заданных уставок. Таким образом, точность расчета векторов и координаты уставок реле не проблема для алгоритмов на базе нейронной сети, в отличие от традиционных методов. Это обеспечивает преимущество предложенного решения над традиционными методами. Был создан самоорганизующийся алгоритм обнаружения и классификации повреждений на базе нейронной сети с интеллектуальной системой управления ART [14], который показан на рисунке 3. Местные измерения напряжений и токов после обработки формируют ряд данных. Тысячи таких данных, полученных при моделировании энергосистемы или из базы данных осциллограмм с подстанции в условиях эксплуатации, используются для обучения нейронной сети в офф-лайн режиме, затем опытные данные используются для анализа повреждения в он-лайн режиме с использованием классификатора K-NN с интеллектуальной системой управления. Использование составных нейронных сетей может также увеличить способность обработки большого количества данных [2].

3.2. Алгоритм определения места повреждения на базе синхронизированных выборок (SSFL)

Алгоритм определения места повреждения на базе синхронизированных выборок использует ряд синхронизированных выборок напряжения и токов, взятых с обоих концов линии передачи, что обеспечивает очень высокую точность в обнаружении, классификации и определении места повреждения [15,16]. По сравнению с алгоритмами определения места повреждения, которые используют данные о векторах с одного или двух концов линии, на алгоритм определения места повреждения на базе синхронизированных выборок не влияют условия повреждения и состояние энергосистемы, таким образом, алгоритм невосприимчив к качаниям мощности, перегрузкам и другим ненормальным рабочим режимам. Это дает преимущество в точности и надежности предложенной схемы над традиционными методами.

3.3. Анализ дерева событий

Анализ дерева событий — общепринятый метод в промышленности для того, чтобы идентифицировать причинно-следственные связи [17]. Анализ Деревя Событий использует структуру прогрессивной (восходящей) логики моделирования. Этот метод исследует реакцию системы на инициированные

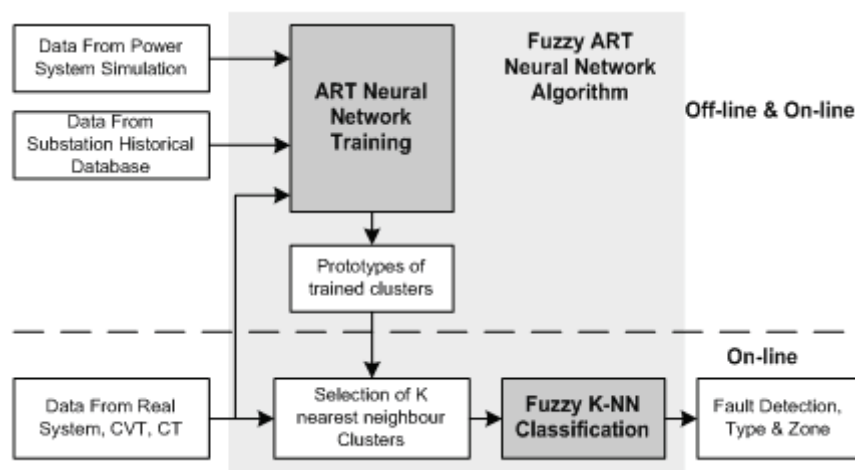


Рис. 3: Алгоритм ART нейронной сети с интеллектуальной системой управления

“запросы” и позволяет оценить вероятность неблагоприятного или благоприятного результата. В нашем случае структура дерева событий распределяется для каждой релейной системы в отдельности, и это обеспечивает эффективный путь для оперативного наблюдения за работой релейной защиты и эффективную местную диагностику неисправностей.

4. АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ ПОСЛЕАВАРИЙНЫЙ АНАЛИЗ РАБОТЫ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

4.1. Автоматизированный анализ работы

Автоматизированный анализ функционирования реле основан на сравнении ожидаемой и фактической работы защиты с точки зрения статуса и соответствия времени активации логических операндов. Если ожидаемый и фактический статус, и время срабатывания операнда соответствуют, подтверждается его правильность. В противном случае идентифицируется неполадка, и начинается процесс диагностики, чтобы отследить причины при помощи логики причинно-следственных связей.

Концептуальная стратегия послеаварийного анализа проиллюстрирована на рисунке 4. Ожидаемая работа защиты предсказана модулем экспертной системы, который моделирует последовательность функционирования системы защиты. Входные данные модуля – информация о неполадках, уставки и спецификация блоков системы релейной защиты, которые используются, чтобы вывести ожидаемые статусы и время активизации логической функции защиты по заданным правилам. Результаты рассматриваются как предположение о работе защиты. Оперирруя предполагаемыми и фактическими данными о функционировании, модуль экспертной системы проверяет достоверность статусов и время активации логических операндов, основываясь на соответствии фактов и предположений. Затем диагностируются несогласованности ожидаемых и фактических статусов, так же как времена активации логических операндов, на основе причинно-следственных связей. В заключении создается отчет об анализе.

4.2. Реализация на основе экспертной системы

В приложении на основе экспертной системы [18], прямое построение цепочки логических выводов используется, чтобы предсказать работу релейной защиты, и обратное построение цепочки используется, чтобы утвердить и диагностировать фактическую работу защиты. Детальное описание среды для прямого и обратного построения цепочек логических выводов может быть найдено в источнике [19]. Среда создана с использованием Visual C ++, чтобы облегчить ввод данных от устрой-

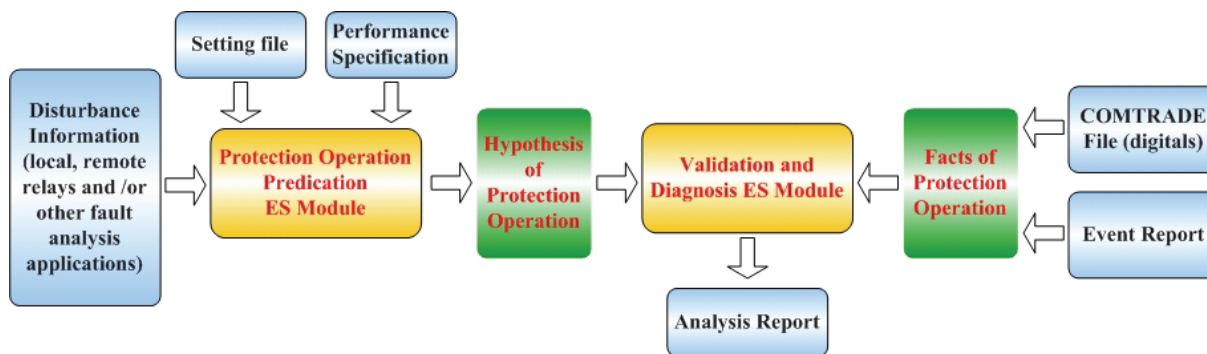


Рис. 4: Блок-схема концепции послеаварийного анализа

ства защиты, и вывод отчетов диагностики. Среда экспертной системы CLIP используется, чтобы выполнить полные диагностические исследования [20].

5. ИЗУЧЕНИЕ СЛУЧАЕВ ОЦЕНКИ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ НА ПРИМЕРАХ

5.1. Тестирование релейной защиты

Три реле дистанционной защиты конфигурируются различными функциями защиты, обычно используемыми во время эксплуатации, чтобы выполнить тестирование защиты в офф-лайн режиме, используя предложенную методологию. Для примера в таблице 1 даны результаты, полученные при проверке соответствия для одного реле. В этом примере были смоделированы условия для различных типов неисправностей с разным местом и углом начала повреждения. Каждый тест был повторен 30 раз, и чтобы определить время срабатывания для тестируемого реле, были использованы статистические методы. Можно заметить очень интересные результаты относительно различий во времени срабатывания для различных условий повреждений, так же как различий между максимальными и минимальными значениями времени срабатывания для одной и той же неисправности.

Type	Loc [%]	α [deg]	Trip Zone	No.T	MeanT [ms]	MaxT [ms]	MinT [ms]	Devtn [ms]
AG	50	0	I	30	22.57	24.30	20.60	0.85
AG	90	90	II	30	318.20	357.1	313.4	7.87
BC	50	0	I	30	24.71	26.40	22.50	0.79
BC	90	90	II	30	356.23	357.1	355.1	0.59
BCG	50	0	I	30	18.73	20.10	17.90	0.58
BCG	90	90	II	30	365.47	370.3	360.0	1.12
ABC	50	0	I	30	20.88	21.90	20.00	0.61
ABC	90	90	II	30	359.65	361.3	357.2	1.41

Табл. 1: Пример статистических данных тестирования

Другой пример результатов полученных при проверке соответствия дан на рисунке 5. Показан сравнительный анализ времени отключения в зависимости от места повреждения для трех реле дистанционной защиты. Время отключения, показанное на рисунке, получено статистически после повторения нескольких испытаний. Заданы параметры защиты для отключения от зоны I с охватом 80% линии. Интересный результат – время отключения для некоторых реле оказалось намного

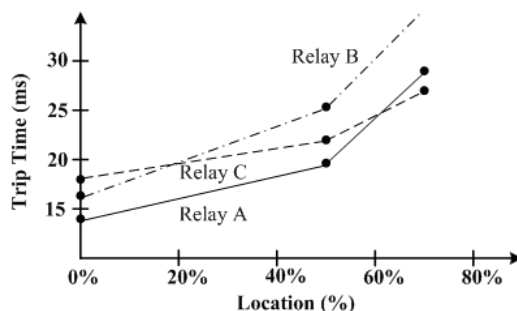


Рис. 5: Пример сравнительного анализа результатов

больше, чем ожидалось. Эти результаты предоставляют дополнительную информацию, которой нет в руководстве на устройство релейной защиты, и определенно могут повлиять на согласование схем релейной защиты.

Как видно из результатов проверки соответствия, некоторые реле работают не так как предусмотрено в условиях расширенного или сокращенного охвата зоны. Проверка также показывает, что во время некоторых ненормальных эксплуатационных режимов энергосистемы, а именно во время качаний мощности и в условиях большой нагрузки, зона 3 релейной защиты срабатывает неправильно, отключая исправные линии.

5.2. Мониторинг работы релейной защиты в он-лайн режиме

Приведен пример исследования, чтобы продемонстрировать процесс он-лайн мониторинга и анализа технических характеристик релейной защиты передовыми средствами обнаружения повреждений [21]. Подробно требования к данным и источники данных для осуществления исследования описаны в источнике [22]. Продвинутое средство он-лайн анализа повреждения обнаруживают неисправность, анализируя местные измерения. Прием анализа дерева событий предназначен для того, чтобы утвердить работу релейной защиты после того, как неисправность обнаружена и классифицирована. Для проверки точности алгоритмов генерируются различные сценарии повреждений. В качестве модели исследования выбрана линия передачи 500 кВ энергетической системы США, связывающая центральную область с юго-западной областью энергосистемы.

Было сгенерировано большое количество состояний неисправности и рабочих режимов, чтобы довести до конца процесс обучения для алгоритма NNFDC, в том числе повреждения различного типа, с различным местом, сопротивлением и углом повреждения. Всего существует 209 групп определенных метками в зависимости от типа неисправности. Для обучения нейронной сети было протестировано 5000 случаев. В процессе тестирования используются два алгоритма для классификации: алгоритм ближайшего соседнего элемента и нечеткий алгоритм k -го ближайшего соседнего элемента. На рисунке 6 показаны ошибки классификации неисправности для алгоритма ближайшего соседнего элемента и нечеткого алгоритма k -го ближайшего соседнего элемента. В данном примере $k = 4$.

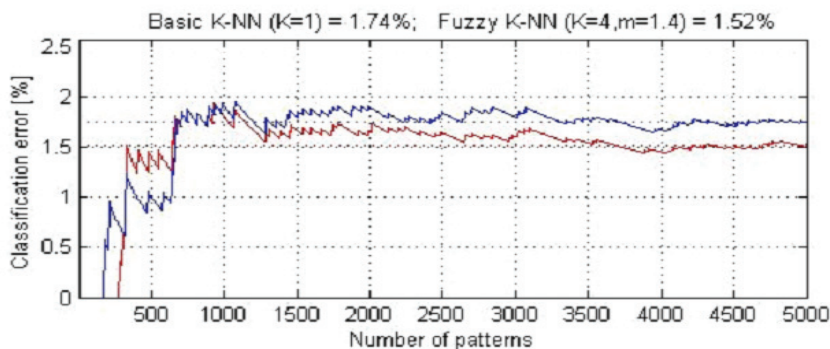


Рис. 6: Ошибки для методов классификации неисправностей с использованием нейронной сети

SSFL алгоритм был протестирован на модели той же линии передач. 140 неисправностей было сформировано путем произвольного задания параметров. Задаваемые данные это также напряжения и токи повреждений, поданные с двух концов линии, что охватывает случаи различных типов повреждений, с различным местом и сопротивлением повреждения. В таблице 2 приведены шесть случаев расчетов по SSFL алгоритму. Из всех случаев максимальная ошибка составила 3,6992%; минимальная ошибка – 0,0234%.

	Fault Type	Fault Distance (mile)	Fault Resistance (Ω)	Fault Angle (degree)	Fault Location (mile)	Error (%)
1	CAG	85.2	3.1	199.9	85.25	0.0234
2	ABCG	23.1	13.1	38.2	22.51	0.2870
3	AB	38.3	15.1	3.8	37.48	0.3933
4	BCG	19.6	2.5	239.7	21.57	1.0016
5	AG	176.4	9.2	98.5	174.60	0.8917
6	ABCG	68.0	2.3	102.8	66.60	3.6992

Табл. 2: Результаты для SSFL алгоритма

5.3. Применение экспертной системы для диагностики функционирования релейной защиты

Для демонстрации возможностей диагностики релейной защиты использован простой случай неисправности. Чтобы вызвать срабатывание релейной защиты, было сформировано междуфазное замыкание на землю при помощи средств, показанных на рисунке 2.

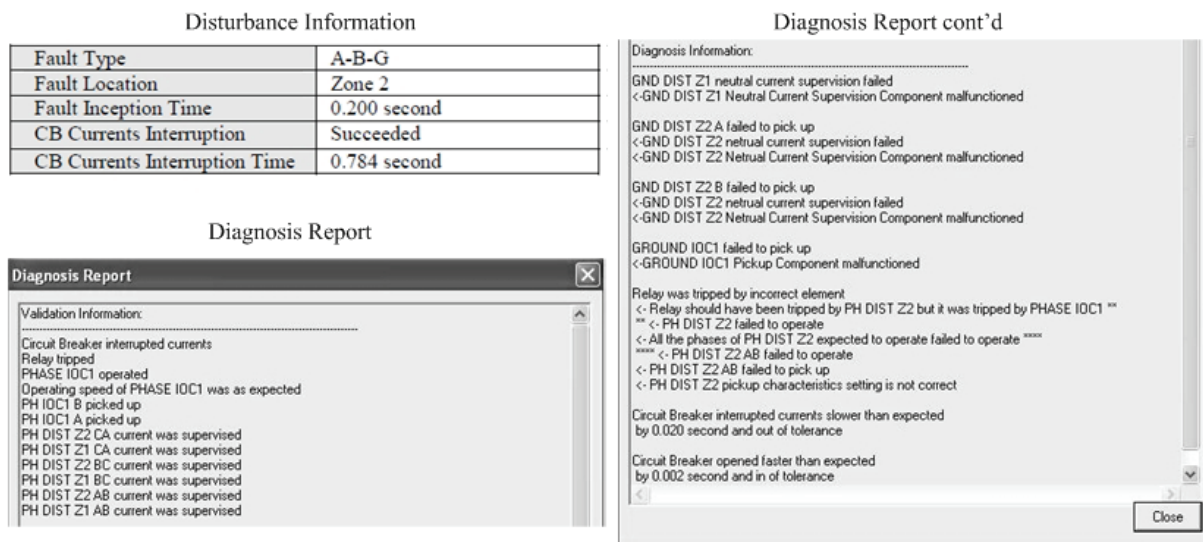


Рис. 7: Информация о неисправности и отчет о диагностике работы релейной защиты

Как показано в окне отчета диагностики на рисунке 7, отключение от релейной защиты было произведено по сигналу PHASE IOC. От релейной защиты был отключен выключатель, и прекратилось протекание токов повреждения. Как можно видеть в окне диагностики, было обнаружено и диагностировано несколько отклонений от нормальной работы. Контур от междуфазных повреждений второй зоны дистанционной защиты не сработал из-за неверных уставок чувствительного органа. Измерительный орган контура второй зоны от замыканий на землю не сработал из-за неверного

измерения тока нейтрали. Также не срабатывает дополнительная функция отсечки по току нулевой последовательности. Основываясь на этих результатах, можно заключить, что имела место неисправность токового канала нейтрали. Также имеется информация по диагностике времени работы выключателя. Выключатель был отключен несколько быстрее, чем ожидалось, но в пределах допустимого. Однако время разрыва токов повреждения превысило допустимую норму.

6. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном докладе представлено три группы способов и методов оценки исполнения релейной защиты. Тестирование релейной защиты позволяет подтвердить эффективность разработанной логики алгоритмов защиты, снять характеристики работы реле, проверить выбранные уставки и обнаружить режимы, которые могут привести к непредусмотренным срабатываниям. Передовой подход к анализу повреждений в он-лайн режиме сочетает обнаружение и классификацию повреждений с использованием нейронных сетей (NNFDC), алгоритм определения места повреждения на базе синхронизированных выборок (SSFL) и анализ дерева событий. Результаты анализа могут быть использованы для выбора действий направленных на подавление неверной или непредусмотренной работы релейной защиты в сложных режимах. Послеаварийный анализ с использованием экспертной системы определяет, соответствуют ли действия релейной защиты по устранению повреждения ожидаемым, исходя из анализа отчетов об аномальных режимах и осциллограмм. Это позволяет обнаружить неверно заданные уставки и отследить неисправности в работе компонентов защиты.

7. БЛАГОДАРНОСТЬ

Глубоко признателен выпускникам аспирантуры S. Vasilic, N. Zhang, and X. Luo за содействие при подготовке данного доклада.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] U.S.-Canada Power System Outage Task Force, “Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations”, April 5, 2004. [Online]. Available: <http://www.nerc.com>
- [2] N. Zhang and M. Kezunovic, “A Real Time Fault Analysis Tool for Monitoring Operation of Transmission Line Protective Relay,” *Electric Power Systems Research Journal*, Vol. 77, No. 3-4, pp. 361-370, March 2007.
- [3] O.A.S. Youssef, “Fault Classification Based on Wavelet Transforms,” *IEEE T&D Conf.*, Atlanta, GA, Oct. 28–Nov.2 2001.
- [4] J. Jiang, C. Chen, C. Liu, “A New Protection Scheme for Fault Detection, Direction Discrimination, Classification, and Location in Transmission Lines,” *IEEE Trans. Power Delivery*, Vol. 18, No. 1, pp. 34-42, 2004.
- [5] A.A. Girgis, M.B. Johns, “A Hybrid Expert System for Faulted Section Identification, Fault Type Classification and Selection of Fault Location Algorithms,” *IEEE Trans. Power Delivery*, Vol. 4, No. 1, pp. 978-985, 1996.
- [6] M. Kezunovic, J. Ren, “New Test Methodology for Evaluating Protective Relay Security and Dependability,” *IEEE PES General Meeting*, Pittsburgh, July 2008.
- [7] P.G. McLaren, C. Henville, V. Skendzic, A. Girgis, M. Sachdev, G. Benmouyal, K. Mustaphi, M. Kezunovic, Lj. Kojovic, M. Meisinger, C. Simon, T. Sidhu, R. Marttila, D. Tziouvaras, “Software Models for Relays,” *IEEE Transaction on Power Delivery*, Vol. 16, No. 2, pp. 238-246, April 2001.
- [8] M. Kezunovic, B.A. Pickett, M.G. Adamiak, G.E. Alexander, K.R. Carr, G. Chirco, J. Esztergalyos, M. Jerosolimski, W.C. Kotheimer, R. Marttila, J.L. McElray, S.M. McKenna, P.G. McLaren, R.J. Murphy, J. Nordstrom, “Digital Simulator Performance Requirements for Relay Testing,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 13, No. 1, pp. 78-84, January 1998.

- [9] Power System Relaying Committee, “EMTP Reference Models for Transmission Line Relay Testing Report,” draft 10a, Dec. 2004. [Online]. Available: <http://www.pes-psrc.org>
- [10] M. Kezunovic, Y.Q. Xia, Y. Guo, C.W. Fromen, D.R. Sevcik, “Distance Relay Application Testing Using a Digital Simulator,” IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 12, No. 1, pp. 72-82, January 1997.
- [11] S.K.M. Kodsi, C.A. Canizares, “Modeling and Simulation of IEEE 14 Bus System with FACTS Controllers,” Technical Report 2003-3, Waterloo, Canada, 2003. [Online]. Available: <http://www.power.uwaterloo.ca>
- [12] IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE), IEEE Standard C37.111-1999, March 1999.
- [13] Test Laboratories International, Inc. Relay Assistant-Digital Simulator Software, 2004. [Online]. Available: <http://www.tli-inc.com>.
- [14] S. Vasilic, M. Kezunovic, “Fuzzy ART Neural Network Algorithm for Classifying the Power System Faults,” IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 20, No. 2, pp. 1306-1314, April 2005.
- [15] M. Kezunovic, B. Perunicic, “Automated Transmission Line Fault Analysis Using Synchronized Sampling at Two Ends,” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No. 1, February 1996.
- [16] M. Kezunovic, and C. Pang, “Improved Transmission Line Protection During Cascading Events,” CIGRE B5 Colloquium, Madrid, Spain, October 2007.
- [17] N. Zhang, M. Kezunovic, “Verifying the Protection System Operation Using an Advanced Fault Analysis Tool Combined with the Event Tree Analysis”, NAPS2004, 36th Annual North American Power Symposium, Moscow, Idaho, August, 2004.
- [18] J. Giarratano, G. Riley, Expert Systems Principles and Programming, PWS Publishing Company, Boston, 1994.
- [19] X. Luo, M. Kezunovic, “An Expert System for Diagnosis of Digital Relay Operation,” 13th Conference on Intelligent Systems Application to Power Systems, Washington DC, USA, November 2005.
- [20] J.C. Giarratano, CLIPS User’s Guide, Version 6.20, NASA Lyndon B. Johnson Space Center, Houston, TX, 2002.
- [21] PSerc Project S29 Final Report – Part I, “Detection, Prevention and Mitigation of Cascading Events”, PSerc Publication 08-18. [Online] Available: <http://www.pserc.org>.
- [22] C. Pang, M. Kezunovic, “Information Management System for Detecting Cascading Events,” PowerCon 2008 and 2008 IEEE Power India Conference, New Delhi, India, October, 2008.

Статические и динамические испытания цифровых измерительных устройств, предназначенных для целей защиты энергосистемы

MARCIN GURBIEL

Otto-von-Guericke University Magdeburg, Германия

PRZEMYSŁAW KOMARNICKI

**Fraunhofer Institute for Factory Operation and Automation,
Германия**

ZBIGNIEW STYCZYNSKI

Otto-von-Guericke University Magdeburg, Германия

JOERG BLUMSCHEIN

Siemens AG, Германия

ARUN PHADKE

Virginia Tech., США

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Цифровые измерительные устройства, измерения с меткой времени, устройство организации шины процесса (полевое устройство), устройства измерения параметров векторов, испытания на точность

1. ВВЕДЕНИЕ

Степень применения цифровых технологий для измерения параметров энергосистем в будущем будет только увеличиваться. Их скорость обработки данных, возможности синхронизации измерений и обмена данными между устройствами с передачей данных в режиме реального времени, которая доступна в большинстве новых устройств, делает их чрезвычайно полезным источником параметров сети для целей контроля энергосистемы, организации схем управления и защиты. Устройства, присутствующие на рынке в данный момент, используют различные обработки входных сигналов. Это разнообразие зависит во многих случаях от производителей и области применения устройств, например, выходные пакеты данных устройств организации шины процесса (MU = merging unit = устройство организации шины процесса или полевое устройство) можно использовать для устройств защиты, в то время как выходные данные устройств измерения параметров векторов (PMU = phasor measurement unit = устройство измерения параметров векторов) используются в энергосистеме в прикладных целях. Чтобы гарантировать надежность и точность работы таких устройств, необходимы руководящие указания по проведению их испытаний.

Оборудование для проведения испытаний и методики оценки погрешностей, которые уже разработаны для устройств измерения параметров векторов [1][6][7][8][9], следует адаптировать для проведения испытаний различных цифровых измерительных устройств. В этой статье представлен процесс проведения испытаний на точность для полевых устройств и устройств измерения параметров векторов. В статье представлены эти схемы методик проверок, их различия и схожесть относительно статических и динамических испытаний.

2. ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА НА БАЗЕ МЭК61850-9-2 И УСТРОЙСТВА ИЗМЕРЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ВЕКТОРОВ: РАЗЛИЧИЯ

2.1. Функциональность устройств и их область применения

Полевые устройства, прежде всего, разработаны для целей снабжения устройств защиты на подстанции, использующих протокол МЭК 61850, измеренными значениями тока и напряжения. Данные измерений, собранные и преобразованные согласно протоколу [3], посылаются в устройство защиты и другие устройства, подключенные к локальной сети. Частота дискретизации измерений стандартизирована в указанном выше стандарте и составляет 80 и 256 выборок за период. Это означает, что данные, получаемые любым полевым устройством, представляют собой дискретизированную информацию, получаемую из формы сигнала на входе устройства.

Устройство измерения параметров векторов – это устройство, которое измеряет значения напряжения и тока, снабжая измеренные значения информацией даты и времени. В противоположность полемому устройству, это устройство вычисляет амплитуду и угол векторов трехфазной системы, отдельно для токов и напряжений. Параметры векторов можно считать из устройства измерения параметров векторов способами, описанными стандартом [2]. Скорость составления отчетов данных обобщается в Таблице 1.

Промышленная частота	50 Гц		60 Гц				
	Скорость передачи замеров данных устройством измерения параметров векторов (замеров параметров в секунду) согласно IEEE C37.118	10	25	10	12	15	20
Скорость передачи замеров полевым устройством (замеров за период промышленной частоты согласно МЭК61850-9-2LE)	4000 (80 замеров/период)	12 800 (256 замеров/период)	4800 (80 замеров/период)	15 360 (256 замеров/период)			

Табл. 1: Скорость передачи замеров устройствами измерения параметров векторов и полевыми устройствами

То, что эти два типа устройств работают в разных временных рамках согласно их предназначению, является неоспоримым фактом. Полевые устройства можно использовать в быстродействующих сетях системы защиты (например, максимальная токовая защита на подстанциях), в то время как устройство измерения параметров векторов разработано для поддержки устойчивости работы энергосистемы.

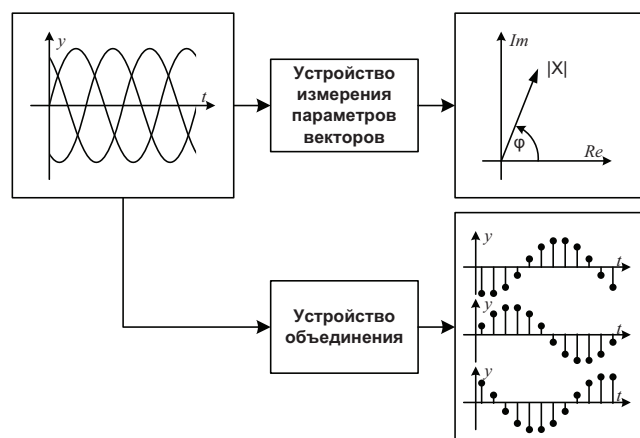


Рис. 1: Различия между полевыми устройствами и устройствами измерения параметров векторов

2.2. Требования к характеристикам устройств как результат требований принимающего устройства

Оба устройства предоставляют информацию о состоянии энергосистемы посредством оцифрованных измеренных данных кривых тока и напряжения (устройство организации шины процесса) или векторов прямой последовательности. Точность этих данных требует анализа, для чего учитывают любые требования устройств, получающих эти данные.

Испытания, результаты которых подтвердят статус любого полевого устройства как хорошо работающего устройства, должны включать проверку точности, а также совместимость с испытаниями по стандарту [3]. Требования к точности полевого устройства исходят от устройств защиты, которые используют измеренные данные полевых устройств. Для реле защиты необходимы измерения хорошей точности в диапазонах токов и напряжений, превышающих номинальные значения (например, измерения в режиме короткого замыкания), и измерения средней точности диапазонах номинальных значений и значений ниже номинальных. Полевое устройство должно быстро реагировать на любые мгновенные изменения измеряемых величин, таким образом, испытания должны также содержать и динамические тесты.

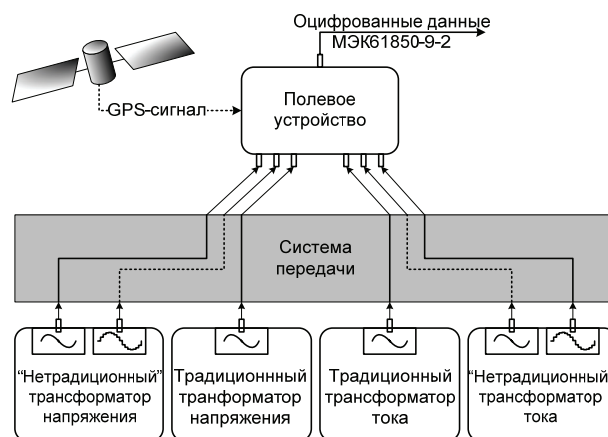


Рис. 2: Система полевых устройств, рассматриваемая как группа измерительных устройств, передающая система и отдельные устройства организации шины процесса.

Испытания полевого устройства также должны соответствовать структуре системы полевых устройств как системе, содержащей измерительные трансформаторы или любое другое оборудование, преобразующее сигналы измерений до подходящих уровней. Общая структура полевого устройства показана на рис. 2. Устройства организации шины процесса различных производителей используют различные подходы к организации структуры. В некоторых устройствах измерительные трансформаторы являются частью самих полевых устройств, а в некоторых используются конструктивно отдельные измерительные трансформаторы. В любом случае испытания должны проводиться учитывая измерительные трансформаторы и рассматривая их как неотъемлемую часть полевого устройства.

Устройство измерения параметров векторов работает большей частью в области медленно действующих защит и контроля. По этой причине точность измерений этого устройства и точность прогнозирования параметров вектора имеют в этом случае первостепенный интерес. Устройства измерения параметров векторов разработаны для установки их на удаленных объектах, на большом расстоянии друг от друга, в то время как должна сохраняться возможность сравнения данных между любыми из этих устройств. Это возможно благодаря GPS-синхронизации и присвоению меток времени вычисляемым векторам. Поэтому GPS-синхронизация и присвоение меток точного времени имеют большое значение.

Программы испытания должны включать синусоидальные и гармонические сигналы, а также учитывать возможные ситуации, возникающие при работе энергосистемы. Возможные изменения

частоты, угла и амплитуды влияют на расчет вектора, и должны быть учтены в программах испытаний. Нельзя пренебрегать и синхронизацией времени, так как присвоение меток времени играет важную роль в работе устройств измерения параметров векторов.

3. ИСПЫТАТЕЛЬНАЯ УСТАНОВКА ДЛЯ НОВЫХ ЦИФРОВЫХ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

Испытательный стенд (рис. 3) имеет модульную структуру, что позволяет с легкостью модернизировать его. На стенде можно испытывать одновременно несколько устройств. Испытательный стенд включает в себя:

- Тракт генерирования сигналов, включающий генератор случайных сигналов и усилителей тока и напряжения. Эти компоненты служат для моделирования сценария испытания.
- Тракт контрольных измерений, состоящий из трансформаторов тока и напряжения и устройства контрольных измерений.
- Тракт синхронизации, составленный из GPS-приемника с выходами времени PPS и LAN.
- ПК с установленными приложениями для считывания данных с PMU и MU.

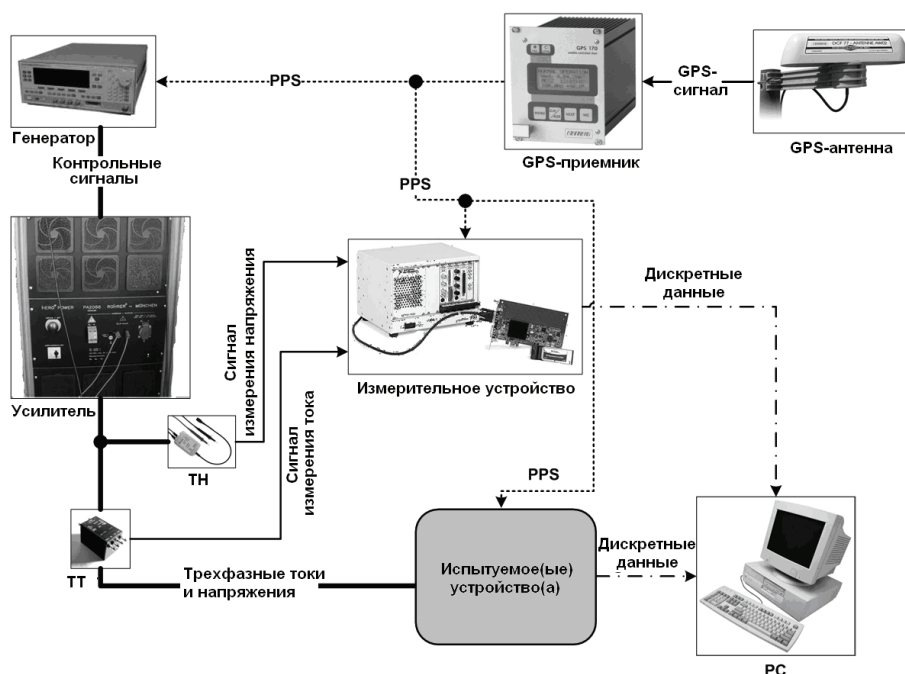


Рис. 3: Испытательный стенд для проведения испытаний устройств измерения параметров векторов и полевых устройств

4. ПРОГРАММЫ ИСПЫТАНИЙ И МЕТОДЫ ОЦЕНКИ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ

Испытания устройства измерения параметров векторов и полевого устройства состоят из программы испытаний и оценки неопределенности измерений. Программы испытаний должны иметь сходство с условиями работы энергосистемы, с которыми эти устройства (MU и PMU) могут сталкиваться. При испытаниях необходимо отобразить такие ситуации, как короткие замыкания, скачки и плавные изменения частоты, несимметрия напряжений и токов, а также различные значения напряжений и токов.

Точность измерений испытываемого устройства должна быть корректно рассчитана. Для этого требуются надлежащие методы оценки, которые учитывают требования оборудования, которое использует данные измерений полевых устройств и устройств измерения параметров векторов.

4.1. Оценка неопределенности измерений как функция требований к характеристикам

4.1.1. Устройство измерения параметров векторов

Точность устройства измерения векторов согласно [2] определяется как суммарный вектор погрешности (TVE = total vector error = суммарный вектор погрешности) (1). Однако, TVE является только одним из факторов, которые могут повлиять на точность РМУ. Другие факторы, которые можно учитывать при анализе точности это абсолютная погрешность вектора и его угловая погрешность:

$$TVE = \sqrt{\frac{(X_r - X_r^*)^2 + (X_i - X_i^*)^2}{(X_r^*)^2 + (X_i^*)^2}}, \quad (1)$$

где X_r, X_i – действительная и мнимая части измеренного вектора (устройством измерения параметров векторов); X_r^*, X_i^* – действительная и мнимая части измеренного вектора (контрольным измерительным устройством).

Для расчета погрешности необходим опорный вектор (контрольный вектор). Первым шагом является получение достаточного количества выборок контрольного измерения для прогнозирования векторов для каждой фазы. Выборки собираются в окне измерения длительностью два периода промышленной частоты, для каждой фазы на основе преобразований Фурье рассчитывается свой вектор (2). На следующем этапе выполняется вычисление составляющих прямой последовательности трехфазной системы; прямая последовательность рассматривается как трехфазная система векторов.

$$X = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{k=1}^N x_k e^{-jk(\frac{2\pi}{N})}, \quad (2)$$

где X – вектор; N – количество фаз; x_k – k -ая выборка опорного измерения.

Последний шаг заключается в расчете точности, а именно расчете TVE (1), погрешности амплитуды вектора (3) и угловой погрешности замера.

Эти операции выполняются 200 раз, результатом которых является 200 значений погрешностей, из которых рассчитывается и сохраняется среднее значение.

$$\Delta X = \frac{|X| - |X^*|}{|X^*|} \cdot 100\%, \quad (3)$$

где X – вектор, измеряемый РМУ; X^* – опорный (контрольный) вектор.

4.1.2. Полевое устройство

Прежде всего данные измерений полевого устройства предназначены для устройств защиты. Эти устройства обычно быстро реагируют на повреждение в энергосистеме, т.е. они обнаруживают повреждение на основе анализа лишь небольшого числа выборок измерений. В этом случае важна точность каждой выборки. Принимая во внимание этот факт, был разработан метод “Sample-to-Sample” (“от выборки к выборке”). Метод берет каждую выборку измерений полевого устройства из

окна измерений и сравнивает ее с соответствующим контрольным замером. Результатом сравнения является разница между значениями выборок полевого устройства и контрольными измерениями, рассчитанная и отнесенная к среднеквадратическому значению за период, к которому эта выборка относится (4). Набор таких погрешностей за заданный период анализа является основой для расчета среднего значения, стандартного (среднеквадратического) отклонения и максимального значения погрешностей.

$$\delta = \frac{x_n - x_n^*}{X_{RMS}^*} \cdot 100\%, \quad (4)$$

где x_n – n-ное значение за период, измеренное полевым устройством; x_n^* – n-ное значение за период, контрольное измерение; X_{RMS}^* – среднеквадратическое значение устройства контрольных измерений.

Полевое устройство может также служить источником измеренных данных, которые можно использовать для целей мониторинга. В этом полевое устройство имеет сходство с функциями устройства измерения параметров векторов. Выборки полевого устройства можно использовать в других устройствах (например, в устройствах мониторинга, банках данных) для расчета параметров напряжения и тока (например, среднеквадратических значений, векторов и т.д.). По этой причине можно использовать механизм оценки точности измерений для устройства измерения параметров векторов. Однако, интерес представляют неопределенности измерений, имеющиеся в каждой фазе; таким образом, трехфазная система векторов не рассчитывается, а анализ погрешностей ведется для векторов каждой отдельной фазы.

4.2. Программы испытаний как функция событий в энергосистеме

Устройства MU и PMU должны корректно измерять токи и напряжения не только при нормальных режимах работы энергосистемы, но также и в режимах повреждений и аномальных рабочих условиях. Поэтому необходимо оценить точность, используя программы испытаний, учитывающие такие ситуации. Объем испытаний должен учитывать события, обычно происходящие в энергосистеме, объем испытаний необходимо расширить, чтобы учесть состояния, реально возможные в энергосистеме.

4.2.1. Статические испытания – испытания на точность

Программы статических испытаний моделируют энергосистему в установившемся режиме работы. Эти программы учитывают нормальные условия работы сети, а также испытания, при которых измеряемый сигнал содержит высшие гармоники.

Программы испытаний с изменением амплитуды делятся на симметричные и несимметричные. В обоих случаях амплитуда изменяется от 10% до 120% от номинального значения тока или напряжения для тестируемого устройства. При несимметричных испытаниях амплитуда изменяется только для одной фазы, в то время как к остальным фазам прикладываются номинальные значения тока или напряжения. Обе программы используют чисто синусоидальные сигналы частотой 50 Гц.

Программы испытаний с изменением угла аналогичны испытаниям с изменением амплитуды. Однако на этот раз амплитуда сигнала неизменна и равна 100% от номинальных значений тока и напряжения. Угол изменяется от -10° до 10° . Частота сигналов 50 Гц.

Частота измеряемых напряжений или токов может оказывать влияние на точность измерений полевого устройства и устройства измерения параметров векторов. Испытания, при которых проверяется влияние этого явления, проводятся для диапазона частот от 45 Гц до 55 Гц с приращением 1 Гц. В качестве сигналов используются трехфазные симметричные синусоидальные кривые с амплитудой 100% от номинальных значений тока или напряжения испытываемого устройства.

Последние три статических испытания это испытания при наличии в сигнале высших гармонических составляющих. Испытания пологой кривой или качаниями для устройств MU и PMU определяются в [5]. Программа испытаний высшими гармониками приведена в Таблице 2.

Программа испытаний	Формулировка						
		h_1 [%]	h_3 [%]	h_5 [%]	h_7 [%]	h_9 [%]	h_{11} [%]
Испытание гармоническими составляющими	Ток	100	8	3	2.6	1.7	1.4
	Напряжение	100	3	3	1	0	1

Табл. 2: Формулировка испытания гармоническими составляющими

4.2.2. Динамические испытания - испытания на проверку поведения устройств

Важность быстроты реакции и корректности измерений испытываемого устройства при динамически изменяющихся условиях объясняет развитие динамических испытаний. Испытания такого рода должны включать переходные процессы в энергосистеме.

Первая группа испытаний включает быстрые изменения амплитуды напряжений и токов. Эта группа также включает испытания по ступенчатому изменению напряжения. Программа испытания ступенчатым изменением напряжения определяет мгновенное увеличение амплитуды синусоидального сигнала от 100% до 120% от номинального значения амплитуды тока или напряжения. Программа испытания ступенчатым изменением напряжения определяет мгновенное уменьшение амплитуды синусоидального сигнала от 100% до 80%.

Программа испытаний ступенчатым изменением угла определяется реакцией устройств МУ и РМУ на изменение угла на $+180^\circ$ или $+90^\circ$ для всей трехфазной системы в целом. Амплитудные значения трех фаз напряжений и токов сохраняются равными номинальным значениям (т.е. $100\%X_N$).

Аналогичные шаги проводятся и для изменения частоты. Это определяет две дополнительных программы, для которых частота для трехфазной системы быстро изменяется на $+5$ или -5 Гц со значения 50 Гц. Амплитудные значения трехфазной системы постоянны и равны $100\%X_N$.

Дополнительные программы, которые моделируют повреждения в энергосистеме это программы моделирования коротких замыканий (КЗ). Эти программы основаны на реальных измерениях подобных событий в энергосистеме и моделируются генератором случайных сигналов.

Динамические испытания не используют оценку неопределенности измерений. Они дают только качественную оценку реакции и поведения испытываемых устройств.

4.2.3. Разносторонние испытания

Последняя группа испытаний это проверки, действительные только для одного из испытываемых устройств.

Испытание на построение сглаженной кривой предназначено для иллюстрации свойств фильтрации-сглаживания полевого устройства. К полемому устройству подводятся синусоидальные сигналы с частотой, большей половины частоты дискретизации полевого устройства. Входные сигналы частотой выше 50% от частоты дискретизации полевого устройства должны быть отфильтрованы сглаживающим фильтром. Однако, фильтрация никогда не бывает идеальной. Поэтому измерения полевого устройства будут содержать составляющие частот, зеркально отображенные от половины частоты дискретизации (5).

$$f_{out} = f_s - f_{in} \text{ when } \frac{1}{2}f_s \leq f_{in} \leq f_s, \quad (5)$$

где f_{out} – частота выходного сигнала; f_s – частота дискретизации МУ; f_{in} – частота входного сигнала.

Процесс испытания на фильтрацию-сглаживание включает в себя:

- Генерирование входных синусоидальных токов и напряжений с номинальной амплитудой и частотой f_{in} .

- Дискретное преобразование Фурье для контрольных измерений и измерений полевого устройства.
- Расчет затухания согласно выражению (6).

$$\text{Затухание} = 20 \log \frac{X_{f_{out}}}{X_{f_{in}}}, \quad (6)$$

где $X_{f_{out}}$ – компонент амплитуды выходного сигнала при частоте f_{out} ; $X_{f_{in}}$ – амплитуда входного сигнала при частоте f_{in} .

Программа испытаний на предмет помех моделирует для полевого устройства воздействия сигналов произвольной величины. Полевое устройство в этом случае отключено от усилителей, входы напряжения заземлены, а токовые входы разомкнуты. Измерения выполняются в течение 1 секунды, а затем для измерений по каждому входу вычисляется среднеквадратичное значение

Программа испытаний при пологом изменении частоты используется при испытаниях устройства измерения параметров векторов. Частота изменяется со значения 50 Гц до значения 54.8 Гц за одну секунду. Величина наклона для этого испытания была получена из реальных измерений, проведенных в энергосистеме Германии. Этот случай является примером экстремальной ситуации, которая может возникнуть в энергосистеме. Амплитуда входных сигналов удерживается равной номинальным значениям.

5. ПРИМЕР РЕЗУЛЬТАТОВ ИСПЫТАНИЙ

5.1. Испытания на фильтрацию-сглаживание (для полевого устройства)

Тест на фильтрацию-сглаживание проводился для диапазона частот входного сигнала от 3700 Гц до 3960 Гц. Частота дискретизации полевого устройства была установлена равной 4 кГц. Поэтому компоненты разложения Фурье, взятые для расчета затухания при фильтрации, были получены для частот от 300 Гц (для 3700 Гц) до 40 Гц (для 3960 Гц). Согласно стандарту [4] при правильной работе фильтра сглаживания затухание должно составлять 40 дБ в рассматриваемом диапазоне частот. На рис. 4-а соответствующее затухание достигнуто для частот менее 44 Гц. Затухание в каждой фазе при 50 Гц равняется 38.64 дБ для фазы 1, 38.69 дБ для фазы 2 и 38.75 дБ для фазы 3.

5.2. Испытания помехами (для полевого устройства)

Испытания помехами выполнялись согласно описанию, приведенному в параграфе 4. Среднеквадратичные значения сигналов помех для каждой фазы равны 7.0 мВ, 6.6 мВ, 6.9 мВ (Фаза 1, Фаза 2, Фаза 3). Спектр помех показан на рис. 4б. Это испытание не показало значительных помех в тракте измерения напряжения полевого устройства.

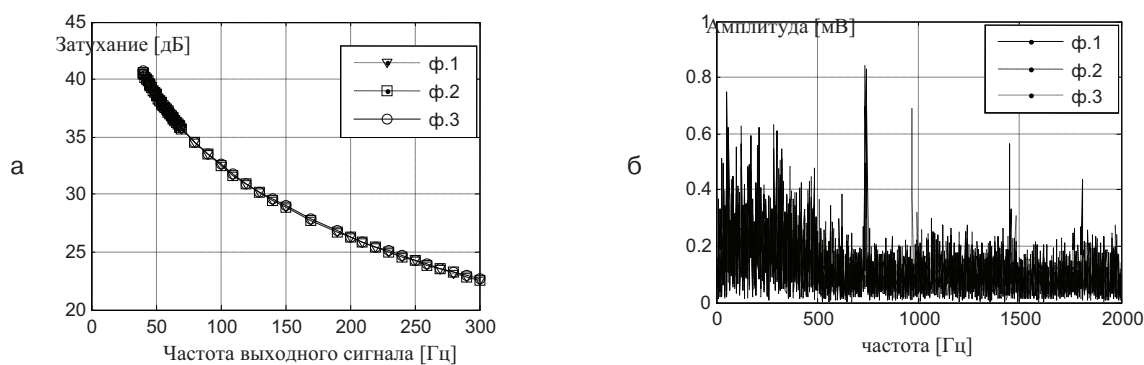


Рис. 4: а) Испытание фильтрации-сглаживания для полевого устройства и б) Испытания помехами

5.3. Плавное изменение частоты (для устройства измерения параметров векторов)

Плавное изменение частоты, показанное на рис. 5, иллюстрирует реакцию двух устройств измерения параметров векторов на изменение частоты. Измерение частоты для каждого из РМУ различается. В обоих случаях измеряемая частота запаздывала относительно контрольных измерений частоты, однако РМУ2 показал большую задержку. Изменение частоты повлияло также и на замер амплитуды вектора. В этом случае РМУ2 также показало меньшую точность.

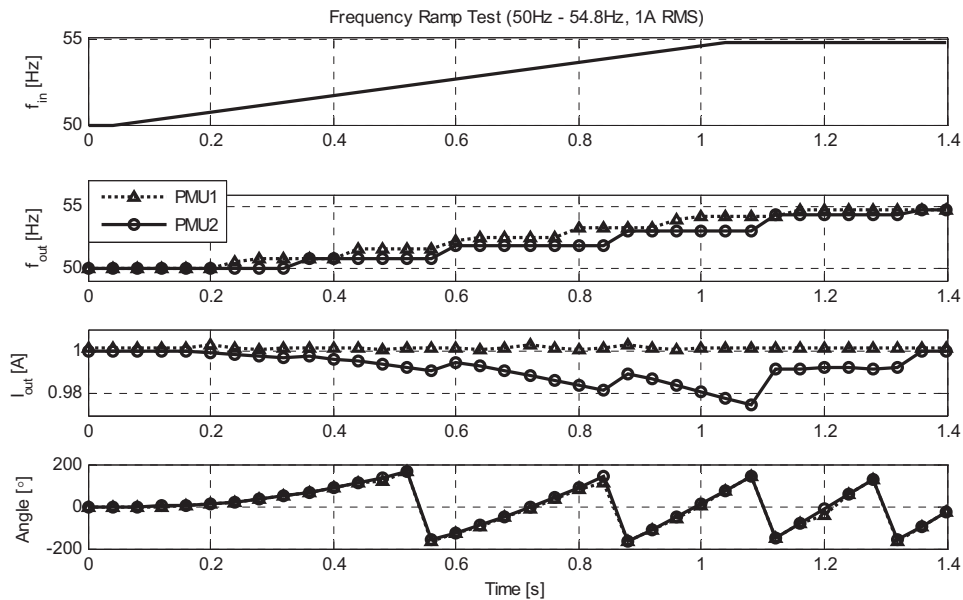


Рис. 5: Испытание плавным снижением частоты, проведенным для двух РМУ

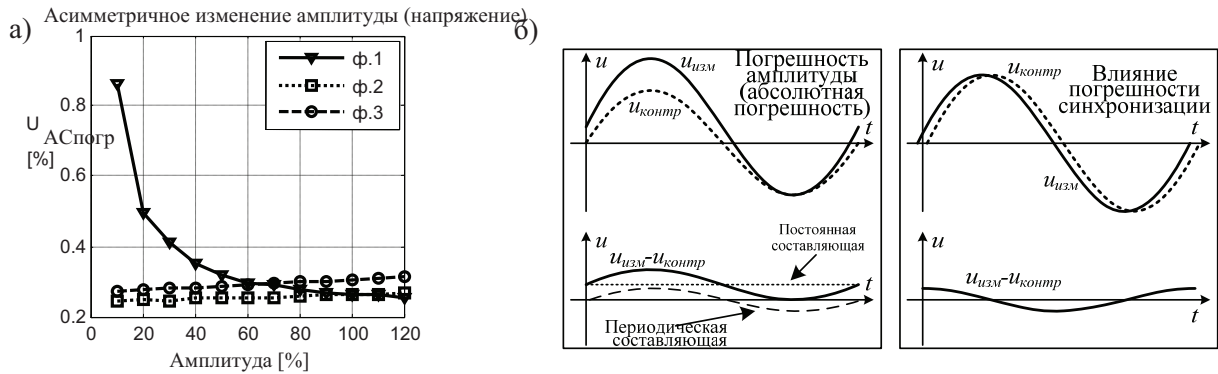


Рис. 6: а) Метод проверки «от выборки к выборке» с программой асимметричного изменения амплитуды; б) Определение факторов погрешности при проверке «от выборки к выборке»

5.4. Программа испытаний асимметричным изменением амплитуды с методом анализа «от выборки к выборке» (для полевого устройства)

Факторы, рассчитанные по методу проверки «от выборки к выборке», а именно, стандартные (среднеквадратичные) отклонения, средние и максимальные значения, содержат информацию о погрешностях полевых устройств. Среднее значение, рассчитанное по методу «от выборки к выборке»

содержит информацию о постоянной (апериодической) составляющей (см. рис. 6б). Стандартным отклонением метода “от выборки к выборке” является периодическая погрешность.

Рис. 2а иллюстрирует испытания с изменением амплитуды в одной фазе с помощью метода “от выборки к выборке”. Полевое устройство показывает значительную погрешность измерения при низком уровне сигнала напряжения; погрешность уменьшается при увеличении амплитуды.

6. ВЫВОДЫ

Цифровые устройства измерения, которые можно использовать в качестве цифрового интерфейса между энергосистемой и устройствами защиты энергосистемы, требует проведения соответствующих испытаний на точность. Программы испытаний должны моделировать не только рабочие условия энергосистемы, но и отражать требования устройств защиты.

Программы, представленные в этой статье, являются комбинацией теоретических программ и испытаний, основанных на реальных условиях работы энергосистем. Статические испытания включают проверку неопределенности измерений и для полевых устройств, и для устройств измерения параметров векторов. Динамические испытания моделируют для устройств MU и PMU такие ситуации как короткие замыкания, провалы и повышение тока и напряжения, скачкообразное (ступенчатое) изменение углов и частоты. Существуют также специализированные тесты, которые разработаны для проверки производительности оборудования, в частности, устройств MU и PMU. Одно такое испытание, проиллюстрированное в этой статье, это плавное изменение частоты; это испытание является специализированным испытанием для устройства измерения параметров векторов. Этот тест показал большие различия в точности между двумя PMU и таким образом, оправдал свое применение. Важные тесты на производительность, а именно испытание на фильтрацию-сглаживание и испытание помехами (оба применялись для проверки полевого устройства), предоставляют хорошую информацию о работе устройств MU и позволяют понять принцип действия их компонентов.

Для программ испытаний на точность необходимы правильные методики анализа оценки точности. Методы, предлагаемые в этой статье, разработаны для соответствия требованиям в части точности, которые исходят от устройств-приемников этих измеренных данных. Метод на основе векторов подходит для анализа точности PMU и покрывает требования, выставяемые стандартом [2]. Метод “от выборки к выборке” является другим подходом для тестирования полевых устройств и разработан, чтобы удовлетворять требованиям в части точности в тех случаях, когда доступно лишь небольшое количество выборок.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] North American SynchronPhasor Initiative (NASPI), Performance and Standards Task Team (PSTT), “PMU System Testing and Calibration Guide”, 5 November 2007.
- [2] IEEE Standard for Synchronphasors for Power Systems (IEEE C37.118TM-2005, revision of IEEE Std 1344TM-1995), Power System Relaying Committee of the IEEE Power Engineering Society, Approved 1 February 2006 American National Standards Institute Approved 21 October 2005.
- [3] IEC 61850-9-2 Communication networks and systems in substations Part 9-2: Specific Communication Service Mapping (SCSM) Sampled values over ISO/IEC 8802-3, Apr 1, 2004.
- [4] Instrument transformers – Part 8: Electronic current transformers, IEC 60044-8, July 2002.
- [5] IEC 61000-4-13 Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-13: Testing and measurement techniques – Harmonics and interharmonics including mains signaling at a.c. power port, low frequency immunity tests.
- [6] Phadke, A.; Kasztenny, B.; Synchronized Phasor and Frequency Measurement Under Transient Conditions, IEEE Transactions on Power Delivery, January 2009.
- [7] Komarnicki, P.; Dzienis, C.; Styczynski, Z.A.; Blumschein, J.; Centeno V.: Practical Experience with PMU System Testing and Calibration Requirements. IEEE General Meeting, Pittsburgh, Pennsylvania, USA, July 2008.

- [8] Komarnicki, P.; Dzieńis, C.; Styczynski, Z. A.; Phadke, A.; Blumschein, J.; “Optimized Testing Procedures for Phasor Measurement Units.” APE Conference, Subsection II.2, pp. 145-152, Jurata, Poland, 13-15 June 2007.
- [9] J. Depablos, V. Centeno, Arun G. Phadke, M. Ingram, “Comparative Testing of Synchronized Phasor Measurement Units”, IEEE Power Engineering Society, 2004.

Приём расчёта токов короткого замыкания и неполнофазных режимов с учётом электромеханических переходных процессов

Р.А. ВАЙНШТЕЙН
Томский политехнический университет
К.С. ЛОЗИНСКИЙ
Сибирский химический комбинат

Россия
vra@tpu.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Релейная защита, токи короткого замыкания, электромеханический переходный процесс.

1. ВВЕДЕНИЕ

Общеизвестно, что изменение фазовых углов между электродвижущими силами (ЭДС) генераторов из-за электромеханического переходного процесса, имеющего место при каких-либо возмущениях, в том числе при несимметричных коротких замыканиях и неполнофазных режимах, оказывает влияние на значения токов и напряжений и на их симметричные составляющие. Причём интенсивность и характер этого влияния зависят от текущего состояния схемы сети, доаварийного режима, места и вида несимметрии и других факторов.

В настоящее время расчёты электромеханических переходных процессов для целей проектирования и анализа средств противоаварийной автоматики обычно проводятся с помощью программных комплексов, построенных на базе схемы замещения прямой последовательности. Влияние поперечной или продольной несимметрии на составляющие прямой последовательности токов и напряжений, а следовательно и на электромагнитные моменты электрических машин, учитывается включением шунтов короткого замыкания или добавочных сопротивлений, определяемых каким-либо образом.

2. ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

В данной работе предлагается приём, позволяющий объединить расчёты электромеханических переходных процессов с расчётами несимметричных режимов и дающий возможность определения симметричных составляющих токов и напряжений в любой ветви и в любом узле схемы сети в ходе электромеханического переходного процесса. Для реализации этого приёма в качестве основной может использоваться какая-либо программа для расчёта электромеханических переходных процессов. В данном случае используется программа «Мустанг».

Предлагаемый приём расчёта заключается в том, что шунт короткого замыкания или добавочное сопротивление представляется в виде развёрнутых схем обратной и нулевой последовательности.

Соединение этих схем между собой и с исходной схемой прямой последовательности, в соответствии с видом несимметрии, осуществляется в темпе переходного процесса средствами, имеющимися в основной программе. При этом в ходе расчёта возможна смена видов несимметрии по каким-либо факторам, что позволяет моделировать процессы, например в цикле однофазного автоматического повторного включения (ОАПВ) и др.

Для реализации предлагаемого приёма расчёта разработаны правила и вспомогательная программа для автоматического формирования схем обратной и нулевой последовательности по исходной схеме

прямой последовательности из основной программы и необходимой дополнительной информации [1]. При этом используются только внешние средства обращения к основной программе. Обмен данными между программами осуществляется через унифицированный формат ЦДУ. Схемы обратной и нулевой последовательности, как это и требуется в соответствии с методом симметричных составляющих, формируются с обратным проводом и в них сохраняются трансформаторные связи, поэтому симметричные составляющие токов и напряжений оказываются приведёнными к своей ступени напряжения. В поперечные ветви схем обратной и нулевой последовательности вводятся идеальные трансформаторы для согласования ступеней напряжения узлов со ступенью напряжения, принятой для общей точки (обратного провода).

Параметры элементов в схемах обратной и нулевой последовательности задаются по общепринятым правилам, а сопротивления нагрузочных ветвей в схеме обратной последовательности определяется с учётом доли мощности асинхронных двигателей от суммарной мощности нагрузки, подключенной к узлу, с использованием данных, приведённых в [2].

По заданному виду и месту несимметрии автоматически создаются необходимые ветви для коммутации схем при электромеханическом переходном процессе.

Для обеспечения возможности расчёта доаварийного установившегося режима в трёх изолированных схемах прямой, обратной и нулевой последовательности в двух последних стартовое напряжение в узлах автоматически задаётся равным 0.1% от напряжения соответствующих узлов в схеме прямой последовательности, а узел, соответствующий общей точке, задаётся как балансирующий.

Имеющийся к настоящему времени опыт показал, что расчёт установившегося режима проходит успешно в схемах с числом узлов до 100-120.

В расчётном установившемся режиме в схемах обратной и нулевой последовательности напряжение во всех узлах, токи и перетоки мощности во всех ветвях практически равны нулю. Это согласуется с тем, что в исходном симметричном режиме имеются только составляющие прямой последовательности.

После расчёта переходного процесса доступны для считывания в виде зависимостей от времени токи и напряжения прямой, обратной и нулевой последовательности в любой ветви и в любом узле схемы. По симметричным составляющим рассчитываются необходимые полные токи и напряжения.

Достоинством предлагаемого приёма расчёта является также то, что полноценно учитываются начальные условия доаварийного режима, начальные условия при коммутациях, повторяющихся через небольшие промежутки времени, а также влияние электромагнитных переходных процессов в контурах ротора электрических машин на периодические составляющие токов с учётом действия автоматических регуляторов возбуждения.

Учёт электромеханических переходных процессов в несимметричных режимах может быть полезным при расчёте параметров токовой защиты нулевой последовательности в сетях напряжением выше 110 кВ. Это объясняется тем, что в цикле однофазного автоматического повторного включения (ОАПВ) на стадии однофазного короткого замыкания увеличение угла между векторами ЭДС по концам линии приводит к снижению составляющей нулевой последовательности тока, а на стадии неполнофазного режима, наоборот, к увеличению этой составляющей тока [3].

В качестве примера на рис. 1 приведён полученный с использованием предлагаемого приёма расчёта график изменения во времени утроенного тока нулевой последовательности на одном из участков транзитной линии в цикле успешного ОАПВ на смежном участке при доаварийной загрузке линии, близкой к пределу динамической устойчивости. Как видно, ожидаемые закономерности изменения тока нулевой последовательности в зависимости от угла между эквивалентными ЭДС по концам линии полностью проявляются.

Подобные расчёты безусловно могут быть полезны и в других случаях, например, для анализа работы устройств автоматики ликвидации асинхронного хода в неполнофазных режимах.

3. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предложенный приём расчёта обеспечивает более полное и точное определение электрических величин, необходимых для выбора параметров устройств релейной защиты и автоматики энергосистем.

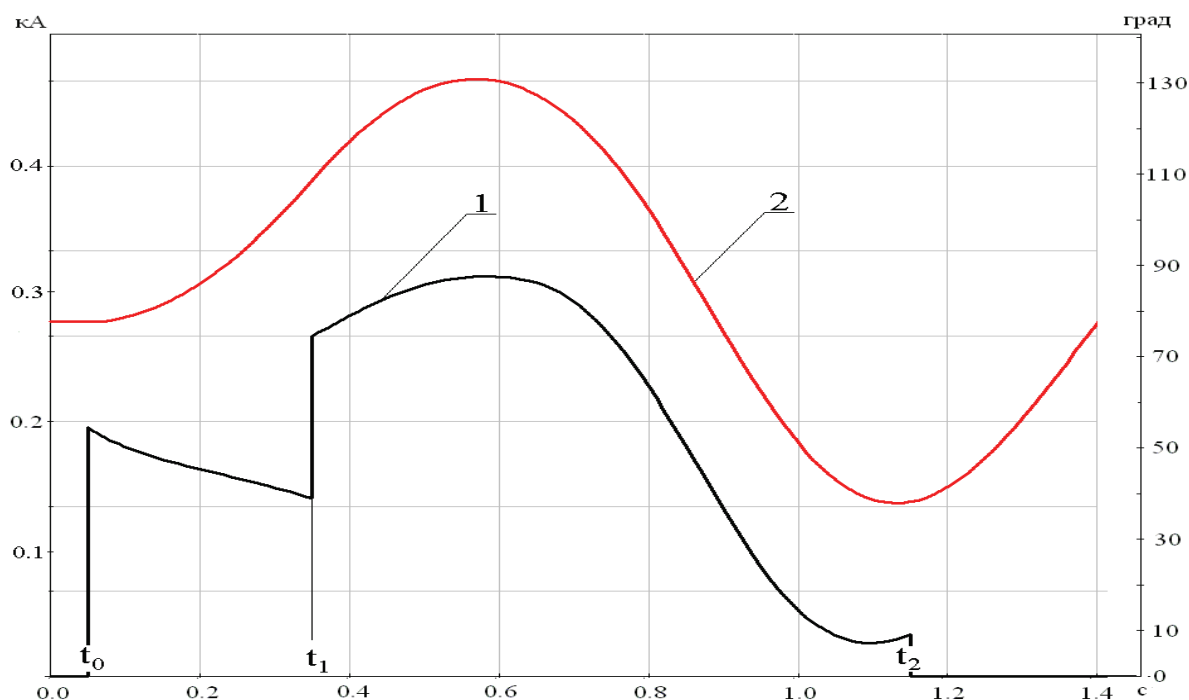


Рис. 1: Иллюстрация результатов, полученных с использованием предлагаемого приема расчета

- 1 – Утроенный ток нулевой последовательности на одном из участков транзитной линии в цикле успешного ОАПВ;
- 2 – Угол между векторами эквивалентных ЭДС по концам электропередачи;
- $t_1 - t_0$ – стадия однофазного короткого замыкания;
- $t_2 - t_1$ – стадия неполнофазного режима при отключении поврежденной фазы

Определённым достоинством разработанного приема является то, что для его реализации в качестве основной может использоваться какая-либо хорошо апробированная программа расчета электромеханических переходных процессов. Продолжение работы целесообразно вести в направлении более полной интеграции данного приема расчета и программы формирования схем обратной и нулевой последовательности с основной программой.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Вайнштейн Р.А., Лозинский К.С., Иванов В.П., Кобытев М.И. Усовершенствование расчетов несимметричных режимов в программах расчета электромеханических переходных процессов // Электричество. № 07. 2008. С. 19-23.
- [2] Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат, 1990. 390 с.: ил.
- [3] Федосеев А.М. Релейная защита электроэнергетических систем. Релейная защита сетей: Учеб. пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 520 с., ил.

Система мониторинга запасов устойчивости энергосистемы с использованием технологии векторного измерения параметров

**А.Т. ДЕМЧУК, А.В. ЖУКОВ, ОАО «СО ЕЭС»
П.Я. КАЦ ОАО «НИИПТ», В.А. ДАНИЛИН,
ООО «АЛЬТЕРОПАУЭР»**

Для повышения эффективности управления режимами СО ЕЭС создается система, позволяющая в режиме реального времени производить оценку тяжести электрического режима по величине фактического запаса устойчивости энергосистемы относительно предела статической устойчивости. В настоящее время в условиях широкомасштабного внедрения информационных технологий в электроэнергетике стало возможным создание такого инструмента с использованием технологии векторного измерения режимных параметров (технология Wide Area Measurement Systems (WAMS)).

Практическая реализация данной задачи – выполнение пилотного проекта в Тюменьэнерго.

КЛЮЧЕВЫЕ ТЕРМИНЫ

Система мониторинга переходных режимов (СМПР), система мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ), регистратор, устойчивость энергосистемы.

ВВЕДЕНИЕ

Важнейшим параметром, применяемым в практике оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России для задания допустимой области электрических режимов, является величина максимально допустимого перетока активной мощности (МДП) в контролируемых сечениях, определяемая в соответствии с «Методическими указаниями по устойчивости энергосистем» [1]. Расчеты МДП проводятся для наиболее неблагоприятных схемно-режимных условий энергосистемы. Поэтому большую часть времени энергосистема работает в режимах с менее жесткими ограничениями, чем те, которые принимаются при определении МДП, поскольку вероятность их появления низка. В этих режимах запасы устойчивости значительно больше нормативных, что приводит к снижению экономических показателей функционирования энергосистемы.

Учет пропускной способности сети является одним из основных факторов, определяющих выбор решений при управлении режимами энергосистем. В системах автоматического и автоматизированного управления, таких, например, как централизованная система противоаварийной автоматики (ЦСПА) и советчик диспетчера, фактор пропускной способности является решающим при расчете управляющих воздействий. В первом случае выработанные решения реализуются автоматически, во втором – носят характер диспетчерских команд.

Для всего многообразия схемно-режимных ситуаций невозможно заранее определить сетевые ограничения, поэтому возникла необходимость создания и внедрения в эксплуатацию программного комплекса для определения опасных сечений в системообразующей сети и их пропускной способности в условиях реального времени при адаптивной реакции на изменения схемы электрической сети – системы мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ).

Основные функции СМЗУ и компоненты технологического программного обеспечения.

Система мониторинга запасов устойчивости

- определяет опасные сечения в текущей схеме основной сети;
- определяет максимальные и аварийные допустимые перетоки в опасных сечениях по условиям статической устойчивости;

Москва, 7–10 сентября 2009 г.

- позволяет прогнозировать пропускную способность опасных сечений в различных схемно-режимных ситуациях;
- позволяет проводить расчеты и определять «узкие места» в различных перспективных схемах.

При этом комплекс СМЗУ:

- обеспечивает надежность ведения режима энергосистем;
- позволяет получить экономический эффект за счет снятия ограничений по перетокам мощности в опасных сечениях в реальном времени;
- позволяет максимально использовать экономичные, конкурентоспособные электростанции, снизить объемы ограничений потребителей.

Источником информации для работы технологических алгоритмов служит текущий установившийся режим, полученный на основе телеметрии программой «Оценивание режима работы энергосистем» (Оценивание состояния).

Оценивание состояния является базовой задачей комплекса оперативно-диспетчерского управления. В результате ее решения формируется информационная модель текущего или ретроспективного установившегося режима.

В качестве основы алгоритма оценивания состояния используется метод, реализованный в ПК КОСМОС, взвешенных наименьших квадратов. Сбалансированный электрический режим определяется в результате минимизации следующей целевой функции:

$$f = \sum_{i=1}^n r_i \times [z_i - \bar{z}_i(\dot{u})]^2 \quad (1)$$

где n – число измерений; z_i – значение i -го измерения; $\bar{z}_i(\dot{u})$ – функция, отражающая зависимость между i -м измерением и независимыми параметрами – составляющими комплексных узловых напряжений; r_i – весовой коэффициент, характеризующий точность i -го измерения.

При решении задач, связанных с расчетами электрических режимов, в качестве независимых параметров используются, как правило, либо модули и фазы напряжений (полярные координаты), либо составляющие узловых напряжений (прямоугольные координаты). Опыт и многочисленные исследования показывают, что однозначно сделать вывод о преимуществах одной из систем координат невозможно. В конкретных случаях специфика решаемой задачи предопределяет выбор.

В настоящее время внедряется технология векторного измерения параметров режима, реализуемая в системе мониторинга переходных режимов (СМПР) [2, 3], которая позволила расширить список получаемых для оценивания параметров за счет учета фаз напряжений в различных узловых точках энергосистемы. Ранее данный параметр был не доступен.

Основная проблема расширения состава измерений состояла в том, что в целевую функцию задачи требуется включать абсолютно разнородные по физической сути величины – мощности, токи, модули и фазы напряжений.

Для обоснованной установки весовых коэффициентов при измерениях каждой из фаз приходится решать дополнительную задачу. Суть ее состоит в определении реакции фазы напряжения узла на внесение дополнительного тестового измерения активной мощности, содержащего единичную ошибку.

Ранее в программе оценивания состояния в качестве независимых переменных использовались продольные и поперечные составляющие узловых (прямоугольная система координат). Использование измерений фаз делает предпочтительным применение полярной системы координат, при которой в качестве независимых параметров оптимизации целевой функции используются модули и фазы напряжений в узлах расчетной схемы. В нынешней версии программа оценивания состояния позволяет выполнять расчет режима в обеих системах координат.

Новый модуль оценивания состояния в настоящее время функционирует в составе СМЗУ и выполняет расчеты в циклическом режиме.

Ядром комплекса является технологический алгоритм расчета предельных перетоков мощности в электрической сети, основанный на методах, разработанных ОАО «НИИПТ».

Исходя из задачи, решаемой СМЗУ, в алгоритме СМЗУ можно выделить три основных модуля, с помощью которых решаются следующие подзадачи:

1. Расчет и утяжеление установившегося режима (УР) вдоль заданного вектора изменения режима по углу (ВИРУ), аналогичный тому, который используется в программах расчета динамической устойчивости на каждом шаге интегрирования дифференциальных уравнений. В алгоритме НИИПТ указанный модуль используется для определения опасных сечений (ОС), а также в качестве подмодуля в решении задачи расчета установившегося режима при его утяжелении вдоль вектора изменения режима по мощности (ВИРМ). Математический алгоритм базируется на уравнениях баланса токов в узлах схемы (см. ниже).

Критерии, по которым выявляются ветви расчетной схемы, образующие ОС, общеизвестны:

- По условию устойчивости параллельной работы синхронных машин: наличия электрического центра качаний (ЭЦК) при первом асинхронном провороте в динамическом переходном процессе или при достаточном изменении ВИРУ при статических изменениях режима.
- По условию устойчивости нагрузки: снижения напряжения хотя бы в одном из узлов ветви ниже критического значения (U_{kr}).

Утяжеление вдоль ВИРУ ведется до тех пор, пока отмеченные по указанным критериям ветви не разделяют схему на две части. Эти ветви и принимаются в качестве образующих искомого ОС.

2. Расчет и утяжеление УР вдоль заданного вектора изменения режима по мощности, аналогичный тому, который используется в известных программных комплексах РАСТР, МУСТАНГ, ДАКАР, КОСМОС и др. для расчета предельного режима (ПР) по статической аperiodической устойчивости. Критерием достижения ПР является сходимость итерационного процесса решения нелинейных уравнений УР. Особенностью алгоритма расчета УР по ВИРМ является использование двух систем уравнений: одна (квазилинейная), упоминавшаяся выше, основанная на уравнениях баланса токов в узлах (в том числе токов нагрузки и генерации) при заданных модулях и фазах ЭДС генераторов, другая (линейная) основана на линеаризованных уравнениях изменения фаз напряжений в узлах при заданных отклонениях расчетных значений активной мощности нагрузки и генерации от заданных.

3. Расчет управляющих воздействий (УВ) при имитации срабатывания пускового органа (ПОр) противоаварийной автоматики (ПА) для обеспечения результирующей устойчивости и ПАР с параметрами, удовлетворяющими требованиям Методических указаний по устойчивости энергосистем. В алгоритме ЦСПА используется общеизвестная алгебро-дифференциальная модель элементов энергосистем. В СМЗУ на данном этапе она используется в упрощенном виде (упрощение обусловлено ограниченной базой данных и касается моделирования синхронных машин постоянной ЭДС за реактивностью и неучета фазы короткого замыкания) для расчета допустимого ПАР, если он неустойчив без УВ.

Общий алгоритм мониторинга запасов устойчивости сводится к следующему:

4. В исходном (оцененном) режиме выполняется утяжеление вдоль заданного ВИРМ для определения предельного режима (ПР).

5. По данным ПР и ближайшего предпредельного режима определяется ВИРУ.

6. Путем утяжеления вдоль ВИРУ определяется ОС.

7. По данным ПР определяются максимально и аварийно допустимые перетоки в ОС по условиям исходной схемы и режима.

8. Определяется режим, допустимый по условиям обеспечения необходимых запасов по напряжению в узлах схемы и отсутствию перегрузки по току или активной мощности в сетевых элементах.

9. По данным пп. 7,8 окончательно определяются значения максимально и аварийно допустимых перетоков в ОС для заданного ВИРМ в исходной схеме.

10. Выполняется имитация срабатывания пускового органа (ПОр) противоаварийной автоматики (ПА): отключение одной ЛЭП.

11. Если ПАР неустойчив, рассчитываются ОС и необходимые УВ. При этом есть принципиальная возможность определить МДП по условию обеспеченности УВ. В этом случае на МДП в исходной схеме накладывается дополнительное ограничение.

12. Если ПАР устойчив, то из него, как из исходного режима, выполняются расчеты вдоль ВИРМ в соответствии с пп. 4-9.

13. Искомое значение МДП определяется как минимальное из всех рассчитанных на предыдущих этапах.

В математической модели УР, основанной на балансе токов в узлах схемы, сетевые элементы без ограничений, описываются так же, как в упомянутых выше программных комплексах. Единственным отличием от них является модель синхронной машины, применяемая в алгоритме НИИПТ в виде ЭДС за реактивностью. Последняя позволяет в расчетах УР, при необходимости, учесть статизм регуляторов возбуждения, определяемый коэффициентом усиления по каналу отклонения напряжения в точке регулирования от уставки.

Уравнения УР в форме баланса токов в узлах в комплексной форме имеют вид

$$\mathbf{A} \cdot \mathbf{U} = \mathbf{b}, \quad (2)$$

где \mathbf{U} – вектор неизвестных узловых напряжений; \mathbf{A} – квадратная матрица проводимостей сети, включает в диагональных элементах проводимости генераторов и нагрузок в исходном режиме, определяемых для i -х узлов как

$$Y_{0ni} = \hat{S}_{0ni} / |U_{0i}|^2, \quad (3)$$

\mathbf{b} – вектор правой части с элементами вида $\mathbf{0}$ или $\mathbf{E}_i \cdot \mathbf{Y}_i$ (для генераторных узлов).

Для заданных векторов ЭДС уравнение (2) решается с помощью итерационной формулы

$$\mathbf{A} \cdot \mathbf{U}^j = \mathbf{b} - \mathbf{dAnagr} \cdot \mathbf{U}^{j-1}, \quad j, j-1 \text{ – номер итерации}, \quad (4)$$

где \mathbf{dAnagr} – диагональная матрица того же размера, что и \mathbf{A} , с добавками проводимостей нагрузки, определяемых как

$$dY_{0ni} = \hat{S}^{j-1}_{ni} / (|U^{j-1}_i|)^2 - Y_{0ni}, \quad (5)$$

где \hat{S}^{j-1}_{ni} – сопряженный комплекс мощности нагрузки, определяется по статическим характеристикам для напряжения, рассчитанного на $j-1$ итерации.

Критерием останова итераций является близость решений на итерациях по активной и реактивной мощности нагрузки в узлах с контролем точности решения уравнения (4).

Для расчета режима вдоль ВИРМ дополнительно разработана процедура направленного изменения фаз ЭДС. В работе это сделано на базе известного алгоритма прогноза ПАР по перетокам активной мощности, реализованного в действующих ЦСПА ОЭС Урала и Средней Волги [4].

Прогноз ПАР на основе линеаризованных относительно изменений фаз напряжений уравнений изменений баланса мощности в узлах схемы базируется на следующих допущениях:

- величины напряжений в узлах схемы в послеаварийном режиме не изменяются относительно доаварийных значений;
- нелинейная функция перетока активной мощности в общем случае трансформаторной ветви схемы от разности фаз напряжений по ее концам i, j линеаризуется в виде:

$$P_{ij} = |U_i| \cdot |U_j| \cdot |K_{ij}| \cdot |Y_{ij}| \cdot \delta_{ij} \quad (6)$$

Здесь $|K_{ij}|$, $|U_i|$, $|U_j|$, $|Y_{ij}|$ – модули соответственно коэффициента трансформации ветви, напряжений в узлах i и j ветви, проводимости; $\delta_{ij} = \delta_i - \delta_j$ – разность фаз напряжений.

Для повышения точности осуществляемого прогноза уравнения баланса записываются относительно приращений фаз напряжений $d\delta$ и, соответственно, перетоков активной мощности в ветвях dP_{ij} в виде

$$C \cdot d\delta = D, \quad (7)$$

связывающем изменение фаз напряжений (вектор $d\delta$) и разности между требуемой мощностью в узле (мощность турбины минус мощность нагрузки) и рассчитанной на шаге итерации узловой мощностью (электрической мощностью генератора минус мощность нагрузки), представляющей собой вектор D . Элементами матрицы C являются значения выражений $|U_i| \cdot |U_j| \cdot |K_{ij}| \cdot |Y_{ij}|$, вычисляемые по параметрам исходного оцененного режима.

Расчет УР по ВИРМ сводится к итерационному совместному решению уравнений (4) и (7). При этом сначала для заданного вектора ЭДС решается уравнение (4) (с учетом зависимости мощности нагрузки от напряжения), затем рассчитывается вектор D и решается уравнение (7), формируются новые значения фаз ЭДС и цикл расчетов повторяется, до тех пор, пока не будет достигнута заданная точность по нагрузке, генерации и напряжению в каждом узле схемы.

Новый модуль расчета допустимых перетоков в настоящее время функционирует в составе СМЗУ и выполняет расчеты в циклическом режиме.

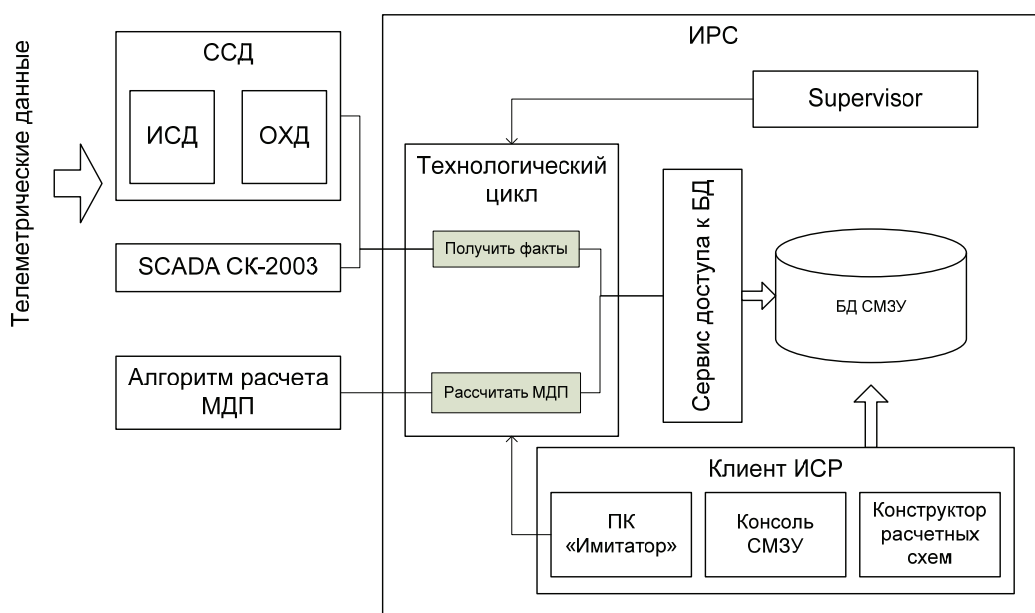
Практическая реализация СМЗУ осуществляется в виде пилотного проекта в Тюменьэнерго.

Программно-технический комплекс СМЗУ

ПТК СМЗУ СРТО предназначен для автоматизированного сбора и обработки информации, поступающей от измерительных устройств (регистраторов переходных режимов), расположенных на объектах ФСК и генерирующих компаний северных районов Тюменской области (СРТО), и от оперативного информационного комплекса Тюменского РДУ.

Система позволяет обрабатывать данные в реальном времени (производить расчеты МДП и опасных сечений) и накапливать данные, отражающие протекание аварийных событий и натуральных испытаний, с целью их дальнейшего исследования.

Функциональная структура ПТК СМЗУ СРТО



Москва, 7–10 сентября 2009 г.

ССД – система сбора данных.

ИСД – интерфейс сбора данных от регистраторов СМПР (поддержка протокола IEEE C37.118, IEC 60870-5-104, FTP + Comtrade).

ОХД – подсистема обработки и хранения данных.

Архитектурно ПТК СМЗУ состоит из трех компонентов:

1. Измерительная система.
2. Система сбора данных.
3. Информационная расчетная система.

Измерительная система

Измерительная система располагается на объектах управления (4 подстанции, 2 электростанции) и состоит из измерительных трансформаторов тока и напряжения, регистраторов СМПР и необходимой коммуникационной обвязки.

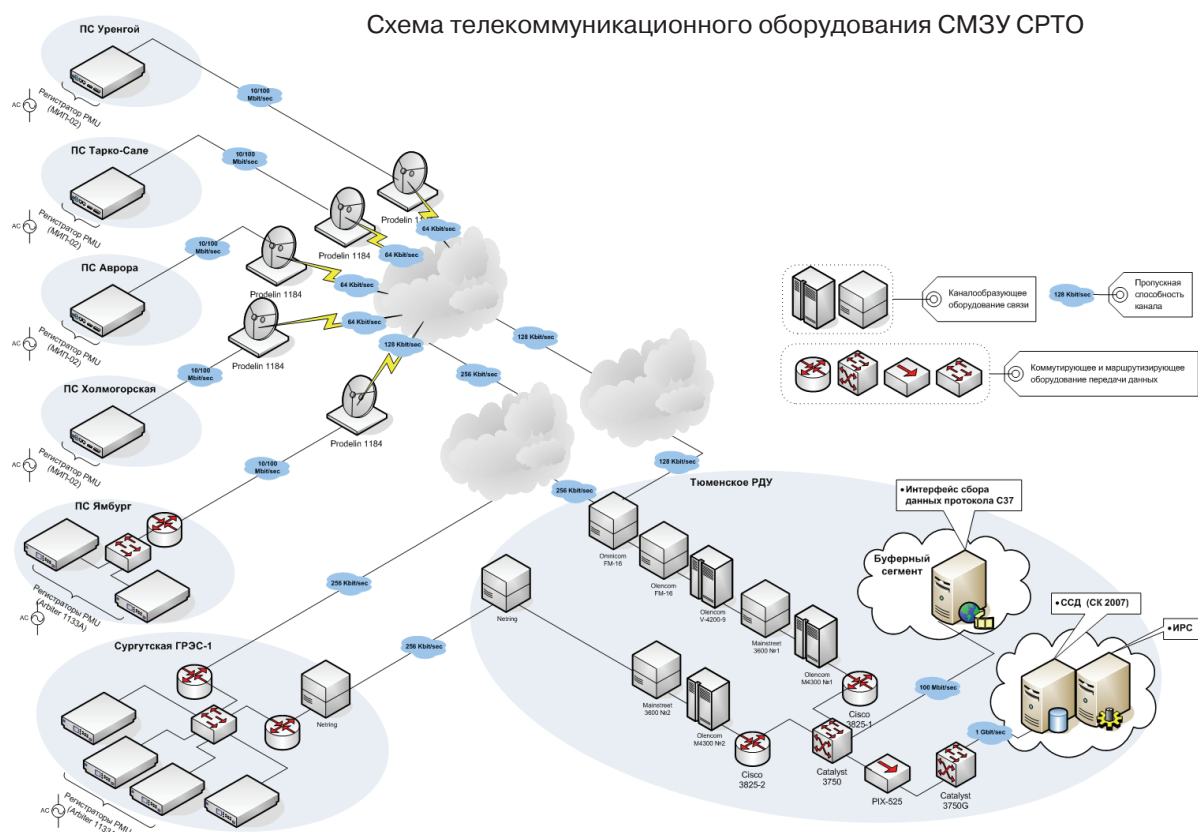
В ряде случаев регистраторы (или измерители-преобразователи) могут быть объединены в измерительный комплекс, состоящий также из промышленных ЭВМ и устройств телекоммуникаций.

Фактически регистратор представляет собой PMU (Phasor Measurement Unit) с расширенным составом функций по производству измерений и их предварительной обработке (многофункциональное измерительное устройство).

Регистраторы снабжены часами с поддержкой синхронизации через системы GPS и производят измерение следующих параметров: δ (фазовый угол), U (напряжение), I (ток) P (активная мощность), Q (реактивная мощность), ω (частота), T (астрономическое время).

Измерения производятся с периодичностью в 20 мс.

Для реализации измерительной системы СМЗУ СРТО рекомендованы к использованию два типа регистраторов:



- Arbiter 1133A (Arbiter Systems, USA).
- SMART-WAMS (на базе МИП-2, РТСофт, Россия).

Регистраторы могут представлять собой как законченный вариант измерительной системы (Arbiter 1133A) с предоставлением интерфейса обмена данными по Ethernet (TCP/IP), так и вариант, требующий промежуточного устройства приема/обработки и предоставления информации (SMART-WAMS представляет собой объединение в одном шкафу до 6 измерителей-преобразователей МИП-1 или МИП-2 и промышленной ЭВМ).

Измерительная система обеспечивает поток измеряемых и вычисляемых данных на следующий уровень СМЗУ (систему сбора данных) посредством канала передачи данных, представляющего собой два физических канала с пропускной способностью не менее 256 кбит/с (или не менее 128 кбит/с на одно наблюдаемое присоединение).

Принятый в СМЗУ протокол обмена информацией – IEEE C37.118.

Система сбора данных

Система сбора данных (ССД) территориально располагается в буферной зоне вычислительной сети Тюменского РДУ (ДМЗ) и представляет собой отказоустойчивый кластер на базе двух двухпроцессорных серверов производства IBM (System X3550).

Основные задачи системы сбора:

- обеспечение сбора и предварительной обработки данных параметров δ (фазовый угол), U (напряжение), I (ток), P (активная мощность), Q (реактивная мощность), ω (частота), T (астрономическое время), полученных от измерительных устройств в режиме реального времени;
- обеспечение архивирования для полученных на объектах управления (ФСК, ГК, крупных потребителей) данных измерений с заданной периодичностью и глубиной;
- производство операций предоставления выборки текущих значений для запроса от информационной расчетной системы на заданном интервале времени.

ССД СМЗУ СРТО предназначена для автоматизированного сбора и обработки информации, поступающей от измерительных устройств (регистраторов переходных режимов), расположенных на объектах ФСК и генерирующих компаний северных районов Тюменской области.

Система позволяет накапливать данные, отражающие протекание аварийных событий и природных испытаний, с целью их дальнейшего исследования.

Особенностью реализации ССД является возможность одновременного сбора данных от всех измерительных систем комплекса в темпе процесса с минимальными задержками.

При проектировании ССД акценты сделаны на интеграции с корпоративной интеграционной транспортной системой ОАО «СО ЕЭС» и на возможности создания на базе ССД системы мониторинга динамических характеристик энергосистемы.

Информационная расчетная система

Информационная расчетная система (ИРС) территориально располагается в защищенном сегменте вычислительной сети Тюменского РДУ и представляет собой два отказоустойчивых кластера на базе двух двухпроцессорных серверов производства IBM (System X3550) и дисковой стойки IBM DS4700.

ИРС СМЗУ СРТО предназначена для автоматизированной обработки информации, поступающей от измерительных устройств (регистраторов переходных режимов), расположенных на объектах ФСК и генерирующих компаний северных районов Тюменской области, а также от системы сбора и обработки телеметрии (SCADA).

Система позволяет отслеживать параметры электрического режима в энерго-объединениях с целью мониторинга режимов работы электротехнического оборудования, устойчивости узлов нагрузки, оценки состояния энергосистемы, расчета допустимых перетоков мощности, колебаний частоты и мощности, анализа причин возникновения аварий.

С точки зрения архитектуры ИРС состоит из набора взаимосвязанных компонентов инфраструктурного типа (обеспечивающих среду выполнения технологических алгоритмов и задач) и прикладного типа (реализация технологических алгоритмов и процедур приема/обработки данных).

Москва, 7–10 сентября 2009 г.

К компонентам инфраструктурного типа относятся:

- система управления заданиями (Супервизор);
- система оповещения и регистрации событий;
- система архивирования;
- система управления базами данных и сервис доступа к данным.

К компонентам прикладного типа относятся:

- система приема информации от SCADA и ССД;
- модернизированный модуль оценки состояния;
- модернизированный модуль расчета максимально допустимых перетоков и определения опасных сечений;
- комплекс отображения и управления работой.

При создании ИРС ставились следующие цели:

- обеспечить пользовательский интерфейс для отображения информации в реальном режиме времени;
- обеспечить возможность управления процессом вычислений;
- обеспечить включение в расчеты и отображение информации с измерительных устройств СМЗУ;
- обеспечить возможность взаимодействия с модернизированным комплексом “Космос”, модулем АРМДП и с системой сбора данных;
- обеспечить возможность работы в рабочем режиме на реальных данных и в режиме прогнозирования на тестовых данных.

Комплекс обеспечивает работу в безостановочном режиме «7×24» с коэффициентом готовности не менее 0,999. Его проектирование и реализация выполнялись с учетом опыта создания централизованной системы противоаварийного управления и особенностей построения ИТ-инфраструктуры ОАО «СО ЕЭС».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

- Создание СМЗУ является первым в России проектом практического использования возможностей СМПР для решения задач управления режимами.
- Комплекс СМЗУ позволит обеспечить управление электрическим режимом с максимальным использованием пропускной способности сети в различных схемно-режимных ситуациях.
- Научные и технические решения, полученные в результате создания ПТК СМЗУ СРТО, проявили большое количество проблем технического и методологического характеров. Часть из них была успешно решена. Другая часть будет решена в рамках развития проекта и расширения области охвата СМЗУ и СМПР ЕЭС России.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Методические указания по устойчивости энергосистем: Москва, издательство «НЦ ЭНАС», 2003.
- [2] Аюев Б.И. О системе мониторинга переходных режимов: Энергорынок, № 2. 2006.
- [3] Демчук А.Т., Жуков А.В., Лавров С.В. Управление режимами энергосистемы с использованием технологии векторного измерения параметров: Материалы международной конференции CIGRE «Релейная защита и автоматика современных энергосистем», Чебоксары, 9-13 сентября 2007.
- [4] Т.Н. Воронина, П.Я. Кац, Г.Б. Косаревич. Приближенный расчет послеаварийного режима энергосистемы в задачах централизованной противоаварийной автоматики: Противоаварийное управление и регулирование энергосистемы. Труды НИИПТ, Ленинград, Энергоатомиздат, 1982.

Система РЗА фазорегулирующего устройства сверхвысокого напряжения

В.К. ВАНИН, Г.А. ЕВДОКУНИН, Р.Н. НИКОЛАЕВ, М.Г. ПОПОВ
**ГОУ ВПО Санкт-Петербургский государственный
политехнический университет
Россия**

А.К. ИСКАКОВ
АО Батыс транзит
Б.К. ОСПАНОВ, Н.И. УТЕГУЛОВ,
ИПК ZHERSU
Казахстан
PopovMG@eef.spbstu.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Электропередача 500 кВ, управляемая электропередача (FACTS), особенности повреждений, релейная защита и автоматика, микропроцессорная система, система релейной защиты и автоматики фазорегулирующего устройства.

1. ВВЕДЕНИЕ

В работе представлены основные аспекты научно-обоснованного проектирования системы релейной защиты фазоповоротного комплекса (FACTS – Flexible AC Transmission System), введенного в эксплуатацию на ПС 500 кВ «Ульке» (Казахстан) в феврале 2009 года.

Рассматриваются виды повреждений и ненормальных режимов электропередачи сверхвысокого напряжения 500 кВ Северный Казахстан – Актюбинская область с используемым устройством FACTS мощностью 500 000 кВА. Выполнены расчетные исследования динамических режимов (коротких замыканий) электроэнергетической системы с управляемой электропередачей сверхвысокого напряжения. На основе анализа результатов расчета переходных процессов показаны особенности повреждений фазоповоротного трансформатора. Оригинальность его конструкции вызывает необходимость по-новому оценить возникающие повреждения электроэнергетического оборудования и режимные особенности их протекания.

Представлены основные положения по созданию системы релейной защиты и автоматики устройства FACTS с продольно-поперечным регулированием с учетом его схемно-технических особенностей.

2. СИСТЕМА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ ФАЗОПОВОРОТНОГО ТРАНСФОРМАТОРА

2.1. Особенности повреждений фазоповоротного трансформатора

Конструктивно фазоповоротный трансформатор (ФПТ) состоит из автотрансформатора (АТ) и вольтодобавочного трансформатора (ВДТ) с электромеханическими переключателями для регулирования коэффициентов трансформации. Регулируемая вторичная обмотка ВДТ, и регулируемая и общая обмотки АТ образуют последовательную схему суммирования (см. рис. 1). Номинальная

мощность ФПТ составляет $S_{ном} = 400$ МВА. При этом номинальная мощность АТ $S_{ном} = 3 \times 167$ МВА. Номинальная мощность ВДТ составляет $S_{номВДТ} = 400$ МВА, типовая мощность $S_{типВДТ} = 146$ МВА. Диапазон регулирования коэффициентов трансформации АТ $k_{ас}, k_{сн}$ равен $\pm 8 \times 1,5\%$ (число ступеней регулирования равно 16). Диапазон регулирования коэффициента трансформации ВДТ $k_{ВДТ}$: 0 – 2,17 (число ступеней регулирования равно 16).

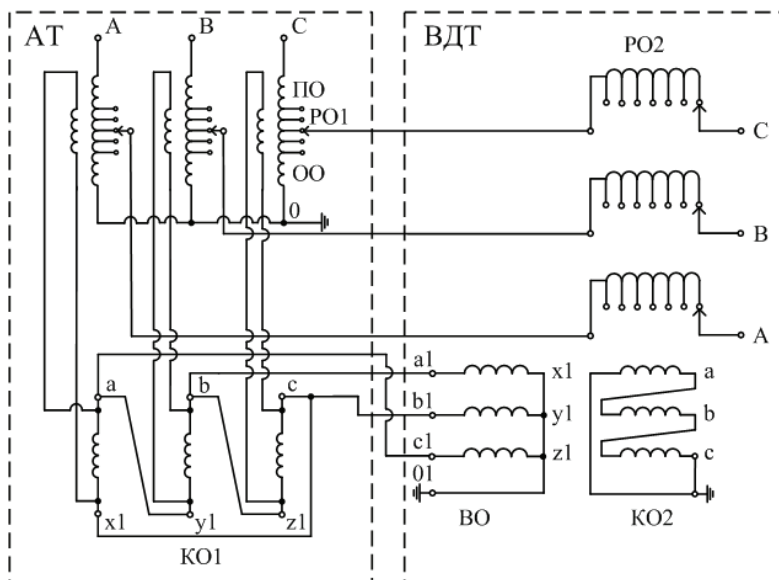


Рис. 1: Схема электрических соединений обмоток фазоворотного трансформатора

ПО – последовательная обмотка АТ; ОО – общая обмотка АТ;
 РО1, РО2 – регулировочная обмотка АТ и ВДТ, соответственно;
 КО1, КО2 – компенсационная обмотка АТ и ВДТ, соответственно;
 ВО – возбуждающая обмотка ВДТ

Первичная схема соединения фазоворотного трансформатора, приведенная на рис. 1, позволяет выявить следующие особенности повреждений фазоворотного трансформатора. Кроме широко известных повреждений, характерных для автономно работающих автотрансформатора и вольтодобавочного трансформатора, опасными становятся замыкания, возникающие в их дополнительных (компенсационных) обмотках. Также при решении общих вопросов построения системы релейной защиты ФПТ приходится считаться с повреждениями их соединительных элементов (ошиновки АТ и ВДТ).

Исследование различных повреждений обмоток фазоворотного комплекса и его ошиновки осуществлялось с помощью специализированного программного обеспечения для расчета электромагнитных переходных процессов, разработанного в ГОУ СПбГПУ. При этом наиболее характерными повреждениями (с точки зрения формулирования особых требований к РЗА) являются замыкания на землю в цепи ВО вольтодобавочного трансформатора (см. осциллограммы и комплексные величины сигналов тока, напряжения рис. 2, 3).

Необходимо подчеркнуть, что при имеющемся подключении (питание обмотки возбуждения со стороны НН автотрансформатора) ВДТ его дифференциальная защита будет нечувствительна к замыканиям на землю со стороны возбуждающей обмотки при нулевом положении избирателя отпаек регулировочной обмотки.

Однако, при ненулевом положении переключателя витков РО ВДТ этот вид повреждения будет восприниматься как короткое замыкание (см. рис. 2). Здесь, не вдаваясь в особенности расчета параметров срабатывания защит от отмеченных видов повреждений, которые изложены в последующих разделах, лишь укажем, что для устранения этого недостатка система защиты фазоворотного трансформатора дополняется защитой от замыканий на землю в цепи низшего напряжения 38,5 кВ с контролем напряжения и тока нулевой последовательности.

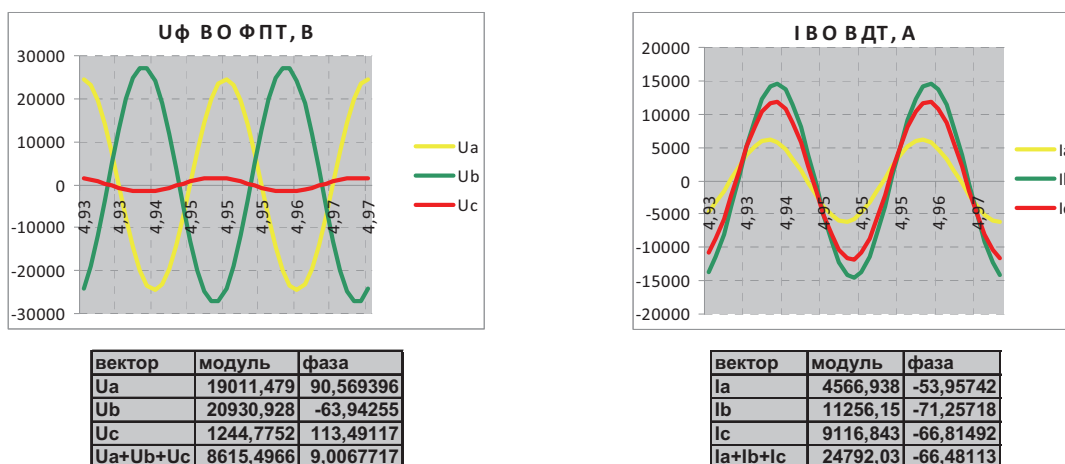


Рис. 2: Режим установившегося 1-фазного замыкания на землю в цепи 38,5 кВ ФПТ

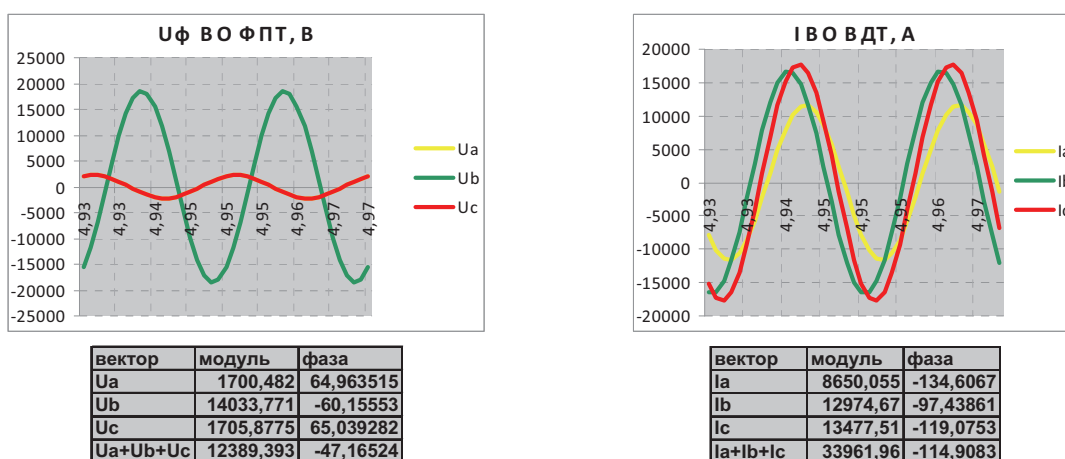


Рис. 3: Режим установившегося 2-фазного замыкания на землю в цепи 38,5 кВ ФПТ

Также отметим одну из особенностей схемы ФПТ, которая заключается в том, что при появлении многофазных коротких замыканий на участке между АТ и РО ВДТ к последней прикладывается напряжение 220 кВ со стороны сети среднего напряжения, что утяжеляет последствия таких повреждений. В частности, это вызывает значительные перенапряжения со стороны 38,5 кВ. Поэтому дополнительно целесообразно ведение на стороне 38,5 кВ защиты от повышения напряжения, действующей на отключение ФПТ.

2.2. Общие требования к системе релейной защиты фазоповоротного трансформатора

Оригинальность конструкции фазоповоротного трансформатора вызывает необходимость по-новому оценить возникающие повреждения электроэнергетического оборудования и режимные особенности их протекания. В свете сказанного выше каждый элемент этого комплекса должен иметь собственные быстродействующие защиты от внутренних повреждений и резервные защиты, которые в основном, являются общими.

Для организации системы релейной защиты фазоповоротного комплекса должна быть предусмотрена установка следующих видов быстродействующих защит:

- продольная дифференциальная защита ошиновки высшего напряжения (ВН) 500 кВ;
- продольная дифференциальная защита ошиновки среднего напряжения (СН) 220 кВ;
- продольная дифференциальная защита ошиновки низшего напряжения (НН) 38,5 кВ;
- продольная дифференциальная защита вольтодобавочного трансформатора от повреждений его обмоток и на выводах;
- газовая защита вольтодобавочного трансформатора от внутренних повреждений и от понижения уровня масла;
- продольная дифференциальная защита автотрансформатора от повреждений его обмоток и на выводах;
- газовая защита автотрансформатора от повреждений внутри кожуха и от понижения уровня масла.

Перечень резервных защит фазопоротного комплекса включает в себя:

- дистанционную защиту от междуфазных КЗ в сети 500 кВ и осуществляющую частичное резервирование основных защит автотрансформатора;
- дистанционную защиту от междуфазных КЗ в сети 220 кВ и реализующую частичное резервирование основных защит автотрансформатора и вольтодобавочного трансформатора;
- токовую защиту АТ с комбинированным пуском по напряжению от междуфазных КЗ, включенную со стороны ВН (500 кВ) АТ;
- токовую защиту от перегрузки АТ;
- токовую направленную защиту нулевой последовательности от КЗ на землю в сети 500 кВ, охватывающую ошиновку ВН АТ;
- токовую направленную защиту нулевой последовательности от КЗ на землю в сети 220 кВ, охватывающую ошиновку СН АТ;
- защиту с контролем напряжения и тока нулевой последовательности от замыканий на землю в цепях 38,5 кВ автотрансформатора, вольтодобавочного трансформатора и трансформатора собственных нужд.

В целом, общая система релейной защиты фазопоротного трансформатора представляется как объединение указанных подсистем РЗА ошиновки, автотрансформатора и вольтодобавочного трансформатора. При этом наибольший интерес представляет методика расчета дифференциальной защиты [2] вольтодобавочного трансформатора в силу последовательного подключения в сеть среднего напряжения (220 кВ) его регулировочной обмотки (см. рис. 4).

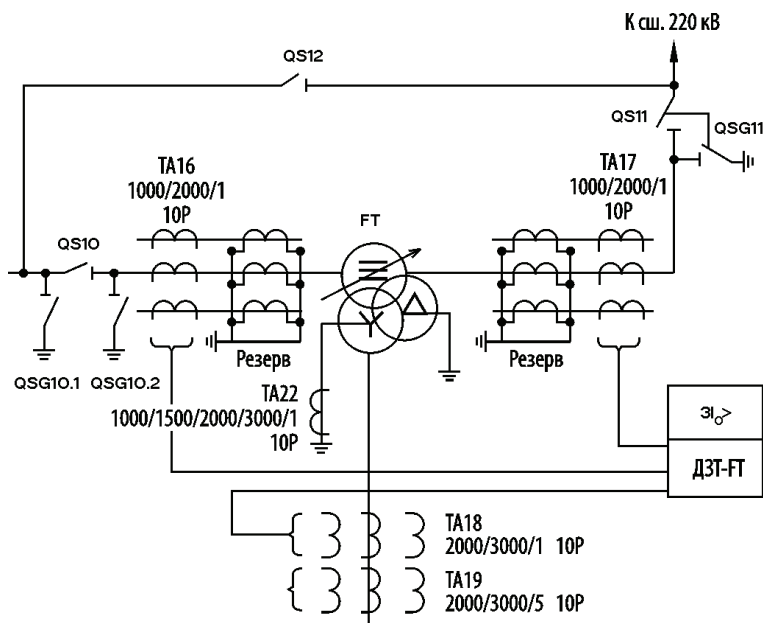


Рис. 4: Подключение дифференциальной защиты ВДТ к трансформаторам тока

Более того, в виду наличия в вольтодобавочном трансформаторе шунтирующей перемычки (см. рис. 4), входящей в ошиновку 220 кВ фазоповоротного трансформатора, выбор параметров срабатывания его защит и проверка чувствительности последних имеют особенности, поскольку должны распространяться на два характерных случая:

- 1) автономная работа АТ при введении шунтирующей ВДТ перемычки;
- 2) совместная работа АТ и ВДТ при разомкнутом положении разъединителя QS12 перемычки.

Естественно, что во втором случае может проявляться недостаточная чувствительность некоторых видов защит электроустановок (автотрансформатора, ВДТ, ошиновки) фазоповоротного комплекса из-за некоторого снижения уровня токов внешних КЗ вследствие последовательно включенного сопротивления ВДТ. Для повышения их чувствительности в указанных схемно-режимных условиях предлагается использование независимых групп уставок (такие возможности имеются практически у всех современных микропроцессорных защит). Выбор той или иной группы уставок может осуществляться как вручную, так и автоматически. Последний вариант управления группами уставок предполагает контроль состояния разъединителя QSG12 (см. рис. 4) шунтирующей ВДТ перемычки.

2.3. Особенности дифференциальной защиты вольтодобавочного трансформатора

Чувствительная дифференциальная токовая защита (с торможением и блокировками по гармоническим составляющим тока включения) ВДТ (ДЗТ-FT) подключается к токовым цепям трансформаторов тока ТА 16, ТА 17 и ТА 18, охватывая все обмотки вольтодобавочного трансформатора (см. рис. 4). Напомним, что методика выбора уставок дифференциальной защиты ВДТ [2], заключается в расчете значений начального тока срабатывания, коэффициентов торможения участков характеристики первой ступени и уставок блокировок по второй и пятой гармоническим составляющим, а также в определении тока срабатывания дифференциальной отсечки. Расчет коэффициентов торможения характеристики срабатывания дифференциальной защиты осуществляется применительно к условиям отстройки от внешних коротких замыканий. Оценка чувствительности ступеней дифференциальной защиты ВДТ выполняется для режима двухфазного короткого замыкания при минимальной нагрузке электроэнергетической системы.

В целом, методика расчета дифференциальной защиты ВДТ идентична методическим указаниям по выбору уставок дифференциальной защиты трехобмоточного трансформатора. Тем не менее, в связи с неоднократно отмечавшейся особенностью последовательного включения регулировочной обмотки линейного регулировочного трансформатора в сеть 220 кВ расчетные выражения для определения тока небаланса (как будет показано далее) несколько видоизменены в соответствии с физическими представлениями.

Как известно, величина тока небаланса, контролируемая дифференциальной защитой, определяется неуравновешенностью токов отдельных ее плеч (сторон ВДТ):

$$I_{нб\Sigma} = I_{нбВО} + I_{нбРО}, \quad (1)$$

где $I_{нбВО}$, $I_{нбРО}$ – составляющие тока небаланса, обусловленные током ВО и РО соответственно, А.

Естественно, что значение отдельно взятой составляющей тока небаланса, будет обусловлено погрешностью соответствующих трансформаторов тока и регулированием напряжения вольтодобавочного трансформатора и автотрансформатора. Ввиду некоторой неопределенности учета знака отдельно взятых регулирующих эффектов по напряжению при несогласованном его регулировании устройствами РПН указанных трансформаторов в методике используется понятие среднеквадратичного эквивалентного регулирующего эффекта напряжения:

$$\Delta U_{ВО} = \Delta U_{ВДТ} \quad (2)$$

$$\Delta U_{РО} = \sqrt{(\Delta U_{АТ})^2 + (\Delta U_{ВДТ})^2}, \quad (3)$$

Москва, 7–10 сентября 2009 г.

где ΔU_{BO} , ΔU_{PO} – эквивалентные регулирующие эффекты по напряжению токов РО и ВО, о. е.; $\Delta U_{ВДТ} = 0,5 \times \frac{U_{ВО}}{U_{номРО}}$ – диапазон регулирования напряжения относительно среднего положения переключающих устройства ВДТ, приведенный к стороне СН, о.е.; $\Delta U_{АТ}$ – диапазон регулирования напряжения АТ относительно среднего положения его переключающего устройства, о. е.

Такой подход позволяет применить традиционный расчет составляющих тока небаланса с учетом изменения положения переключающих устройств ФПТ (АТ + ВДТ) при регулировании напряжения при некотором загрузлении чувствительного измерительного органа дифференциальной защиты. Составляющие тока небаланса, обусловленные током возбуждающей и регулировочной обмоток ВДТ, определяются по уравнениям:

$$I_{нбВО} = (k_{пер} \times \varepsilon + \Delta U_{ВО}) \times I_{ВО} \quad (4)$$

$$I_{нбРО} = (k_{пер} \times k_{одн} \times \varepsilon + \Delta U_{РО}) \times I_{РО}, \quad (5)$$

где $k_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс, о. е.; ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока, о.е.; $k_{одн}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока, о.е.

Учитывая, что в большинстве устройств микропроцессорных защит осуществляется программная компенсация фазового сдвига, обусловленного группой соединения обмоток ВДТ, величина суммарного тока небаланса находится как результат алгебраического сложения его составляющих:

$$I_{нб\Sigma} = I_{нбВО} + I_{нбРО} \quad (6)$$

Применяя вышеописанный подход, могут быть определены величины дифференциального и тормозного токов [2]. Важно также отметить, что при крайних (1-ом и 17-ом) положениях переключающего ответвления РО устройства эквивалентные регулирующие эффекты по напряжению $U_{ВО}$ и $U_{РО}$, определяются только внешним (по отношению к ВДТ) регулированием напряжения на автотрансформаторе. Как следствие этого в указанных схемно-режимных условиях работы ФПТ дифференциальная защита с торможением будет обладать лучшей (большей) чувствительностью, поскольку ее параметры срабатывания $I_{*С3min}$, $k_{торм1}$ и $k_{торм2}$ будут иметь меньшие (по сравнению с расчетом для среднего положения РПН) значения.

2.4. Особенности защиты от замыканий на землю ФПТ

Ранее отмечалось, что данная защита относится к основным и предназначена действовать при повреждении изоляции относительно земли. В зону ее действия входят обмотка низкого напряжения АТ, компенсационная обмотка (КО), возбуждающая обмотка ВО ВДТ, обмотка 38 кВ соединенная в треугольник трансформатора собственных нужд (ТСН), соединительная ошиновка перечисленных элементов с коммутационными аппаратами (разъединители QS9, QSG9, QS13, QSG13 и выключатель ТСН).

Важность защиты состоит в том, что практически все повреждения сопровождаются замыканиями на землю. Поэтому защита частично резервирует другие основные (дифференциальные) защиты ФПТ, предупреждая развитие аварий. Защита контролирует напряжение нулевой последовательности, подаваемое с выводов разомкнутого треугольника первичного преобразователя напряжения TV1 (см. рис. 5). Как указывалось выше, особенностью схемы подключения ВДТ является то, что повреждения относительно земли в цепях с изолированной нейтралью воспринимаются со стороны РО ВДТ как однофазные короткие замыкания в зависимости от положения переключателя. Поэтому защита дополнительно должна осуществлять контроль тока нулевой последовательности в цепи с помощью включенного в нейтраль ВО ВДТ трансформатора тока ТА 22 (см. рис. 5).

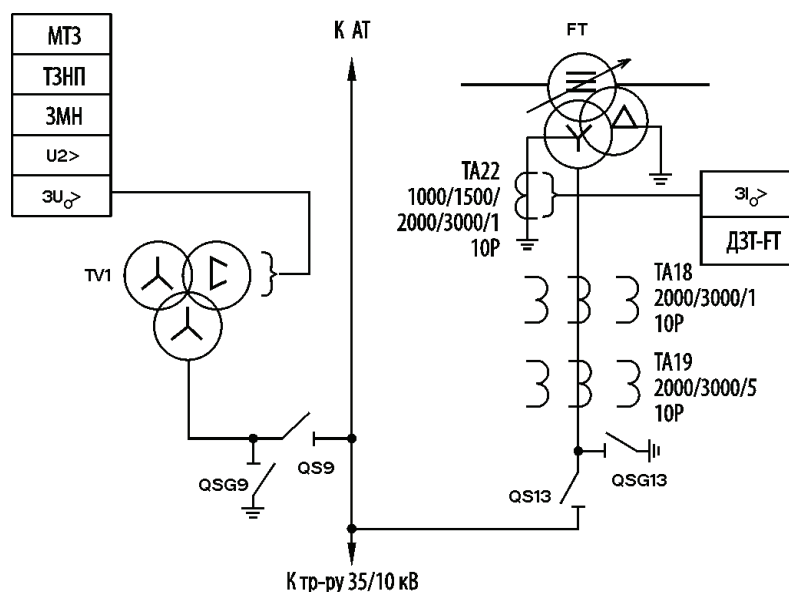


Рис. 5: Схема подключения защиты от замыканий на землю ФПТ

Защита имеет два параметра срабатывания $U_{0сз}$, $I_{0сз}$. Их расчет заключается в следующем. $U_{0сз}$ отстраивается от напряжения небаланса на выходе фильтра $3U_0$ TV1, который обусловливается возможным появлением напряжения нулевой последовательности с высокой и средней стороны АТ при однофазных и двухфазных КЗ с землей и наличием в напряжении $U_{нн}$ составляющей тройной частоты U_{3f} .

$$3U_{*0сз} \geq 3U_{*0нб}, \quad (7)$$

где $3U_{*0нб}$ – величина напряжения небаланса, о. е.

Учитывая малые значения межобмоточной емкости АТ и U_{3f} , отстройка обеспечивается при $3U_{0сз} = (5 - 12) \%$. Однако, напряжение нулевой последовательности на выходе фильтра $3U_0$ (с выводов обмотки «разомкнутого» Δ) трансформатора напряжения обусловливается и путем его трансформации со стороны РО ВДТ при указанных выше КЗ относительно земли на стороне ВН и СН автотрансформатора и ненулевом положении переключателя РО ВДТ.

Для согласования действия защит от замыканий относительно земли, необходимо отстроить их по времени срабатывания друг от друга и введением взаимных блокировок по логическому входу. Так, первые ступени токовой направленной защиты нулевой последовательности (ТНЗНП) автотрансформатора блокируют по логическому (дискретному) входу описанную выше защиту от замыканий на землю со стороны НН АТ (контроль $3U_0$), реализуя тем самым логическую селективность. В последней также необходимо предусмотреть выдержку времени $\Delta t_{сз} = (0.5 - 1.0)$ с. Кроме того, ток срабатывания $I_{0сз}$ отстраивается от тока небаланса в нейтрали ВО при внешних КЗ со стороны ВН и СН автотрансформатора:

$$I_{*0сз} \geq I_{*Ннб}, \quad (8)$$

где $I_{*Ннб}$ – относительное значение тока небаланса, контролируемое от трансформатора тока ТА 22 в нейтрали ВО ВДТ, о. е.

Междуфазные КЗ со стороны НН автотрансформатора (включая сюда ВДТ и трансформатор собственных нужд) устраняются дифференциальной защитой АТ и дифференциальной защитой ошиновки низшего напряжения.

2.5. Опытно-промышленные испытания фазоворотного комплекса

Опытно-промышленные испытания по включению первой (на территории СНГ) управляемой электропередачи 500 кВ Северный Казахстан – Актюбинская область с ФПТ (ПС 500 кВ Ульке) проводились в период с 26.01.2009 по 02.02.2009. Включение фазоворотного комплекса осуществлялось в два этапа – включение АТ в режиме холостого хода со стороны ВН 500 кВ (см. рис. 6, 7) и последующее включение ВДТ под нагрузку со стороны СН 220 кВ (см. рис. 8).

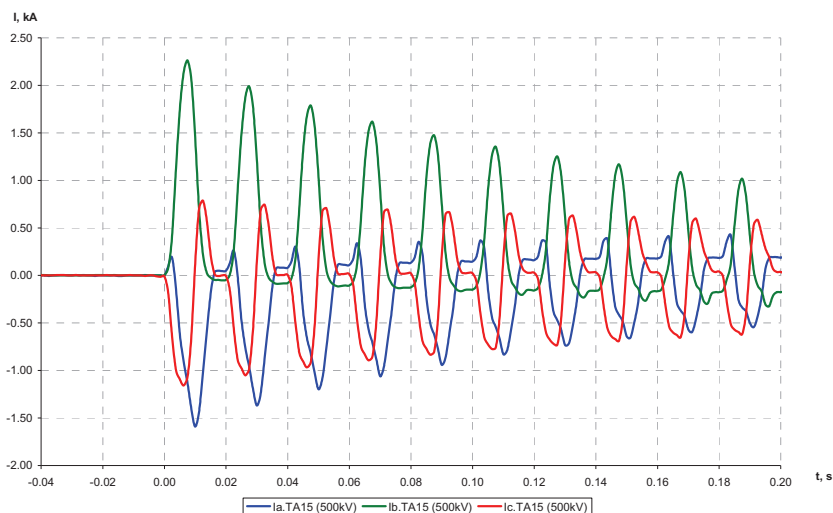


Рис. 6: Осциллограмма включения АТ в режиме холостого хода

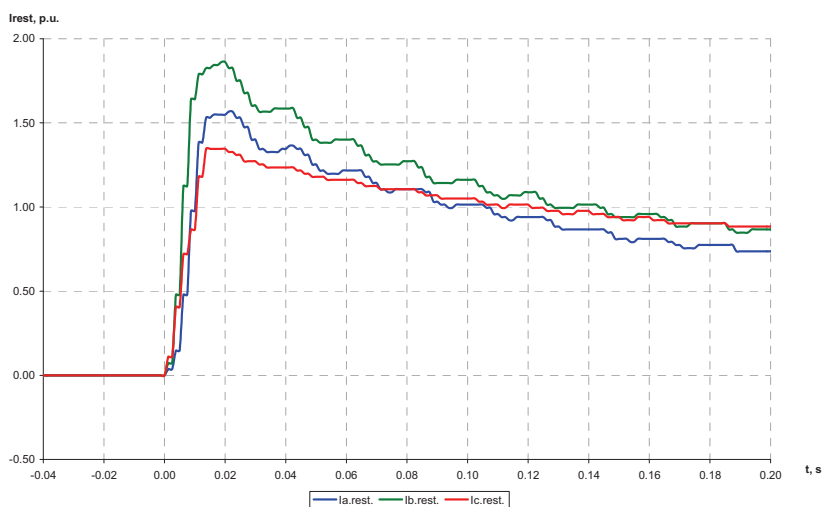


Рис. 7: Изменение токов торможения дифференциальной защиты АТ при его включении в режиме холостого хода

В процессе включения АТ в режиме холостого хода осциллографировался бросок тока намагничивания (см. рис. 6) и контролировался пуск этим током дифференциальной защиты ($I_{C3_min} = 0,2 I_{ном}$). Также сделан расчет тока торможения (см. рис. 7), обусловленного появлением броска намагнивающего тока при интервале усреднения 20 мс.

Уставка органа блокировки от броска тока намагничивания по второй гармонике принималась равной 15% (по отношению к основной гармонике), а уставка дифференциальной отсечки из этих соображений принималась $6,0 I_{ном}$.

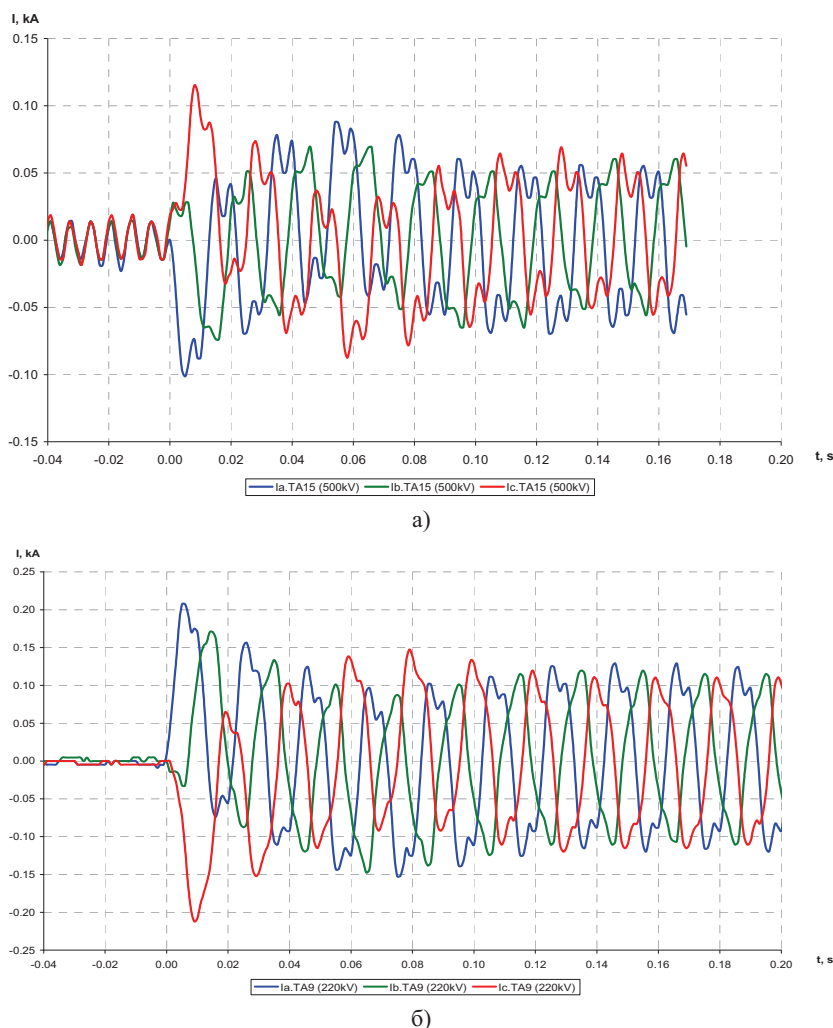


Рис. 8: Осциллограмма включения ВДТ под нагрузку
а) сторона 500 кВ; б) сторона 220 кВ

В результате анализа цифровых осциллограмм установлено, что пиковое значение токов включения АТ составляет 2,263 кА (см. рис. 6), что отвечает кратности 3,91 ($I_{ном} = 578,51$ А). Спектральный анализ сигналов фазных токов включения показал наличие второй гармонической составляющей (22-24 %), а также незначительный уровень (около 2%) пятой и высших гармонических составляющих.

На рис. 8 изображены осциллограммы переходного процесса (последовательно на сторонах 500 кВ и 220 кВ) при включении вольтодобавочного трансформатора под нагрузку около $0,2 I_{ном}$.

3. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выявлены особенности повреждений фазоповоротного трансформатора в цепях его низшего напряжения 38,5 кВ. Установлено, что дифференциальная защита будет нечувствительна к замыканиям на землю со стороны возбуждающей обмотки при нулевом положении избирателя отпаек регулирующей обмотки. Для устранения этого недостатка система защиты фазоповоротного трансформатора должна быть дополнена защитой от замыканий на землю в цепи низшего напряжения 38,5 кВ с контролем напряжения и тока нулевой последовательности.

Москва, 7–10 сентября 2009 г.

Предложена концепция создания системы релейной защиты фазоповоротного комплекса. Такой принцип построения системы защиты позволяет обеспечить необходимую чувствительность и селективность с учетом схемно-режимных условий работы фазоповоротного трансформатора.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Евдокунин Г.А. и др. Фазоповоротный трансформатор. Впервые в СНГ применен в Казахстане. Новости электротехники, № 6 (48), 2008.
- [2] Ванин В.К., Попов М.Г. Фазоповоротный трансформатор. Особенности релейной защиты. Новости электротехники, № 2 (56), 2009.

Особенности продольной дифференциальной защиты линии с цифровыми каналами связи между полуккомплектами

А.Н. ДОНИ, Н.А. ДОНИ
ООО НПП «ЭКРА», Чебоксары
Россия
doni_na@ekra.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Дифференциальная защита линии, характеристики срабатывания, насыщение трансформаторов тока.

В отечественной практике релейной защиты воздушных линий электропередачи (ВЛ) в качестве основной быстродействующей защиты традиционно применяются дифференциально-фазные защиты [1, 6]. Недостатком ДФЗ является ограничение по чувствительности при использованиях на ВЛ со слабым питанием с одной стороны и возможность отказа в некоторых режимах. Известно, что из существующих принципов выполнения защит линии только дифференциальный имеет возможность измерения тока в месте повреждения на каждом конце ВЛ, и поэтому чувствительность продольных дифференциальных защит линии (ДЗЛ) обычно выше чувствительности ДФЗ. ДЗЛ может применяться на ВЛ или кабельных линиях (КЛ) с односторонним питанием с обеспечением необходимой чувствительности при всех видах повреждений. Современное состояние техники релейной защиты и наличие цифровых каналов связи сделало возможным реальное внедрение ДЗЛ.

Принцип действия ДЗЛ основан на анализе токов по концам защищаемой линии [1, 2]. В отличие от дифференциальных защит сосредоточенных объектов, ДЗЛ выполняется в виде двух полуккомплектов, устанавливаемых на противоположных концах линии (рис. 1а). Сложность реализации ДЗЛ заключается в необходимости передачи информации о токах своего конца линии второму полуккомплекту, расположенному на значительном расстоянии. Ранее, при передаче аналоговых сигналов по проводной связи между полуккомплектами, область применения ДЗЛ ограничивалась только короткими ВЛ или КЛ. В настоящее время передача информации между полуккомплектами защиты осуществляется по цифровым каналам связи и длины защищаемых линий составляют сотни километров.

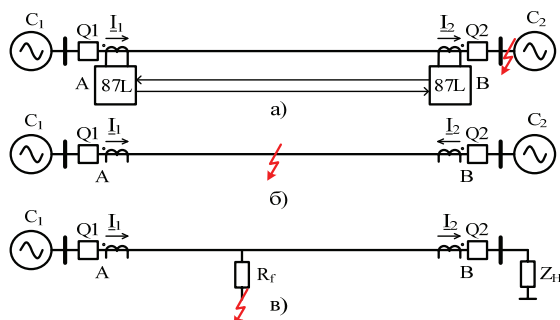


Рис. 1: Направление токов для двухконцевой линии:
 а) – в режимах протекания токов нагрузки и при внешних повреждениях;
 б) – при повреждениях в защищаемой зоне;
 в) – для повреждений на ВЛ с односторонним питанием

В терминалах, установленных на разных концах защищаемой линии, осуществляется синхронизация моментов взятия цифровых отсчетов аналоговых сигналов и синхронизация цифровой обработки

сигналов. При наличии каналов связи терминалы представляют собой одно устройство с единой системой векторов сигналов.

Определение времени передачи данных по каналу связи осуществляется с помощью известного метода пинг-понг. Точность синхронизации положения векторов в устройствах на разных концах линии определяется разностью времени передачи данных по каналу связи в прямом и обратном направлениях. Если указанная разность имеет стационарный характер, то она может быть скомпенсирована путем задания параметра несимметричности канала. Надежность действия ДЗЛ может быть увеличена путем дублирования каналов связи. Значения векторов фазных токов передаются на противоположный конец линии с интервалом 0,005 с.

Для анализа действия и блокирования дифференциальной защиты линии в различных аварийных и нагрузочных режимах удобно пользоваться характеристиками срабатывания в комплексной плоскости отношений векторов токов (I_1/I_2) (ОВТ) по концам защищаемой ВЛ (рис. 2), где $a = \text{Re}(I_1/I_2)$ и $b = \text{Im}(I_1/I_2)$ [2, 3]. Указанная плоскость служит для визуализации состояния ДЗЛ и ее использование подобно применению комплексной плоскости сопротивлений для анализа дистанционных защит.

В нормальном режиме по линии протекает ток нагрузки. В плоскости ОВТ, без учета искажающих факторов измерительных трансформаторов тока, нагрузочный режим и внешние повреждения представлены одной точкой с координатами $(-1+j0)$.

Для ВЛ с односторонним питанием, при внутренних КЗ через переходное сопротивление, возможно протекание токов по концам линии с направлением, соответствующем внешнему повреждению (рис. 1в). В этом случае соотношение между модулями токов по концам линии отличается от единицы значительно и этот режим распознается выбором соответствующей характеристики блокирования ДЗЛ.

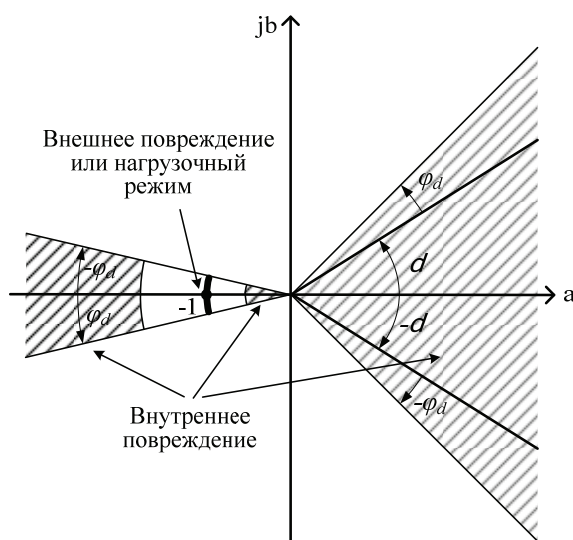


Рис. 2: Влияние несимметрии канала связи и величины перетока мощности по ВЛ на положение характеристических точек в плоскости ОВТ

Влияние нагрузочного режима

В устройстве ДЗЛ производится раздельное сравнение трех фазных токов по концам защищаемой линии. Поэтому, при внутренних повреждениях на линии с двухсторонним питанием, имеется фазовый сдвиг между сравниваемыми фазными токами, определяемый углом электропередачи (разностью фаз эквивалентных ЭДС по концам линии $\pm\delta$).

Влияние несимметричности цифрового канала связи

Несимметричность цифрового канала связи между полукомплектами ДЗЛ по концам защищаемой линии также приводит к изменению взаимного угла между измеряемыми токами по концам линии. Под несимметричностью канала связи подразумевается разность времени передачи цифрового сигнала.

ла между полукомплектами Δt_d в прямом и обратном направлении. Дополнительный сдвиг фаз между измеряемыми токами φ_d пропорционален Δt_d :

$$\varphi_d = 9000 \times \Delta t_d.$$

При использовании в качестве канала связи выделенных жил одного оптического кабеля, дополнительный фазовый сдвиг φ_d можно не учитывать, поскольку в этом случае величина Δt_d составляет единицы микросекунд.

Одним из требований применимости цифровых каналов связи с использованием мультиплексоров является $\Delta t_d < 0,001$ с. Для этого случая угол φ_d не превышает 9° при частоте сигналов 50 Гц.

При внешних повреждениях и в нагрузочных режимах, за счет различия времени передачи цифрового сигнала между полукомплектами Δt_d в прямом и обратном направлении, характеристическая точка режима ДЗЛ в комплексной плоскости ОВТ отклоняется от точки с координатами $(-1+j0)$ по дуге на угол φ_d , как показано на рис. 2.

Влияние насыщения измерительных трансформаторов тока

Насыщение ТТ характеризуется отклонением соотношения модулей векторов первой гармоники первичного и вторичного токов трансформатора от коэффициента трансформации и их взаимного угла от нуля, причем эти изменения происходят во времени.

Рассматривается случай, когда с одной стороны ВЛ ток трансформируется без искажений, а с другой стороны линии имеет место насыщение ТТ. В этом случае, при внешнем повреждении в энергосистеме, в процессе насыщения ТТ изменяется соотношение (I_1/I_2) и характеристическая точка режима ДЗЛ в комплексной плоскости ОВТ отклоняется от точки с координатами $(-1+j0)$. Это отклонение определяется степенью насыщения ТТ и может быть значительным.

Степень насыщения ТТ при повреждении в энергосистеме зависит от нескольких факторов: характеристик ТТ, кратности тока КЗ, наличия апериодической составляющей в токе КЗ и её постоянной времени затухания, от величины сопротивления нагрузки во вторичной цепи ТТ.

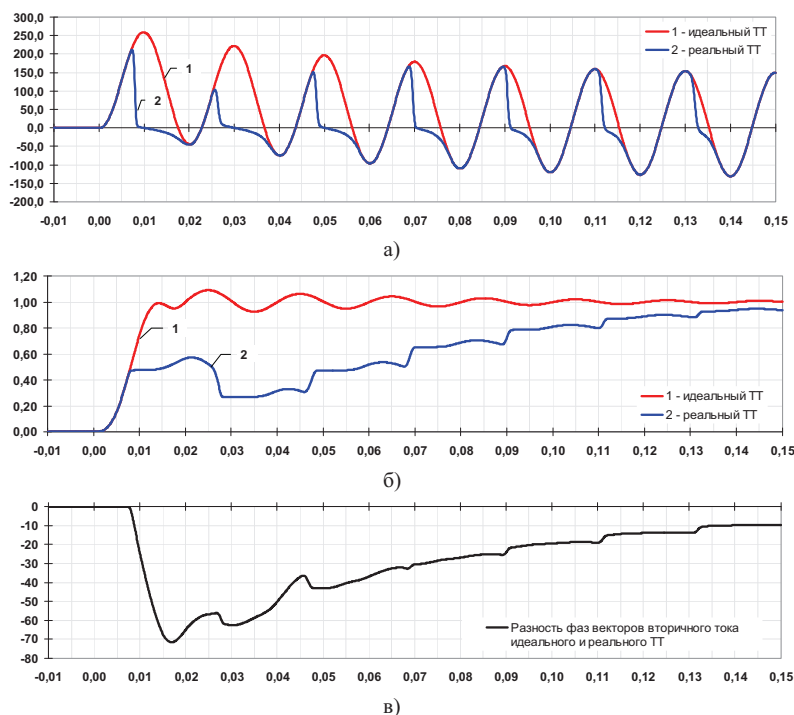


Рис. 3: Динамические погрешности реального ТТ:

- а) – вторичный ток (в Амперах);
- б) – погрешность по действующему значению первой гармоники вторичного тока (о.е.);
- в) – угловая погрешность (градусы)

В качестве примера на рис. 3, а показаны расчетные кривые вторичного тока идеального и реального ТТ. Постоянная времени затухания аperiodической составляющей первичного тока – 0,05 с. Для максимального установившегося тока КЗ, возможного при внешних повреждениях на защищаемой ВЛ, погрешность ТТ составляет 10%.

По кривым на рис. 3б и рис. 3в можно определить изменение во времени отношения модулей и разности фаз векторов вторичного тока идеального и реального ТТ. Для указанного примера в процессе насыщения ТТ максимальная величина $|\underline{I}_1/\underline{I}_2| = 4,64$, а максимальный фазовый сдвиг равен 71° . Чем больше погрешность реального ТТ в установившемся режиме КЗ, тем больше предельная величина модуля отношения векторов токов $|\underline{I}_1/\underline{I}_2|$ и максимальный фазовый сдвиг между вторичными токами реального и идеального ТТ.

Для исключения излишних отключений ВЛ при внешних повреждениях с большими токами КЗ и с насыщением ТТ необходимо иметь форму области блокирования ДЗЛ при внешних повреждениях такого вида, чтобы каждая характеристическая точка режима ДЗЛ в комплексной плоскости ОВТ была внутри этой зоны.

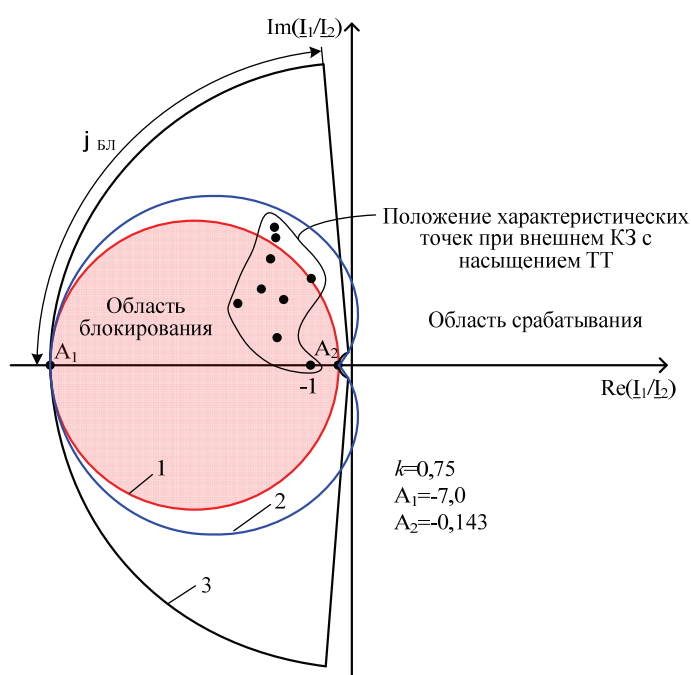


Рис. 4: Характеристики блокирования и действия ДЗЛ

ДЗЛ имеет возможность работы с тремя типами характеристик блокирования (ХБ), показанными на рис. 4: в виде окружности – 1, в виде кардиоиды – 2 и в виде сектора или «радуги» – 3 [3, 4]. Все три характеристики проходят через две точки A_1 и A_2 на горизонтальной оси плоскости $(\underline{I}_1/\underline{I}_2)$, координаты которых зависят от выбранного коэффициента торможения k :

$$A_1 = -(1+k)/(1-k), A_2 = -(1-k)/(1+k).$$

Граничной линией ХБ в виде окружности соответствует условие $|\dot{I}_1 + \dot{I}_2| = k \times |\dot{I}_1 - \dot{I}_2|$, в виде кардиоиды – условие $|\dot{I}_1 + \dot{I}_2| = k \times (|\dot{I}_1| + |\dot{I}_2|)$. Особенностью секторной ХБ является независимость границ модуля отношения токов и угла блокирования. Границы допустимой величины модуля отношений токов определяются уставкой по коэффициенту торможения k , а величина угла блокирования задается уставкой $\varphi_{БЛ}$.

Нахождение характеристической точки отношения векторов токов по концам линии внутри области, ограниченной окружностью, кардиоидой или сектором (может быть выбрана только одна из

характеристик), соответствует блокированию защиты. Нахождение характеристической точки вне указанной области соответствует действию ДЗЛ на отключение.

При внешних повреждениях в энергосистеме характеристические точки должны находиться внутри ХБ во время КЗ и сопутствующих внешних отключений, включая переходные режимы с насыщением ТТ. При всех видах КЗ на ВЛ характеристические точки должны находиться вне зоны блокирования.

На рис.4 показаны характеристические точки в разные моменты времени при внешнем КЗ для примера на рис. 3.

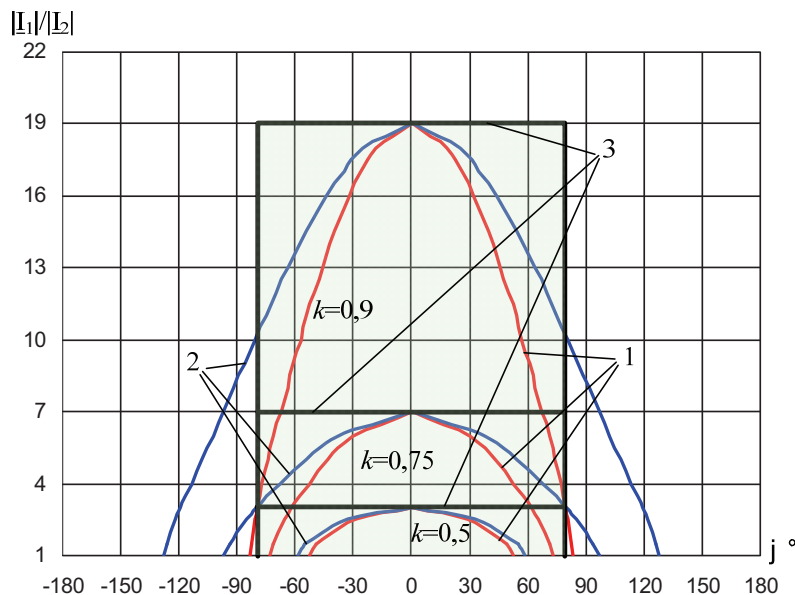


Рис. 5: Угловые характеристики блокирования ДЗЛ при разной величине коэффициента k

На рис. 5 показана взаимосвязь между модулем отношения токов по концам ВЛ и предельным углом между векторами токов, при котором происходит блокирование ДЗЛ. Кривые приведены для всех трех характеристик блокирования ДЗЛ (рис. 4) при разных значениях коэффициента торможения k . Пользуясь этими зависимостями, можно, для конкретных условий по насыщению ТТ, выбрать тип характеристики блокирования и коэффициент торможения.

Секторная характеристика может иметь наибольшую площадь из представленных трех зон блокирования. Поэтому при её применении условия блокирования ДЗЛ наилучшие, но условия действия на отключение несколько ухудшаются. Применение такой характеристики блокирования может быть рекомендовано при ожидаемом сильном насыщении ТТ, когда в установившемся режиме, при максимально возможном токе КЗ, погрешность ТТ превышает 10%. Попадание нескольких характеристических точек при внутренних повреждениях в область ХБ приведет к некоторому замедлению действия ДЗЛ на отключение выключателя.

При использовании ХБ с граничной линией в виде окружности, условия блокирования хуже, но область действия на отключение шире. Применение такой характеристики рекомендовано при малой вероятности появления значительного насыщения ТТ и при больших перетоках мощности в нормальном режиме.

При любых характеристиках блокирования и срабатывания, действие дифференциального элемента на отключение разрешается только при превышении дифференциальным током $I_d = |\dot{I}_1 + \dot{I}_2|$ некоторой величины I_{0d} , определяемой соответствующей уставкой.

Влияние емкостной проводимости КЛ и длинных ВЛ на выбор параметров чувствительности ДЗЛ исключается путем выравнивания токов, подводимых к обоим полукомплексам защиты в нагрузочных режимах энергосистемы, при внешних повреждениях и коммутациях [5]. В связи с тем, что в устрой-

Москва, 7–10 сентября 2009 г.

ствах использовано сравнение фазных величин токов, выравнивание производится с использованием параметров удельной проводимости линии по прямой и нулевой последовательности.

Работа на ВЛ с ответвлениями

В функциональную схему защиты введены элементы, обеспечивающие ее правильное функционирование на многоконцевых ВЛ 110–220 кВ при отсутствии комплектов защиты на ответвлениях без питания. Для такого применения защита отстроена от излишних действий при броске тока намагничивания трансформаторов ответвления и при повреждениях на стороне низкого напряжения [6].

Дополнительные возможности

Терминалы ДЗЛ дополнены комплектами ступенчатых защит (пять ступеней дистанционной защиты и шесть ступеней токовой направленной защиты нулевой последовательности). Совместно с внешней аппаратурой передачи команд устройства могут выполнять функции второй основной защиты линии на альтернативном принципе действия. Устройство имеет дополнительную возможность передачи и приема до 20 дискретных команд

Встроенная функция определения места повреждения (ОМП) работает по принципу двустороннего замера без использования составляющих нулевой последовательности. Повышение точности ОМП достигнуто путем автоматического учета реальной разницы коэффициентов передачи по цепям напряжения обоих полуккомплектов ДЗЛ при каждом измерении расстояния.

Опыт эксплуатации

Первые два комплекта ДЗЛ введены в опытную эксплуатацию на ВЛ 110 кВ «Тольяттинская ТЭЦ» – ПС «Левобережная» и на ВЛ ПС «Центральная» – ПС «Южная» в Казанских ЭС в 2007 г. Мониторинг устройств проводился по GSM каналам связи. За время наблюдения зафиксировано около 50 внешних повреждений и два КЗ в зоне действия защиты с максимальными токами до 8000 А. Во всех случаях действие ДЗЛ было правильным.

На 6 линиях 110 кВ (Балаковская ТЭЦ 4) установлены ДЗЛ с использованием дублированных каналов связи со скоростью передачи цифровой информации 512 кБит/с. Оптические линии связи имеют разные трассы прокладки, что повышает надежность защиты и надежность обмена командами между подстанциями (дистанционное управление выключателями).

Опыт наладки и эксплуатации защит – положительный.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Атабеков Г.И. Теоретические основы релейной защиты высоковольтных сетей. М.-Л., Госэнергоиздат, 1957.
- [2] Циглер Г. Цифровая дифференциальная защита. Принципы и область применения. М., Знак, 2008.
- [3] Ernst L.J., Hinman W.L., Quam D.H., and Thorp J.S. “Charge Comparison Protection of Transmission Lines – Relaying Concepts”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 7, No 4, October 1992, pp. 1834–1852.
- [4] Tziouvaras D.A., Altuve H., Benmouyal G., Roberts J., “Line Differential Protection with an Enhanced Characteristic”, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. 2350 NE Hopkins Court, Pullman, WA 99163 USA.
- [5] Дони Н.А., Левиуш А.И., Тонких Е.В., Ужегов В.Т. О предельных длинах ВЛ, защищаемых дифференциально-фазными защитами без устройств компенсации емкостного тока // Электрические станции, № 2, 2003.
- [6] Дони А.Н., Дони Н.А. Особенности выполнения микропроцессорной ДФЗ ВЛ 110–750 кВ. Материалы CIGRE Relay protection and Substation Automation of Modern EHV Power Systems (Moscow–Cheboksary, September 10–12, 2007).

Раньше и теперь: Сравнение сложности полносхемных защит

**BOB MORRIS, ROY MOXLEY, AND CHRISTINA KUSCH
SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES, INC.**

Резюме — В наше время инженер-релейщик имеет точное представление о том, что необходимо делать в той или иной ситуации. Новые проекты и проекты по реконструкции наряду с дополнительными системными требованиями увеличивают объем работы по проектированию, настройке, установке и эксплуатации систем защиты. Инженеры часто вспоминают «былые хорошие деньки» с ностальгией.

В настоящей статье делается покомпонентное и полинейное сравнение схем защиты с точки зрения электромеханической, микропроцессорной и распределенной микропроцессорной структур. Для полной системы защиты линии сравнение выполняется по реле защиты, оперативной логике, уставкам, надежности программно-аппаратного обеспечения, монтажу и тестированию (периодические и приемосдаточные).

Осознавая тот факт, что инженеры всегда хотят иметь наилучшее практически достижимое решение, авторы данной статьи приводят измерения и расчеты по надежности системы защиты. Для сравнения схем в цифровых значениях используется технология анализа дерева неисправностей.

Наконец, соображения в части функциональных требований старых и современных систем позволяют инженерам и руководству компаний оценивать технологическую эффективность систем управления в целом.

1. ВСТУПЛЕНИЕ

Великий бейсболист Йоги Берра говорил: «Если Вы не знаете, куда идете, Вас занесет в другое место». Это высказывание всецело применимо к миру релейной защиты. За последние 25 лет от набора черных ящиков, наполненных магнитами и пружинами, мы дошли до микропроцессорных схем, которые сочетают в себе функции целой дюжины реле. Кроме того, следуя общей тенденции в промышленности, мы стремимся к дальнейшему объединению устройств и дополнительных опций в одной конфигурации. Вопрос, который необходимо задать самим себе: Действительно ли это прогресс?

Вместо размытых субъективных критериев оценки прогресса мы можем использовать математические инструменты для анализа вероятности благоприятного или неблагоприятного результата. Таким способом мы можем спланировать и спроектировать нужные результаты.

2. АНАЛИЗ ДЕРЕВА НЕИСПРАВНОСТЕЙ

Хороший способ измерить вероятность того или иного результата — метод дерева неисправностей [1]. На рисунке 1 показана простая схема релейной защиты из [1].

Простое объяснение диаграммы отказа: вероятности отказов входов элемента ИЛИ складываются, тогда как вероятности отказов входов элемента И умножаются. На рисунке 1 схема релейной защиты включает два параллельно соединенных реле. Если оба отказывают одновременно, схема не срабатывает. Кроме того, система не срабатывает и при отказе других элементов. Для того, чтобы оценить неготовность системы в цифровом выражении, нужно присвоить индивидуальные значения неготовности каждому входному элементу. Поскольку устройства различных производителей сделаны по-разному, можно воспользоваться методом качественного сравнения [1], [2]. Эти значения сведены в Таблице 1.

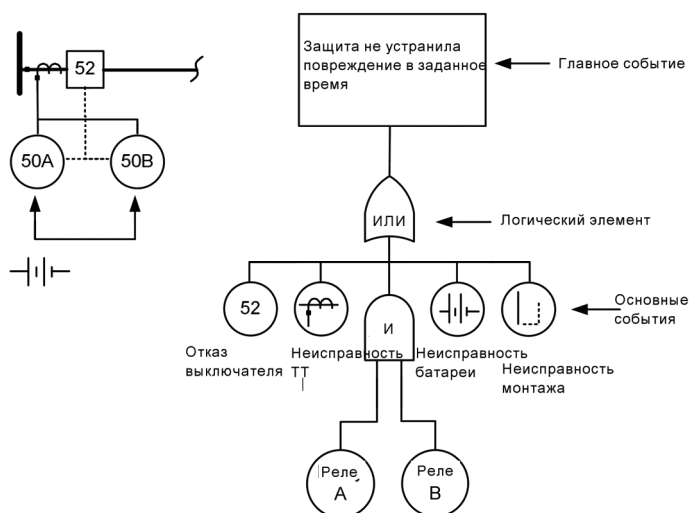


Рис. 1: Однолинейная схема релейной защиты с соответствующей схемой дерева неисправностей

Компонент	Неготовность · 10 ⁻⁶
Выключатель	300
Неправильное применение релейной защиты	100
Аппаратная часть релейной защиты*	100
Измерительный трансформатор (пофазно)	10
Система постоянного тока	50
Монтаж (на присоединение)	20

Табл. 1: Неготовность компонентов системы защиты

* Надежность и потенциальное неправильное применение схемы может сильно варьироваться; об этом сказано в Разделе 4, подраздел 4.1.

Необходимо заметить, что значения неготовности в Таблице 1 являются только оценками и могут изменяться в зависимости от условий эксплуатации и тестирования. Неготовность монтажа предполагает исправление ошибок, обнаруженных при проверках, однако может совершенствоваться в процессе эксплуатации, например, при мониторинге цепей отключения [2]. В конечной оценке схемы (см. Таблицу 5) дается диапазон от 2 до 20·10⁻⁶ с целью показать влияние на неготовность схемы. На рисунке 1 показан отказ реле как одиночный случай, однако в реальности это сумма неготовности аппаратной части, встроенных программ и неправильного применения. На рисунке 1 схема отличается от той, которая используется при ложном отключении как события, имеющем самый высокий приоритет. В настоящей статье при анализе отказ отключения используется по причинам непротиворечивости.

Релейщики обновляют программно-аппаратные средства релейной защиты с целью расширения функциональности и исправления дефектов. Один производитель отслеживает индикатор работы реле, который отражает частоту обновления программно-аппаратных средств для исправления дефекта. Основываясь на опыте эксплуатации производителя, надежность аппаратного обеспечения в виде средней наработки на аппаратный отказ можно принять равной 30 годам. Исходя из опыта эксплуатации предлагается один день как среднее время ремонта (MTTR) в течение каждого обновления программно-аппаратных средств. Эти значения дают неготовность программно-аппаратной части микропроцессорной защиты равную 90·10⁻⁶.

В наших расчетах суммировались параметры неготовности для каждого элемента схемы по отдельности. Приняв простую схему защиты, имеем 32 монтажных соединения (три ТТ, одна цепь отключения, состоящая из четырех сегментов, включая испытательный блок и клеммник):

$$\begin{aligned} & (\text{Отказ выключателя}) + (\text{Отказ ТТ}) + ((\text{Отказ Реле А} + \text{Неправильное применение Реле А} + \text{Обновление программно-аппаратной части Реле А}) \cdot (\text{Отказ Реле В} + \\ & \text{Неправильное применение Реле В} + \text{Обновление программно-аппаратной части Реле В})) + (\text{Отказ цепи пост. тока}) + (32 \cdot \text{Неисправность проводника}) = \text{Отказ схемы} \end{aligned}$$

Комбинирование и оценка приводят к результатам, показанным в таблице 2 – таким образом получается типополнение Таблицы 1.

Компонент	Неготовность
Выключатель, Измерительные трансформаторы, подключение постоянного тока ($300 \cdot 10^{-6}$) + ($3 \cdot 10 \cdot 10^{-6}$) + ($50 \cdot 10^{-6}$)	0.00038
Схема реле ($100 \cdot 10^{-6}$ + $100 \cdot 10^{-6}$ + $91 \cdot 10^{-6}$) · ($100 \cdot 10^{-6}$ + $100 \cdot 10^{-6}$ + $90 \cdot 10^{-6}$)	0.00000008
Система монтажа $32 \cdot 20 \cdot 10^{-6}$	0.00064
Итого $0.00038 + 0.00000008 + 0.00064$	0.0010208

Табл. 2: Неготовность компонентов защиты для схемы с рисунка 1

При такой группировке компонентов даже при минимальном их количестве – в 32-проводной соединительной системе – монтаж является ограничением для повышения готовности.

3. СРАВНЕНИЕ СХЕМ

Оценка более сложной схемы может выполняться по той же методике с учетом различных типов используемых реле. В этом случае мы сравниваем электромеханическое дистанционное реле, включающее АПВ и контроль синхронизма, с современным микропроцессорным реле [3].

3.1. Устройства

Электромеханическая схема включает в себя три дистанционных реле КД, одно направленное реле от замыканий на землю IRD-8, одно реле контроля синхронизма CVE, одно реле контроля напряжения NVG и одно реле времени TD-5. Вспомогательные переключатели и устройства необходимы для функциональной схемы.

Микропроцессорное реле – одиночное устройство с множеством входов/выходов, а также дополнительными функциями. Здесь основные предположения – это независимость каждой зоны защиты, т.е. для отказа всей схемы необходим отказ всех компонентов, и необходимость наличия контроля напряжения или синхронизма для работы схемы АПВ. Кроме того, предполагается, что для правильной работы схемы должны работать обе защиты – фазная и земляная. При этом оценка срабатывания схемы оказывается очень либеральной – отключения с выдержкой времени также расцениваются как успешное срабатывание. Можно делать и по-другому – тогда успешными будут считаться только быстродействующие срабатывания. Необходимо учитывать, что анализ дерева неисправностей в данном случае выполняется только для работы реле, включенных в схему. Другие компоненты системы тоже должны оцениваться.



Рис. 2: Компоненты электромеханической дистанционной схемы

Частота неготовности каждого компонента указана как X или $2X$. Они были выбраны для демонстрации относительной сложности реле. Более сложные дистанционные реле и направленные реле защиты от замыканий на землю оцениваются здесь с тем, чтобы получить вдвое большую частоту отказов, чем у более простых реле времени и повторного включения.

В статье [1] неготовность микропроцессорного реле со средним временем наработки на отказ в 100 лет, с контролем сигнала о неисправности и временем ремонта – 2 дня выведена равной $100 \cdot 10^{-6}$. Если предположить, что частота отказа простого электромеханического реле в 20 раз меньше (приблизительно 2000 лет) и один год обнаружения неисправности, мы получаем индивидуальную неготовность в $500 \cdot 10^{-6}$. Это может расцениваться как наилучший сценарий. Значение МТБФ электромеханического реле внутреннего исполнения находится в пределах 100...500 лет, в зависимости от режима эксплуатации и техобслуживания. Время обнаружения пассивного отказа электромеханического реле может быть значительно больше одного года, в зависимости от интервала обслуживания. Оценка решения, показанного на рисунке 3: наилучший показатель дает нам неготовность схемы $1500 \cdot 10^{-6}$. Это снижает все коэффициенты более высокого порядка, поскольку они на несколько порядков менее значимы. Простой вывод из сказанного: в электромеханической схеме должно работать одновременно множество элементов, что повышает неготовность схемы.

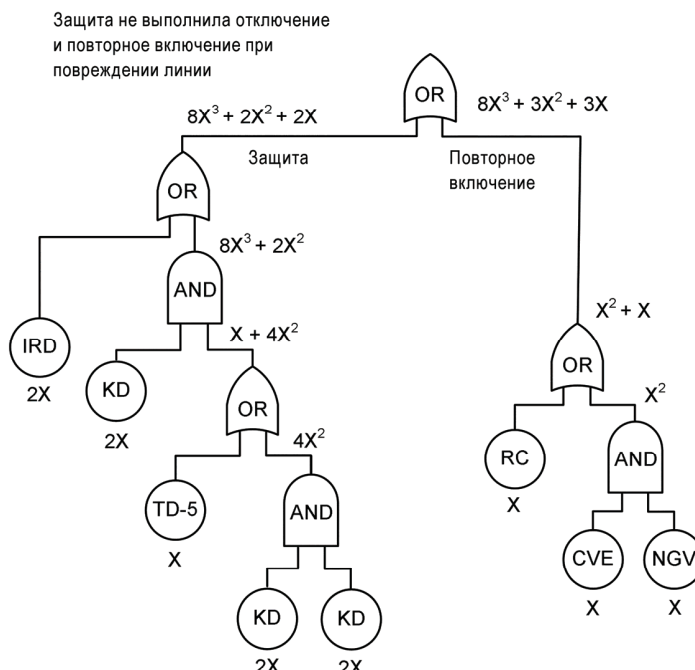


Рис. 3: Дерево неисправностей электромеханического дистанционного реле

3.2. Монтаж

Как было показано в Таблице 2, даже при простой схеме монтаж дает более половины случаев неготовности. Монтаж электромеханического дистанционного реле намного сложнее, чем монтаж простого реле максимального тока с 4 двухконцевыми и 4 одноконцевыми реле с 12 присоединениями на конец для всех 144 присоединений. Кроме того, на рисунке 2 показано, что имеется 12 вспомогательных устройств и переключателей управления. Предположив, что каждое из них имеет по 8 подключений, к 144 добавляется еще 96, и всего получается 240 присоединений.

Для каждого присоединения к реле имеются подключения клеммников, проверочных блоков и распределительных шкафов. Например, подключение ТТ идет с ТТ на клеммник в шкафу выключателя, на зажим в распределительный шкаф, на зажим в релейного шкафа, на проверочный блок, на реле. Комбинируя проверочный блок с клеммником можно оценить 4 провода и 8 подключений для каждого релейного терминала, для всех 1920 присоединений полной схемы. Если взглянуть на количество проводов в правой части рисунка 4, такая идея представляется разумной.



Рис. 4: Панель электромеханических реле с монтажом на задней панели

Дерево неисправностей имеется как для компонентов, так и для отдельных проводов и соединений. На рисунке 3 имеется 14 соединений между устройствами и логическими элементами. Из них 8 – обязательны для обеспечения непрерывного кратчайшего пути от всех компонентов логического элемента ИЛИ. Эти пути показаны жирной линией на рисунке 5.

Если данные соединения работают правильно, система тоже работает правильно. Конечно, если какой-либо физический элемент отказывает, система отказывает тоже. Наложение двух событий, которое приводит к увеличению вероятности по квадрату, становится совершенно незаметным для надежных компонентов. Поэтому в системе со многими резервируемыми компонентами многие соединения также резервируются. В этом случае мы считаем, что 8 из 14 соединений являются критическими, или $8/14 \cdot 1920 = 1097$. Задавая для каждого соединения индивидуальную вероятность отказа в $20 \cdot 10^{-6}$, для всей схемы электромеханической дистанционной защиты вероятность отказа оказывается равной $21194 \cdot 10^{-6}$.

Типовые микропроцессорные реле защиты линии имеют 110 соединений [4]. Вместо того, чтобы гадать, сколько из них являются критическими, можно посчитать зажимы. Предположив, что только три выхода отключения и три выхода включения, вспомогательные входы выключателя, все входы ТТ и ТН, а также питание являются критическими, это дает нам 44 клеммы (24 ТТ/ТН, 20 цифровых). Те же 8 монтажных соединений на терминал, используемые в электромеханической схеме, дают 352 соединения с вероятностью отказа $20 \cdot 10^{-6} \cdot 352 = 7040 \cdot 10^{-6}$.

Защита не выполнила отключение
и повторное включение при
повреждении линии

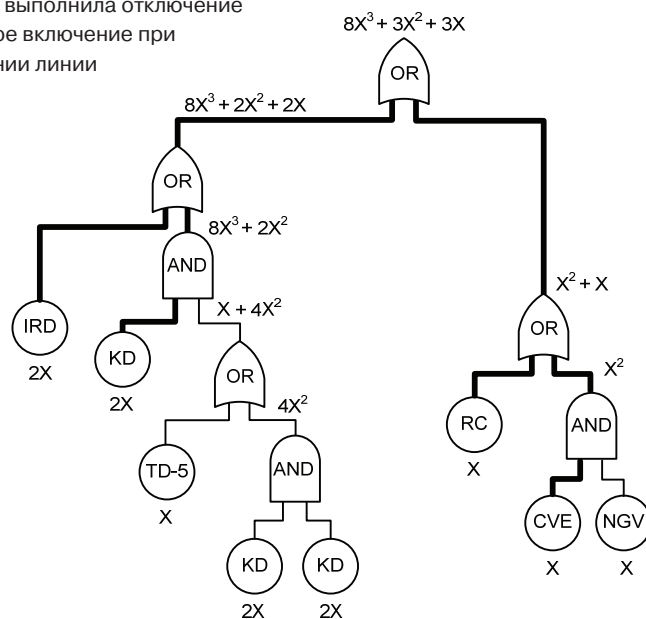


Рис. 5: Критические соединения в электромеханической защите линии

Важность проблем монтажа как причины ненадежности подтверждается данными эксплуатации, где почти 50% отказов связаны так или иначе с монтажом [5]. 14% ложных отключений также связаны с поврежденностью проводов.

3.3. Уставки

Одно из самых главных отличий схем электромеханических реле от микропроцессорных – это уставки. Трудно сравнивать эти две схемы как по методу задания, так и по выбору уставок. В электромеханической схеме уставки каждого реле должны выставляться индивидуально, даже если какая-нибудь характеристика реле, например, угол максимального момента, та же, что и у другого реле. Однако реализация логики схемы в монтаже не требует уставок. Конечно, микропроцессорное реле имеет намного больше уставок, но большинство из них – это дополнительные функции, например, определение места повреждения, что в принципе невозможно в электромеханическом реле. Можно сравнить критичные уставки двух систем по категориям, приведенным в Таблице 3.

Микропроцессорное реле имеет намного больше, чем 53 уставки; здесь приведены только те уставки, которые обязательны для выставления. В статье [1] дается оценка погрешности выставления уставок для микропроцессорных реле – $100 \cdot 10^{-6}$. Если предположить, что частота погрешности линейна, оценить ту же погрешность для схемы электромеханических реле можно как $19/53 \cdot 100 \cdot 10^{-6} = 36 \cdot 10^{-6}$.

Остается вопрос о том, как рассчитать сложность примерно 10000 дополнительных уставок, которые можно задать в микропроцессорном реле. При ближайшем рассмотрении эти уставки не настолько важны – они скорее дают удобства, чем серьезно влияют на работу защиты. Дополнительная сотня уставок подразумевает столько связей, что если они заданы неправильно, то несрабатывание будет обнаружено мгновенно. Возможно самая большая категория дополнительных уставок – это дополнительные группы уставок, имеющиеся в микропроцессорных реле. Типовые реле имеют 6 групп, на 5 больше, чем электромеханические. Это обычно используется в особых или альтернативных условиях, в которых изменяются только несколько уставок из Группы 1. Даже при том, что каждая группа включает сотни уставок, так как большинство из них скопировано, только несколько из них дают реальную погрешность.

Категория уставки	Схема электромеханического реле	Микропроцессорное реле
Настройка	Мин. Отпайка · 3	# выключатели Частота Формат даты Уравнение повреждения Таймер устранения дребезга в контактах Отключение 1/3 фазы Коэффициент ТТ Коэффициент ТН Длина линии # Зоны
Расстояние	Область охвата·3 Угол·3	Уставка по фазе·3/Уставка по земляному углу·3/Уставка по приращению нагрузки [6]
Таймер	Таймеры зоны·2 Таймеры повторного включения·2	Таймеры зоны
Направленная земляная защита	Срабатывание Выдержка времени Угол макс. момента	Срабатывание Выдержка времени Поляризация (может быть автоматической)
Повторное включение	Разделение фазных углов Напряжение на линии есть/нет	Фазный угол Скольжение + 9 других уставок
Логика	Жесткий монтаж	Мин. 11 логических уставок
Всего	19	53

Табл. 3: Уставки схем

Последние факторы, снижающие вероятность погрешности в уставках – это проверки во время эксплуатации. В то время как в электромеханических устройствах защиты отсутствует функция контроля, позволяющая обнаружить совпадение уставок токовых органов защит, микропроцессорные устройства такой функцией обладают, что позволяет производить обнаружение конфликтов задания уставок. В статье [2] показано, что число ошибок монтажа снижено с 1/500 до 1/50.000 посредством тестирования во время установки. Таким же образом, проверки непротиворечивости в ПО задания уставок могут сократить погрешность на порядки.

3.4. Регулирование

Необходимость регулирования возникает как результат изменения компонентов в электромеханических реле. Рассмотрим демонтированное реле КД на рисунке 6.

Шесть движковых переменных резисторов видны в центре рисунка, а остальные все еще остаются смонтированными на реле. Противодействующая пружина в индукционной камере может также изменять характеристику во времени. По мере устаревания эти устройства необходимо настраивать. Настройка необходима для поддержания характеристик, необходимых для правильной работы. Оценка восьми настроек каждого важного реле и четырех каждого менее важного реле дает разумную аппроксимацию. Поскольку порядок величины тот же, что и число необходимых уставок в микропроцессорной схеме, можно использовать $100 \cdot 10^{-6}$ как оценку неготовности. Неточный показатель, но близкий к действительности.

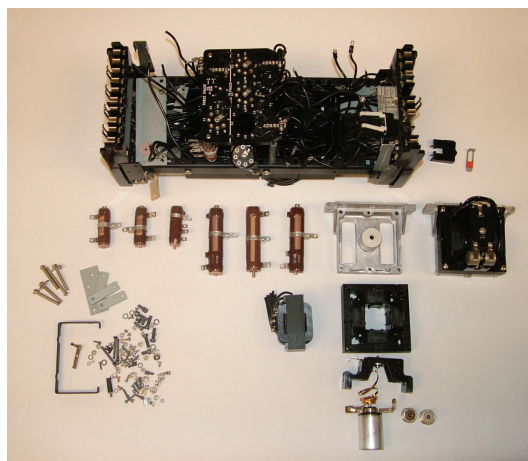


Рис. 6: Реле КД частично демонтировано

Это неточные цифры, отражающие разницу между этими двумя схемами (см. Таблицу 4), однако очень важные. Два наиболее важных и различных фактора — это число устройств и взаимосвязи. Если сосредоточиться на этих двух аспектах схем, то можно значительно уменьшить их сложность.

Микропроцессорная схема		Электромеханическая схема	
Элемент схемы	Неготовность ($\cdot 10^{-6}$)	Элемент схемы	Неготовность ($\cdot 10^{-6}$)
Аппаратная часть	100	Электромеханические реле	1500
Монтаж	7040	Монтаж	21194
Уставки	100	Уставки	36
Программно-аппаратные средства	90	Нет	Нет
Настройки	0	Настройки	100
Выключатель, ТТ, ТН, неисправность цепи пост.тока	380 (из Таблицы 2)	Выключатель, ТТ, ТН, неисправность цепи пост.тока	380 (из Таблицы 2)
Всего	7710	Всего	23210

Табл. 4: Неготовность дистанционной защиты

4. ЦИФРОВЫЕ СОЕДИНЕНИЯ

Информация сегодня поступает на подстанции по медным проводам. Трансформаторы тока и напряжения обеспечивают значение и фазный угол соответствующих рабочих параметров. Вспомогательные переключатели выключателя посылают информацию о состоянии контакта в схему реле. Цифровые связи отлично передают информацию, при этом число проводов — минимально. Поэтому надо использовать эти связи для уменьшения, а не для повышения сложности.

4.1. Сравнение схем

Сравним четыре структуры системы защиты. Первая — микропроцессорная схема, описанная выше. Вторая — микропроцессорная схема, расположенная на выключателе. Третья — распределенная

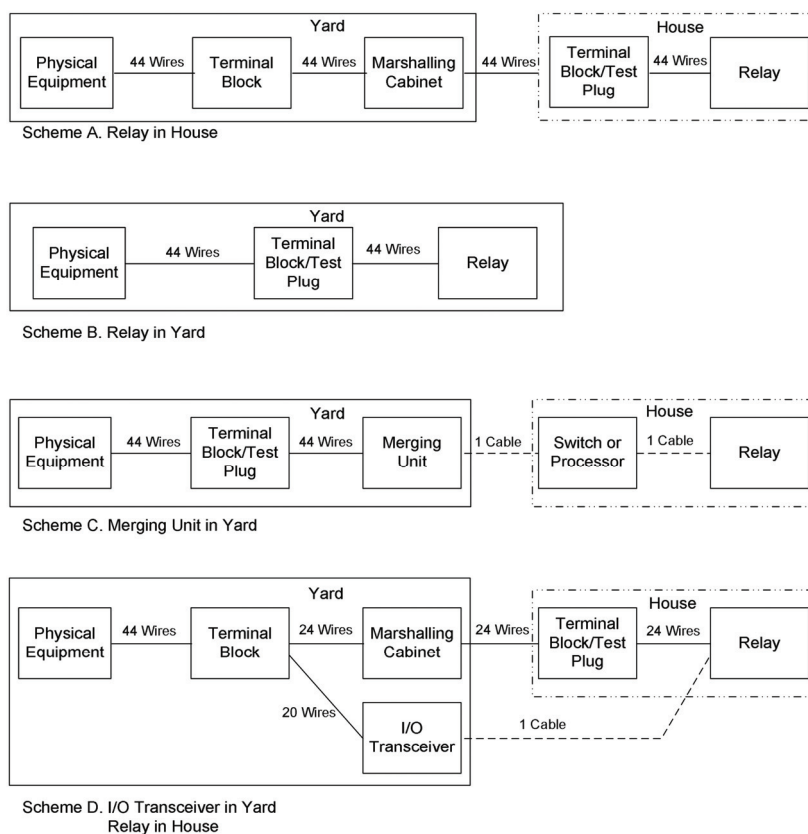


Рис. 7: Возможные соединения цифровой защиты

микропроцессорная схема, включающая в себя объединяющее устройство в шкафу выключателя, которое посылает цифровые данные в реле в диспетчерской. Четвертая — используется цифровой приемопередатчик входных/выходных сигналов в сочетании с реле в диспетчерской. Можно сравнить эти схемы по категориям, указанным в Таблице 4, с небольшими изменениями. Основные соединения для каждой схемы показаны на рисунке 7.

4.2. Сравнение монтажа

Проанализируем монтаж, надежность и стоимость вариантов таких схем. Контактный вход/выход — это 20 клемм на схему, однако их число может быть намного больше. Рассмотрим два однополюсных выключателя с отключенным переключателем (три отключения, одно включение, 52 А, и 52В на фазу, и т.д.) Элементы одинаковы при установке реле как внутри, так и снаружи, но число проводов при этом совершенно разное. Можно использовать значения неготовности для их сравнения с системой с объединяющим устройством и системы с цифровым приемопередатчиком входных/выходных сигналов.

Если реле, Схема А, рисунок 7, находится внутри диспетчерской, число проводов и анализ берутся из Таблицы 4 и вставляются в Таблицу 5. Однако если реле смонтировано в шкафу выключателя (Схема Б), то соединения между терминалом и распределительным шкафом, а также с терминалом в релейном отсеке будут отсутствовать. Можно добавить Ethernet-соединение между реле в шкафу выключателя с отсеком, однако это не является частью требований к защите в данной конфигурации. Поэтому число соединений уменьшится с 352 на реле (см. Раздел 3, подраздел 3.2) до 176. Неготовность монтажа становится $176 \cdot 20 \cdot 10^{-6} = 3520 \cdot 10^{-6}$.

Реле в помещении		Реле снаружи		Отдельное объединяющее устройство		Приемопередатчик входных/выходных сигналов	
Элемент схемы	Неготовность ($\cdot 10^{-6}$)	Элемент схемы	Неготовность ($\cdot 10^{-6}$)	Элемент схемы	Неготовность ($\cdot 10^{-6}$)	Элемент схемы	Неготовность ($\cdot 10^{-6}$)
Аппаратная часть	100/333	Аппаратная часть	100/333	Аппаратная часть	100/333	Аппаратная часть	100/333
Встроенные программы	90	Встроенные программы	90	Встроенные программы	90	Встроенные программы	90
				Аппаратная часть переключателя	100/333	Аппаратная часть цифровых входов/выходов	100
				Настройки переключателя/ процессора	90		
				Встроенные программы переключателя/ процессора	90		
				Аппаратная часть реле	100/333		
				Встроенные программы реле	90		
Монтаж реле в помещении (176 проводов) Через дробь указано число при использовании вероятности $2 \cdot 10^{-6}$ на соединение	7040/704	Монтаж реле выключателя (88 проводов)	350/352	Выключатель на объединяющее устройство к монтажу реле (88 проводов, 2 кабеля)	3600/360	Обязка кабелями между выключателем и релейным залом (136 проводов, 1 кабель)	5480/548
Уставки реле	100	Уставки реле	100	Уставки реле	100	Уставки реле	100
Выключатель, ТТ, ТН или неисправность цепи пост. тока	380 (из Таблицы 2)	Выключатель, ТТ, ТН или неисправность цепи пост.тока	380 (из Таблицы 2)	Выключатель, ТТ, ТН или неисправность цепи пост. тока	380 (из Таблицы 2)	Выключатель, ТТ, ТН или неисправность цепи пост. тока	380 (из Таблицы 2)
Всего	7710/7943/1607		4190/4423/1255		4740/5439/2199		6250/6483/1551

Табл. 5: Неготовность цифровых схем

Необходимо учесть, что монтаж к объединяющему устройству такой же, как и монтаж к реле в шкафу выключателя, но было добавлено по два цифровых кабеля на каждое реле (4 соединения). Каждый кабель может иметь дополнительные силовые или волоконные соединения, которые могут увеличивать возможную неготовность системы; здесь они не рассматриваются. Соединения каждо-

го реле дают неготовность $180 \cdot 20 \cdot 10^{-6} = 3600 \cdot 10^{-6}$. Эта система добавляет два активных устройства: объединяющее устройство и переключатель или процессор (в зависимости от производителя). Неготовность аппаратного обеспечения, встроенных программ и уставок должна быть добавлена для этих устройств.

Цифровой приемопередатчик входных/выходных сигналов позволяет не использовать цифровые провода по цене дополнительного устройства.

Неготовность каждой схемы отражена в Таблице 5.

Некоторые производители указывают среднее время наработки на отказ по меньшей мере 30 лет, что увеличивает неготовность схемы, содержащей эти элементы. Такая повышенная неготовность показана во втором наборе цифр в колонке «Отдельное объединяющее устройство» Таблицы 5. Заметьте, эта более высокая вероятность отказа приводит к тому, что вероятность отказа схемы с отдельным объединительным (объединяющим) устройством ближе к характеристикам схемы с использованием трансиверов.

Третий набор цифр снижает частоту погрешности монтажа с 20 на миллион до 2 на миллион. Этим объясняется повышенное внимание к проверке монтажа и контролю цепи отключения. Надо иметь в виду, что при этом активное устройство оказывается более значительным компонентом при сравнении.

Этот анализ не рассматривает неудобства, связанные с наличием испытательных зажимов в схемах В и С. Кроме того, проверочный набор для Схемы С (объединяющее устройство снаружи) находится в другом месте. Стоимость схем тоже необходимо учитывать. Поскольку провода и устройства добавляют затрат и повышают неготовность, относительные «баллы» Таблицы 5 можно учитывать пропорционально общей стоимости установленной системы.

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Наиболее важные факторы, влияющие на сложность схемы — это число активных устройств и соединительные провода. Поскольку разница в уставках и настройках по сравнению с ними - фактор незначительный, ее можно не учитывать, пока влияние более важных факторов не будет уменьшено.

2. Уменьшение числа устройств и проводов делает схему менее сложной и повышает ее надежность. Последовательно соединенные устройства — серьезная проблема для обеспечения надежности, поскольку они добавляют нестабильности.

3. Неготовность встроенных программ и уставок должна учитываться наряду с надежностью аппаратной части при оценке неготовности системы.

4. Планирование технологических усовершенствований обеспечивает прогресс в снижении сложности и повышении надежности.

5. Анализ дерева неисправностей — это гибкий инструмент оценки основной сложности.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- [1] E.O. Schweitzer, III, B. Fleming, T. Lee, and P. Anderson, “Reliability Analysis of Transmission Protection Using Fault Tree Methods,” proceedings of the 24th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, October 1997.
- [2] G. Scheer and R. Moxley, “Digital Communications Improve Contact I/O Reliability,” proceedings of the 7th Annual Western Power Delivery Automation Conference, Spokane, WA, April 2005.
- [3] J. Richard, Hoosier Energy Rural Electric Cooperative, Inc., “Electromechanical In-Service List.”
- [4] SEL-421 Protection, Automation, and Control System User’s Guide, Fig. 2.30.
Available: http://www.selinc.com/instruction_manual.htm.
- [5] R. Moxley, “Analyze Relay Fault Data to Improve Service Reliability,” proceedings of the 57th Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX, 2004.

Применение схем защиты с абсолютной селективностью для автотрансформаторов

Z. GAJIĆ, ABB AB, SA Products, Швеция, zoran.gajic@se.abb.com

S. HOLST, ABB AB, SA Products, Швеция, stig.holst@se.abb.com

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Автотрансформатор, релейная защита, дифференциальная защита.

1. ВВЕДЕНИЕ

Применение схем защиты с абсолютной селективностью для автотрансформаторов является в какой-то степени особенным, так как такие схемы можно создавать различными способами. Автотрансформатор – это силовой трансформатор, в котором, по меньшей мере, две обмотки имеют общую часть [1]. Для автотрансформатора стандартной конструкции эта общая часть – общая обмотка. Обычно автотрансформаторы используются для соединения двух электрических сетей с близкими уровнями напряжения (например, для межсистемной связи). На практике обычно имеется третичная обмотка автотрансформатора, соединенная по схеме треугольника. Она служит для компенсации напряжений третьей гармоники, вызванных токами намагничивания, и снижения полного сопротивления нулевой последовательности для пятистержневых конструкций или для автотрансформаторов, выполненных на основе однофазных конструкций. Обычно мощность третичной обмотки трансформатора, соединенной по схеме треугольника, принимается равной не менее одной трети от полной номинальной мощности автотрансформатора. Это делается для того, чтобы обеспечить требования термической и электродинамической стойкости третичной обмотки к току короткого замыкания при замыканиях на землю в сети высокого напряжения.

Схемы защиты с абсолютной селективностью автотрансформаторов можно выполнить различными способами:

- На базе баланса ампер-витков АТ;
- На базе первого закона Кирхгофа между гальванически связанными обмотками автотрансформатора;
- На базе токов нулевой последовательности (дифференциальная защита от замыканий на землю);
- Специальные схемы защиты с абсолютной селективностью только для третичной обмотки, соединенной по схеме треугольника.

В данном докладе описаны наиболее часто используемые схемы защиты автотрансформатора с абсолютной селективностью и рассмотрены их преимущества и недостатки.

В качестве примера для всех представленных в данном документе схем дифференциальной защиты будет использоваться один автотрансформатор. Это АТ со следующими параметрами: 400/400/130 МВА; 400/231/10.5 кВ; YNautod5 согласно документу [1]. Сдвиг фазного угла между третичной обмоткой, соединенной по схеме треугольника, и двумя другими обмотками составляет 150°, как показано на Рисунке 1.

Можно показать, что мощность передается через АТ двумя различными путями. Одна часть мощности передается непосредственно (гальванически), а другая часть – посредством магнитной цепи (трансформаторная мощность) [1], [4]. Для используемого в примере АТ это можно представить следующим уравнением:

$$S = \sqrt{3} \times U_{220} \times I_{220} = \sqrt{3} \times U_{220} \times (I_{400} + I_{CW}) = \sqrt{3} \times U_{220} \times I_{400} + \sqrt{3} \times U_{220} \times I_{CW} = S_G + S_T,$$

где S – полная номинальная мощность АТ; U_{220} – напряжение на стороне 220 кВ; I_{220} – ток на стороне 220 кВ; I_{400} – ток на стороне 400 кВ; I_{CW} – ток в общей обмотке; S_G – часть полной (проходной) но-

минальной мощности АТ, передаваемой гальваническим путем; S_T — часть проходной номинальной мощности АТ, передаваемой магнитным путем (трансформаторная мощность).

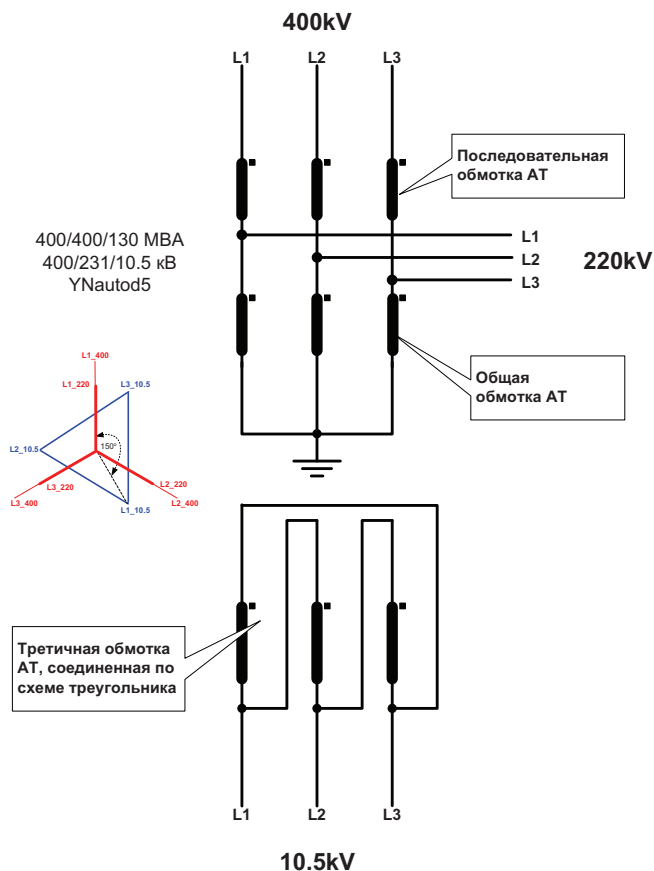


Рис. 1: Номинальные параметры автотрансформатора, используемого в качестве примера

Очевидно, что только одна часть проходной номинальной мощности АТ (т.е. S_T) передается по магнитной цепи. Следовательно, в конструкции АТ требуется меньше активных материалов (т.е. меди и стали) по сравнению со стандартными двухобмоточными силовыми трансформаторами такого же номинального напряжения и такой же номинальной мощности. Можно показать, что трансформаторную составляющую проходной номинальной мощности АТ можно рассчитать (для выбранного АТ) согласно следующему уравнению:

$$S_{rT} = \frac{I_{r,220} - I_{r,400}}{I_{r,220}} \times S_r = \frac{U_{r,400} - U_{r,220}}{U_{r,400}} \times S_r = \frac{400 - 231}{400} \times 400 = 169 \text{ MVA}$$

Таким образом, номинальная мощность автотрансформатора составляет 400 МВА, но ее трансформаторная составляющая рассчитана только на 169 МВА. Следовательно, преимуществами автотрансформаторов по сравнению с эквивалентными двухобмоточными трансформаторами такого же напряжения и мощности являются меньший размер, меньшие потери, большая производительность, меньшие затраты на транспортировку и обслуживание [4].

Также интересно отметить различие физической структуры обмоток эквивалентных трехобмоточных силовых трансформаторов с векторной группой Yud , показанной на Рисунке 2а, и автотрансформаторов с третичной обмоткой, соединенной по схеме треугольника, показанной на Рисунке 2б и на рисунке 2с.

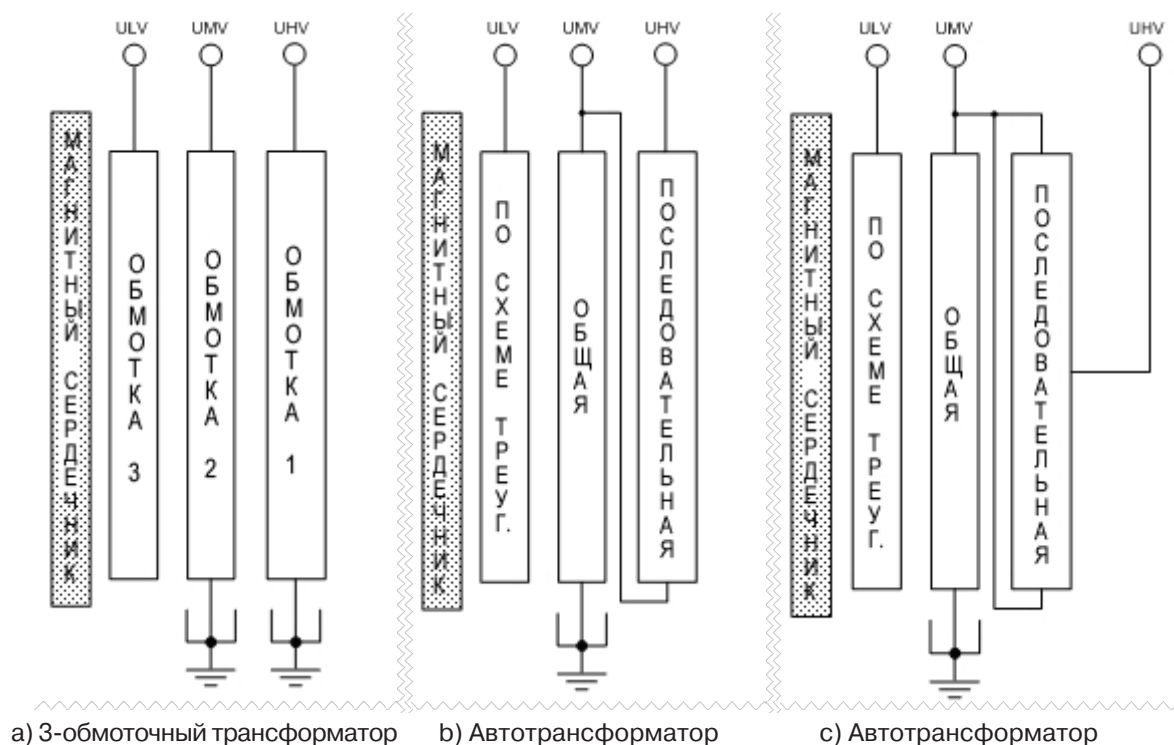


Рис. 2: Типовые физические схемы обмоток для стержневых силовых трансформаторов

Еще одна особенность АТ – места расположения трансформаторов тока (ТТ). На Рисунке 3 показаны места возможного расположения ТТ в АТ. Следует иметь в виду, что в этом документе принято, что для каждой схемы дифференциальной защиты все используемые для защиты ТТ соединены по схеме «звезда» (т.е. «wye»), а нейтраль «звезды» расположена со стороны АТ (зоны защиты). Такая практика вытекает из прочно устоявшихся принципов, используемых многими производителями реле в дифференциальных реле старого типа [7] и [8].

Такая практика может привести к тому, что в различных схемах дифференциальной защиты, установленные в одном и том же месте ТТ, должны иметь различную сторону расположению нейтрали «звезды» ТТ защиты, как показано на рисунке 3 – ТТ5 и ТТ6, которые установлены в нейтрали «звезды» автотрансформатора или ТТ8 и ТТ9, которые установлены внутри третичной обмотки, соединенной по схеме треугольника. Следует отметить, что в дальнейшем тексте четко показано, какой из этих ТТ следует использовать для какого типа схемы дифференциальной защиты автотрансформатора.

2. ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ЗАЩИТА НА БАЗЕ БАЛАНСА АМПЕР-ВИТКОВ

В течение десятилетий для защиты силовых трансформаторов использовалась низкоимпедансная дифференциальная защита с торможением. Она основана на балансе ампер-витков всех обмоток, установленных на одном магнитопроводе. Известное уравнение баланса ампер-витков для двухобмоточного однофазного трансформатора можно записать так:

$$N_1 \times I_1 + N_2 \times I_2 = 0 \text{ либо } I_1 + \frac{N_2}{N_1} \times I_2 = 0,$$

где N_1 – количество витков в первой обмотке; I_1 – ток первой обмотки; N_2 – количество витков во второй обмотке; I_2 – ток второй обмотки.

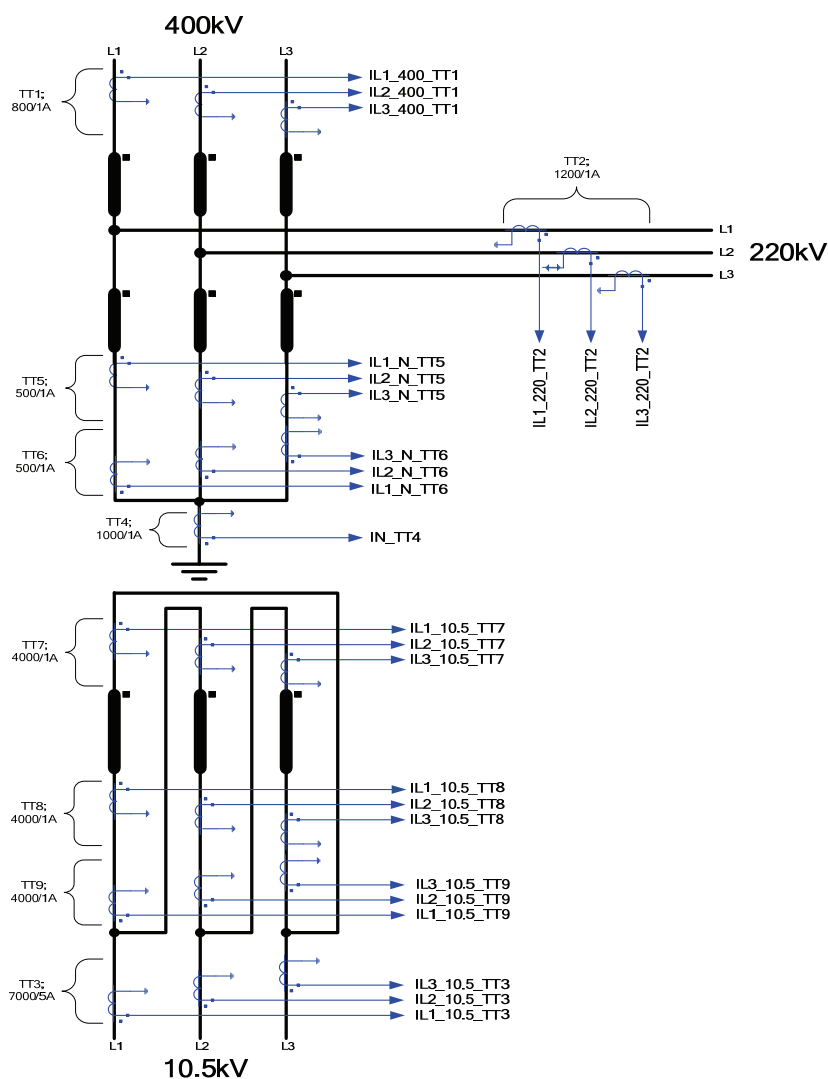


Рис. 3: Возможное расположение ТТ в схеме АТ

Следует обратить внимание, что токи намагничивания силового трансформатора или АТ в этом уравнении не учтены. Для конкретного силового трансформатора на этот тип дифференциальной защиты влияют следующие свойства:

1. Точное количество витков в каждой обмотке неизвестно. Вместо этого используются номинальные значения напряжения холостого хода каждой обмотки, так как они прямо пропорциональны количеству витков. Эти напряжения указаны на паспортной табличке силового трансформатора.

2. Трансформаторы тока используются для понижения первичного тока до стандартного вторичного уровня 1 А или 5 А для дифференциальной защиты. Таким образом, если коэффициенты трансформации ТТ не будут согласованы на всех сторонах, величины вторичного тока могут быть различными на разных сторонах силового трансформатора.

3. Различные типы соединения трехфазных обмоток (например, по схеме «звезда», «треугольник» или «зигзаг») приводят к возникновению разности фазовых углов между токами сторон силового трансформатора.

4. Токи нулевой последовательности могут трансформироваться через обмотки, подключенные по схеме звезды или зигзага, но замыкаются в обмотке, подключенной по схеме треугольника, создавая небаланс токов на двух сторонах силового трансформатора.

Следовательно, для правильного применения дифференциальной защиты трансформатора для трехфазных силовых трансформаторов необходимо обеспечить следующее:

- компенсацию величины вторичного тока ТТ;
- компенсацию фазового сдвига углов токов сторон трансформатора;
- компенсацию тока нулевой последовательности (т.е. устранение тока нулевой последовательности).

При использовании современных цифровых реле дифференциальной защиты трансформатора все перечисленные выше типы компенсации заложены в его программном обеспечении. Обычно для описания расчетов, выполняемых цифровыми реле дифференциальной защиты, используются матричные уравнения [2], [3] и [5].

Кроме того, трудности в реализации дифференциальной защиты силового трансформатора на базе баланса ампер-витков возникают в результате влияния на ее работу устройства переключения ответвлений РПН. Причина заключается в том, что такое переключение ответвлений изменяет количество витков в одной обмотке, в результате чего возникает небаланс, и реле дифференциальной защиты обнаружит ложный дифференциальный ток. Традиционно схемы дифференциальной защиты были сбалансированы только для среднего положения отпаек. Некоторые современные реле дифференциальной защиты [5] могут считывать фактическое положение отпайки и выполнять компенсацию положения отпаяк до двух РПН в реальном времени.

2.1. Основные данные для дифференциальной защиты трансформатора

Единственной общей электрической величиной для обмоток силового трансформатора является передаваемая по ним мощность. Таким образом, для дифференциальной защиты трансформатора номинальная полная (проходная) мощность силового трансформатора обычно выбирается в качестве базовой величины [8]. Именно по этой причине промежуточные ТТ для полупроводниковых реле также рассчитывались на основе проходной мощности [7]. Следует отметить, что обычно в качестве базовой мощности выбирается максимальное из номинальных значений мощности обмоток, указанное в паспортной табличке силового трансформатора. Это можно отразить следующим уравнением:

$$S_{Base} = S_{Max} [MVA].$$

Когда известна базовая мощность, можно рассчитать базовый первичный ток на каждой стороне силового трансформатора, для чего используется следующее уравнение:

$$I_{BasePri_Wi} [A] = \frac{1000 \times S_{Base} [MVA]}{\sqrt{3} \times U_{r_Wi} [kV]},$$

где: $I_{BasePri_Wi}$ — базовый ток обмотки, первичных ампер, А; S_{Base} — определенная базовая полная мощность для данного применения в МВА; U_{r_Wi} — номинальное междуфазное напряжение холостого хода обмотки в кВ. Пропорционально количеству витков в обмотке. Значение для каждой обмотки трансформатора обычно указано в паспортной табличке.

Для ТТ с соединением по схеме звезды соответствующее значение базового тока на стороне вторичной обмотки ТТ можно легко получить при помощи следующего уравнения:

$$I_{BaseSec_Wi_CT=Y} = \frac{I_{BasePri_Wi}}{CTR_{Wi}},$$

где: $I_{BaseSec_Wi_CT=Y}$ — базовый ток обмотки во вторичных амперах для ТТ с подключением по схеме звезды (wye); $I_{BasePri_Wi}$ — определенный базовый ток обмотки в первичных амперах; CTR_{Wi} — действующий коэффициент трансформации ТТ, используемый на этой стороне силового трансформатора.

Как объяснялось ранее, автотрансформатор фактически имеет два параметра номинальной мощности. Один параметр характеризует полную (проходную) мощность (т.е. 400 МВА для используемого в примере автотрансформатора). Другой – трансформаторную мощность (т.е. 169 МВА для используемого в примере автотрансформатора). В следующих двух таблицах приведены возможные базовые величины для используемого в примере автотрансформатора.

Обмотка/Сторона	Базовое междуфазное напряжение холостого хода, в первичных кВ	Базовый ток, в первичных А
Сторона 400 кВ	400 кВ	$\frac{400 \text{ МВА}}{\sqrt{3} \times 400 \text{ кВ}} = 577 \text{ А}$
Сторона 220 кВ	231 кВ	$\frac{400 \text{ МВА}}{\sqrt{3} \times 231 \text{ кВ}} = 1000 \text{ А}$
Сторона соединения по схеме треугольника (наружный треугольник)	10,5 кВ	$\frac{400 \text{ МВА}}{\sqrt{3} \times 10,5 \text{ кВ}} = 21\,994 \text{ А}$
Сторона соединения по схеме треугольника (внутренний треугольник)	$\sqrt{3} \times 10,5 = 18,187 \text{ кВ}$	$\frac{400 \text{ МВА}}{\sqrt{3} \times 18,187 \text{ кВ}} = 12698 \text{ А}$

Табл. 1: Базовые величины для полной мощности 400 МВА

Обмотка/Сторона	Базовое междуфазное напряжение холостого хода, в первичных кВ	Базовый ток, в первичных А
Последовательная обмотка	$400 - 231 = 169 \text{ кВ}$	$\frac{169 \text{ МВА}}{\sqrt{3} \times 169 \text{ кВ}} = 577 \text{ А}^*$
Общая обмотка	231 кВ	$\frac{169 \text{ МВА}}{\sqrt{3} \times 231 \text{ кВ}} = 422 \text{ А}^*$
Обмотка, соединенная по схеме треугольника (внутренний треугольник)	$\sqrt{3} \times 10,5 = 18,187 \text{ кВ}$	$\frac{169 \text{ МВА}}{\sqrt{3} \times 18,187 \text{ кВ}} = 5365 \text{ А}$

Примечание. * Следует отметить, что именно такой ток будет также протекать по последовательной и общей обмотке при номинальной нагрузке автотрансформатора 400 МВА.

Табл. 2: Базовые величины для активной части (т.е. 169 МВА)

Очевидно, что для дифференциальной защиты автотрансформатора правильный выбор базовой мощности является определяющим. Кроме того, в зависимости от места расположения ТТ на стороне третичной обмотки, также необходимо правильно выбрать номинальное напряжение холостого хода и векторную группу для каждой обмотки. В данном документе будут даны рекомендации по корректному выбору базовой мощности, напряжения холостого хода и векторной группы для различных схем дифференциальной защиты.

3. СХЕМЫ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ АВТОТРАНСФОРМАТОРА АНАЛОГИЧНЫЕ СХЕМАМ ЗАЩИТЫ СТАНДАРТНОГО СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА

3.1. Автотрансформатор с ненагруженной третичной обмоткой, включенной по схеме треугольника

Часто третичная обмотка трансформатора не находится под нагрузкой, и используется только в качестве компенсирующей обмотки, подключенной по схеме треугольника, как описано в документе [1]. Такой автотрансформатор фактически можно защищать так же, как эквивалентный двухобмоточный силовой трансформатор типа $Yy0(d)$ [1]. Для такой схемы требуется дифференциальное реле с двумя сторонами защиты.

Данные для настройки такой дифференциальной защиты для используемого в примере автотрансформатора приводятся в таблице 3. Ток нулевой последовательности необходимо устранить на двух сторонах, так как он может циркулировать в третичной обмотке, подключенной по схеме треугольника, но его величина для дифференциальной защиты не доступна.

Обмотка	W1	W2
Базовая мощность [МВА]	400	400
Междуфазное номинальное напряжение холостого хода [кВ]	400	231
Базовый первичный ток [А]	577	1000
Векторная группа	Y	y0
Устранение тока нулевой последовательности	Да (Обязательно)	Да (Обязательно)
Подключение к ТТ (см. рисунок 3)	ТТ1	ТТ2
Базовый ток на стороне вторичной обмотки ТТ [А]	0.721	0.833

Табл. 3: Дифференциальная защита с использованием ТТ1 и ТТ2

Для такой схемы защиты дифференциальные токи в относительных единицах можно рассчитывать согласно следующему матричному уравнению:

$$\begin{bmatrix} Id_L1 \\ Id_L2 \\ Id_L3 \end{bmatrix} = \frac{1}{0.721} \cdot \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{L1_400_TT1} \\ I_{L2_400_TT1} \\ I_{L3_400_TT1} \end{bmatrix} + \frac{1}{0.833} \cdot \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{L1_220_TT2} \\ I_{L2_220_TT2} \\ I_{L3_220_TT2} \end{bmatrix}. \quad (1)$$

Преимущества данного решения:

- На третичной стороне защищенного автотрансформатора, подключенной по схеме треугольника, трансформаторы тока не требуются.

Недостатки данного решения:

- Снижение чувствительности защиты при межвитковых замыканиях и внутренних замыканиях на землю из-за необходимого устранения тока нулевой последовательности;
- Низкая чувствительность защиты к внутренним замыканиям на землю вблизи нейтрали «звезды» общей обмотки автотрансформатора;
- Возможное снижение чувствительности к повреждениям третичной обмотки, включенной по схеме треугольника, из-за наличия сопротивления между обмотками автотрансформатора.

3.2. Автотрансформатор с нагруженной третичной обмоткой, включенной по схеме треугольника

Иногда третичная обмотка трансформатора, включенная по схеме треугольника, питает нагрузку. Как показывает практика, нагрузка, подключенная к третичной обмотке АТ, бывает самой разной. В некоторых странах общей практикой является подключение к третичной обмотке, включенной по схеме треугольника, шунтирующих реакторов либо шунтирующих конденсаторов, чтобы обеспечить выдачу реактивной мощности в энергосистему. В других странах третичная обмотка может использоваться для собственных нужд станции и/или бытовых целей. И, наконец, к третичной обмотке могут подключаться генераторы – в этом случае автотрансформатор используется в качестве повышающего трансформатора. Для такой дифференциальной защиты автотрансформатор защищается как эквивалентный трехобмоточный силовой трансформатор с векторной группой Yud [1].

Для данной схемы требуется дифференциальное реле с тремя сторонами защиты. Ток нулевой последовательности необходимо исключить с двух сторон высокого напряжения, так как он может циркулировать в третичной обмотке, включенной по схеме треугольника, но он не доступен для измерения в дифференциальной защите. Данные для настройки такой дифференциальной защиты (для используемого в примере автотрансформатора) приведены в таблице 4.

Обмотка	W1	W2	W3
Базовая мощность [МВА]	400	400	400
Междуфазное напряжение холостого хода [кВ]	400	231	10.5
Базовый первичный ток [А]	577	1000	21994
Векторная группа	Y	y0	d5
Устранение тока нулевой последовательности	Да (Обязательно)	Да (Обязательно)	Нет / (Да)
Подключение к ТТ (см. рисунок 3)	ТТ1	ТТ2	ТТ3
Базовый ток на стороне вторичной обмотки ТТ [А]	0.721	0.833	15.71

Табл. 4: Дифференциальная защита с использованием ТТ1, ТТ2 и ТТ3

Для такой схемы защиты дифференциальные токи в относительных единицах можно рассчитывать согласно следующему матричному уравнению:

$$\begin{bmatrix} Id_{L1} \\ Id_{L2} \\ Id_{L3} \end{bmatrix} = \frac{1}{0.721} \cdot \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{L1_400_TT1} \\ I_{L2_400_TT1} \\ I_{L3_400_TT1} \end{bmatrix} + \frac{1}{0.833} \cdot \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{L1_220_TT2} \\ I_{L2_220_TT2} \\ I_{L3_220_TT2} \end{bmatrix} + \frac{1}{15.71} \cdot \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \begin{bmatrix} -1 & 0 & 1 \\ 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{L1_10.5_TT3} \\ I_{L2_10.5_TT3} \\ I_{L3_10.5_TT3} \end{bmatrix}. \quad (2)$$

Преимущества этого решения:

- Это наиболее часто используемое решение, так как все необходимые для защиты трансформаторы тока имеются в схемах распределительных устройств стандартных подстанций.

Недостатки этого решения:

- Снижение чувствительности защиты к межвитковым замыканиям и внутренним замыканиям на землю из-за необходимого исключения тока нулевой последовательности;
- Снижение чувствительности при внутренних замыканиях на землю вблизи нейтрали «звезды» общей обмотки автотрансформатора.

4. АВТОТРАНСФОРМАТОР, ВЫПОЛНЕННЫЙ НА ОСНОВЕ ТРЕХ ОДНОФАЗНЫХ УСТРОЙСТВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТОЛЬКО ОДНОГО ВСТРОЕННОГО КОМПЛЕКТА ТТ В ТРЕТИЧНОЙ ОБМОТКЕ, ВКЛЮЧЕННОЙ ПО СХЕМЕ ТРЕУГОЛЬНИКА

Иногда для того, чтобы уменьшить проблемы транспортировки, а также для того, чтобы иметь замены на запасной (четвертый однофазный) трансформатор, а иногда просто потому, что так принято, автотрансформатор создается из трех однофазных трансформаторных блоков. В таком случае могут применяться приведенные ранее схемы дифференциальной защиты. Однако очень часто в такой конструкции автотрансформатора в нейтрали «звезды» общей обмотки и внутри третичной обмотки, включенной по схеме треугольника, устанавливаются встроенные трансформаторы тока, которые могут использоваться для дифференциальной защиты.

4.1. Схема 1 основана на полной проходной мощности автотрансформатора

Эта схема дифференциальной защиты подобна схеме, представленной в Таблице 4. Единственная разница заключается в том, что три отдельных тока внутри третичной обмотки, включенной по схеме треугольника, являются доступными для выполнения защиты. При такой схеме третичная обмотка, включенная по схеме треугольника, может быть подключена к нагрузке. Данные для настройки такой дифференциальной защиты используемого в примере автотрансформатора приведены в Таблице 5.

Обмотка	W1	W2	W3
Базовая мощность [МВА]	400	400	400
Междуфазное напряжение холостого хода [кВ]	400	231	$\sqrt{3} \times 10,5 = 18,187$ кВ*
Базовый первичный ток [А]	577	1000	12698
Векторная группа	Y	y0	y0*
Устранение тока нулевой последовательности	Нет / (Да)	Нет / (Да)	Нет / (Да)
Подключение к ТТ (см. рисунок 3)	ТТ1	ТТ2	ТТ7
Базовый ток на стороне вторичной обмотки ТТ [А]	0.721	0.833	3.175

* Зависит от расположения ТТ в третичной обмотке, включенной по схеме треугольника

Табл. 5: Дифференциальная защита с использованием ТТ1, ТТ2 и ТТ7

Для такой схемы защиты дифференциальные токи в относительных единицах можно рассчитывать согласно следующему матричному уравнению:

$$\begin{bmatrix} Id_{L1} \\ Id_{L2} \\ Id_{L3} \end{bmatrix} = \frac{1}{0.721} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{L1_400_TT1} \\ I_{L2_400_TT1} \\ I_{L3_400_TT1} \end{bmatrix} + \frac{1}{0.833} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{L1_220_TT2} \\ I_{L2_220_TT2} \\ I_{L3_220_TT2} \end{bmatrix} + \frac{1}{3.175} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{L1_10.5_TT7} \\ I_{L2_10.5_TT7} \\ I_{L3_10.5_TT7} \end{bmatrix}. \quad (3)$$

Преимущества такого решения:

- Увеличение чувствительности к межвитковым замыканиям и внутренним замыканиям на землю, так как не требуется устранение тока нулевой последовательности;
- Некоторое увеличение чувствительности к внутренним замыканиям на землю вблизи нейтрали «звезды» общей обмотки автотрансформатора;

- Четкая индикация поврежденной фазы, так как дифференциальный ток строго соответствует обмоткам, находящимся на одном магнитопроводе (т.е. все три матрицы – это единичные матрицы в приведенном выше уравнении);
- Увеличение чувствительности к внутренним замыканиям внутри третичной обмотки, включенной по схеме треугольника.

Недостатки такого решения:

- Необходимо, чтобы внутри третичной обмотки, включенной по схеме треугольника, находился трансформатор тока.

4.2. Схема 2 основана на использовании активной составляющей номинальной мощности автотрансформатора

Эта схема существенно отличается от представленных ранее схем дифференциальной защиты. С точки зрения расположения ТТ, такое применение больше всего напоминает дифференциальную защиту стандартного силового трансформатора, так как токи измеряются в каждой отдельной обмотке автотрансформатора (рисунок 2).

Токи измеряются непосредственно во всех обмотках, расположенных вокруг одного магнитопровода. Следовательно, ток нулевой последовательности не должен устраняться ни с какой стороны. Данные по настройке такой дифференциальной защиты используемого в примере автотрансформатора приведены в таблице 6.

Обмотка	W1	W2	W3
Базовая мощность [МВА]	169	169	169
Междуфазное напряжение холостого хода [кВ]	169	231	$\sqrt{3} \times 10,5 = 18,187$ кВ*
Базовый первичный ток [А]	577	422	5365
Векторная группа	Y	y0	y0*
Устранение тока нулевой последовательности	Нет / (Да)	Нет / (Да)	Нет / (Да)
Подключение к ТТ (см. рисунок 3)	ТТ1	ТТ5	ТТ7
Базовый ток на стороне вторичной обмотки ТТ [А]	0.721	0.844	1.341

* Зависит от расположения ТТ в третичной обмотке, включенной по схеме треугольника

Табл. 6: Дифференциальная защита с использованием ТТ1, ТТ5 и ТТ7

Для такой схемы защиты дифференциальные токи в относительных единицах можно рассчитывать согласно следующему матричному уравнению:

$$\begin{bmatrix} Id_{L1} \\ Id_{L2} \\ Id_{L3} \end{bmatrix} = \frac{1}{0.721} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{L1_400_TT1} \\ I_{L2_400_TT1} \\ I_{L3_400_TT1} \end{bmatrix} + \frac{1}{0.844} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{L1_N_TT5} \\ I_{L2_N_TT5} \\ I_{L3_N_TT5} \end{bmatrix} + \frac{1}{1.341} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{L1_10.5_TT7} \\ I_{L2_10.5_TT7} \\ I_{L3_10.5_TT7} \end{bmatrix}. \quad (4)$$

Преимущества такого решения:

- Увеличение чувствительности, так как не требуется устранение тока нулевой последовательности;
- Увеличение чувствительности к замыканиям на землю вблизи нейтрали «звезды» общей обмотки автотрансформатора, так как ток измеряется непосредственно вблизи нейтрали «звезды»;

- Четкая индикация поврежденной фазы, так как дифференциальный ток строго соответствует обмоткам, находящимся на одном магнитопроводе (т.е. все три матрицы – это единичные матрицы в приведенном выше уравнении);
- Увеличение чувствительности к замыканиям внутри третичной обмотки, включенной по схеме треугольника.

Недостатки такого решения:

- Низкая чувствительность к внутренним замыканиям обмотки вблизи точки подключения стороны 220 кВ;
- Все замыкания на стороне 220 кВ рассматриваются как внешние повреждения (такая схема дифференциальной защиты не будет срабатывать при повреждениях на вводе на стороне 220 кВ).

5. АВТОТРАНСФОРМАТОР, ВЫПОЛНЕННЫЙ НА ОСНОВЕ ТРЕХ ОДНОФАЗНЫХ УСТРОЙСТВ, ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ДВУХ КОМПЛЕКТОВ ТТ В ТРЕТИЧНОЙ ОБМОТКЕ, ВКЛЮЧЕННОЙ ПО СХЕМЕ ТРЕУГОЛЬНИКА (ПО ОДНОМУ С КАЖДОЙ СТОРОНЫ)

Если автотрансформатор создан на основе трех однофазных устройств, на обеих сторонах третичной обмотки, включенной по схеме треугольника, часто устанавливаются трансформаторы тока. В таком случае в схему дифференциальной защиты можно включить два комплекта ТТ, находящиеся по разным сторонам обмотки, включенной по схеме треугольника. Это повысит чувствительность при внутренних повреждениях внутри третичной обмотки, включенной по схеме треугольника [2].

5.1. Схема 1 основана на использовании полной проходной мощности автотрансформатора

Эта схема очень похожа на схему, приведенную в таблице 5. Единственная разница заключается в том, что со стороны третичной обмотки, включенной по схеме треугольника, имеется два входа ТТ. Таким образом, требуется дифференциальное реле с четырьмя входами торможения. Данные по настройке такой дифференциальной защиты для используемого в примере автотрансформатора приведены в Таблице 7.

Обмотка	W1	W2	W3	W3
Базовая мощность [МВА]	400	400	400	400
Междуфазное напряжение холостого хода [кВ]	400	231	$\sqrt{3} \frac{10,5}{2} = 9,093 \text{ кВ}^*$	$\sqrt{3} \frac{10,5}{2} = 9,093 \text{ кВ}^*$
Базовый первичный ток [А]	577	1000	25396	25396
Векторная группа	Y	y0	y0	y0
Устранение тока нулевой последовательности	Нет / (Да)	Нет / (Да)	Нет / (Да)	Нет / (Да)
Подключение к ТТ (см. рисунок 3)	ТТ1	ТТ2	ТТ7	ТТ8
Базовый ток на стороне вторичной обмотки ТТ [А]	0.721	0.833	6.349	6.349

* Зависит от наличия двух ТТ в третичной обмотке, включенной по схеме треугольника

Табл. 7: Дифференциальная защита с использованием ТТ1, ТТ2, ТТ7 и ТТ8

Для такой схемы защиты дифференциальные токи в относительных единицах можно рассчитывать согласно следующему матричному уравнению:

$$\begin{bmatrix} Id_{L1} \\ Id_{L2} \\ Id_{L3} \end{bmatrix} = \frac{1}{0.721} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{L1_400_TT1} \\ I_{L2_400_TT1} \\ I_{L3_400_TT1} \end{bmatrix} + \frac{1}{0.833} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{L1_220_TT2} \\ I_{L2_220_TT2} \\ I_{L3_220_TT2} \end{bmatrix} + \frac{1}{6.349} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{L1_10.5_TT7} + I_{L1_10.5_TT8} \\ I_{L2_10.5_TT7} + I_{L2_10.5_TT8} \\ I_{L3_10.5_TT7} + I_{L3_10.5_TT8} \end{bmatrix}. \quad (5)$$

Преимущества такого решения:

- Увеличение чувствительности, так как не требуется устранение тока нулевой последовательности;
- Увеличение чувствительности к замыканиям внутри третичной обмотки, включенной по схеме треугольника;
- Четкая индикация поврежденной фазы, так как дифференциальный ток строго соответствует обмоткам, находящимся на одном магнитопроводе (т.е. все три матрицы – это единичные матрицы в приведенном выше уравнении).

Недостатки такого решения:

- Необходимость наличия двух комплектов ТТ внутри третичной обмотки, включенной по схеме треугольника.

5.2. Схема 2 основана на использовании активной составляющей номинальной мощности автотрансформатора

Эта схема очень похожа на схему, приведенную в Таблице 6. Единственное отличие заключается в том, что со стороны третичной обмотки, включенной по схеме треугольника, имеются два комплекта ТТ. Таким образом, требуется дифференциальное реле с четырьмя входами торможения. Данные по настройке такой дифференциальной защиты для используемого в примере автотрансформатора приведены в таблице 8.

Обмотка	W1	W2	W3	W3
Базовая мощность [МВА]	169	169	169	169
Междуфазное напряжение холостого хода [кВ]	400	231	$\sqrt{3} \frac{10,5}{2} = 9,093 \text{ кВ}^*$	$\sqrt{3} \frac{10,5}{2} = 9,093 \text{ кВ}^*$
Базовый первичный ток [А]	577	422	10730	10730
Векторная группа	Y	y0	y0	y0
Устранение тока нулевой последовательности	Нет / (Да)	Нет / (Да)	Нет / (Да)	Нет / (Да)
Подключение к ТТ (см. рисунок 3)	ТТ1	ТТ5	ТТ7	ТТ8
Базовый ток на стороне вторичной обмотки ТТ [А]	0.721	0.844	2.683	2.683

* Зависит от наличия ТТ в третичной обмотке, включенной по схеме треугольника

Табл. 8: Дифференциальная защита с использованием ТТ1, ТТ5, ТТ7 и ТТ8

Для такой схемы защиты дифференциальные токи в относительных единицах можно рассчитывать согласно следующему матричному уравнению:

$$\begin{bmatrix} Id_{L1} \\ Id_{L2} \\ Id_{L3} \end{bmatrix} = \frac{1}{0.721} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{L1_400_TT1} \\ I_{L2_400_TT1} \\ I_{L3_400_TT1} \end{bmatrix} + \frac{1}{0.844} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{L1_N_TT5} \\ I_{L2_N_TT5} \\ I_{L3_N_TT5} \end{bmatrix} + \frac{1}{2.683} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{L1_10.5_TT7} + I_{L1_10.5_TT8} \\ I_{L2_10.5_TT7} + I_{L2_10.5_TT8} \\ I_{L3_10.5_TT7} + I_{L3_10.5_TT8} \end{bmatrix}. \quad (6)$$

Преимущества такого решения:

- Увеличение чувствительности, так как не требуется устранение тока нулевой последовательности;
- Увеличение чувствительности к замыканиям на землю вблизи нейтрали «звезды» общей обмотки автотрансформатора, так как ток измеряется непосредственно;
- Увеличение чувствительности к замыканиям внутри третичной обмотки, включенной по схеме треугольника;
- Четкая индикация поврежденной фазы, так как дифференциальный ток строго соответствует обмоткам, находящимся на одном магнитопроводе (т.е. все три матрицы – это единичные матрицы в приведенном выше уравнении).

Недостатки такого решения:

- Низкая чувствительность к внутренним замыканиям обмотки вблизи точки подключения стороны 220 кВ;
- Все замыкания в проводнике 220 кВ рассматриваются как внешние повреждения (такая схема дифференциальной защиты не будет срабатывать при повреждениях на вводе на стороне 220 кВ).

Следует отметить, что номинальное напряжение холостого хода третичной обмотки, включенной по схеме треугольника, было преднамеренно уменьшено наполовину для компенсации «двойного измерения тока» внутри обмотки, включенной по схеме треугольника, для двух схем дифференциальной защиты, представленных в этом разделе.

6. ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ЗАЩИТА ОСНОВАННАЯ НА ПЕРВОМ ЗАКОНЕ КИРХГОФА

Так как между последовательной и общей обмоткой есть гальваническая связь (рисунок 1), можно выполнить дифференциальную защиту автотрансформаторов, подобную дифференциальной защите шин. Такая дифференциальная защита основана на первом законе Кирхгофа, который гласит, что сумма всех токов, входящих в один общий узел (замкнутую область), должна быть равна нулю. Такой защиты можно добиться в том случае, если использовать низкоимпедансную или высокоимпедансную дифференциальную защиту [6].

6.1. Низкоимпедансная пофазная дифференциальная защита автотрансформаторов, подобная дифференциальной защите шин

Следует отметить, что для такой схемы защиты в качестве базового тока обычно выбирается номинальный ток на стороне 220 кВ (т.е. наибольший из трех измеренных токов). Для такой схемы не требуется исключение тока нулевой последовательности. Данные по настройке низкоимпедансной дифференциальной защиты для используемого в примере автотрансформатора приведены в Таблице 9.

Обмотка	W1	W2	W3
Базовая мощность [MVA]	400	400	400
Междуфазное напряжение холостого хода [кВ]	231	231	231

Обмотка	W1	W2	W3
Базовый первичный ток [А]	1000	1000	1000
Векторная группа	Y	y0	y0
Устранение тока нулевой последовательности	Нет	Нет	Нет
Подключение к ТТ (см. рисунок 3)	ТТ1	ТТ2	ТТ6
Базовый ток на стороне вторичной обмотки ТТ [А]	1.25	0.833	2.00

Табл. 9: Дифференциальная защита с использованием ТТ1, ТТ2, ТТ6

Для такой схемы защиты дифференциальные токи в относительных единицах можно рассчитывать согласно следующему матричному уравнению:

$$\begin{bmatrix} Id_{L1} \\ Id_{L2} \\ Id_{L3} \end{bmatrix} = \frac{1}{1.25} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{L1_400_TT1} \\ I_{L2_400_TT1} \\ I_{L3_400_TT1} \end{bmatrix} + \frac{1}{0.833} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{L1_220_TT2} \\ I_{L2_220_TT2} \\ I_{L3_220_TT2} \end{bmatrix} + \frac{1}{2.0} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{L1_N_TT6} \\ I_{L2_N_TT6} \\ I_{L3_N_TT6} \end{bmatrix}. \quad (7)$$

Преимущества пофазной низкоимпедансной или высокоимпедансной защиты автотрансформатора, подобной дифференциальной защите шин:

- Защита общей и последовательной обмотки от коротких замыканий и замыканий на землю;
- Увеличение чувствительности при повреждениях вблизи нейтрали «звезды» общей обмотки автотрансформатора, так как все токи измеряются непосредственно;
- На защиту не влияют броски тока при включении автотрансформатора;
- Четкая индикация поврежденной фазы, так как дифференциальный ток строго соответствует обмоткам, находящимся на одном магнитопроводе.

Недостатки пофазной низкоимпедансной или высокоимпедансной защиты автотрансформатора, подобной дифференциальной защите шин:

- Такая схема не защищает третичную обмотку, включенную по схеме треугольника (т.е. эта схема защищает только последовательную и общую обмотки);
- Такая схема защиты не сможет обнаружить межвитковые замыкания в последовательной и общей обмотке;
- В нейтрали «звезды» общей обмотки должны быть установлены пофазные ТТ;
- При использовании высокоимпедансного дифференциального реле должны использоваться специальные ТТ с одинаковыми коэффициентами трансформации и характеристиками намагничивания.

6.2. Дифференциальная защита автотрансформатора по нулевой последовательности с торможением

Дифференциальная защита нулевой последовательности (REF) – это схема дифференциальной защиты на базе измерения тока нулевой последовательности. Она также основана на первом законе Кирхгофа, который так же действует для токов нулевой последовательности. Эта защита обнаруживает все замыкания на землю в общей и последовательной обмотке защищенного автотрансформатора.

Данные по настройке дифференциальной защиты REF для используемого в данном примере трансформатора приведены в Таблице 10.

Обмотка	W1	W2	Нейтраль
Базовый первичный ток [А]	1000	1000	1000
Подключение к ТТ (См. Рисунок 3)	ТТ1	ТТ2	ТТ4
Базовый ток на стороне вторичной обмотки ТТ [А]	1.25	0.833	1.00

Табл. 10: Низкоимпедансная защита REF с использованием ТТ1, ТТ2, ТТ4

Для такой схемы низкоимпедансной защиты REF дифференциальный ток в относительных единицах можно рассчитывать согласно следующему матричному уравнению:

$$I_{d_REF} = \frac{1}{1.25} \cdot [1 \ 1 \ 1] \cdot \begin{bmatrix} I_{L1_400_ТТ1} \\ I_{L2_400_ТТ1} \\ I_{L3_400_ТТ1} \end{bmatrix} + \frac{1}{1.25} \cdot [1 \ 1 \ 1] \cdot \begin{bmatrix} I_{L1_220_ТТ2} \\ I_{L2_220_ТТ2} \\ I_{L3_220_ТТ2} \end{bmatrix} + \frac{1}{1.0} \cdot I_{N_ТТ4}. \quad (8)$$

Защита REF для автотрансформаторов также может быть выполнена высокоимпедансной [6].

Преимущества схем защиты REF ДЛЯ автотрансформаторов:

- Защита общей и последовательной обмотки от внутренних замыканий на землю;
- Увеличение чувствительности при замыканиях на землю вблизи нейтрали «звезды» общей обмотки автотрансформатора, так как ток измеряется непосредственно;
- На защиту не влияют броски тока при включении автотрансформатора;
- Для этой схемы защиты требуется только один ТТ в нейтрали «звезды» общей обмотки автотрансформатора.

Недостатки схем защиты REF автотрансформаторов:

- Такая схема не защищает третичную обмотку, включенную по схеме треугольника (т.е. эта схема защищает только последовательную и общую обмотки);
- Защита не выявляет межвитковые замыкания и короткие замыкания внутри последовательной или общей обмоток;
- При использовании высокоимпедансных схем защиты должны использоваться специальные ТТ с одинаковыми коэффициентами трансформации и характеристиками намагничивания.

7. СХЕМЫ ЗАЩИТЫ АБСОЛЮТНОЙ СЕЛЕКТИВНОСТИ ТРЕТИЧНОЙ ОБМОТКИ ТРАНСФОРМАТОРА, ВКЛЮЧЕННОЙ ПО СХЕМЕ ТРЕУГОЛЬНИКА

Как упоминалось выше, стандартные схемы защиты автотрансформатора обладают ограниченной чувствительностью при коротких замыканиях в третичной обмотке автотрансформатора, включенной по схеме треугольника. Основными причинами этого являются собственное полное сопротивление автотрансформатора и пониженная номинальная мощность третичной обмотки, включенной по схеме треугольника. Чтобы улучшить чувствительность защиты при замыканиях в третичной обмотке, иногда используются специальные схемы дифференциальной защиты.

7.1. Специальная схема дифференциальной защиты для защиты третичной обмотки, включенной по схеме треугольника

Когда автотрансформатор состоит из трех однофазных устройств, то по обеим сторонам третичной обмотки, включенной по схеме треугольника, часто устанавливаются трансформаторы тока. В таком

случае часто можно создать специальную схему дифференциальной защиты, подобную дифференциальной защите шин, для каждой фазы обмотки, включенной по схеме треугольника.

Так как эта схема действует на основе закона Кирхгофа, нет необходимости устранять ток нулевой последовательности с любой из сторон. Обратите внимание, что в качестве базового тока должен использоваться номинальный ток третичной обмотки, включенной по схеме треугольника, так как эта схема дифференциальной защиты предназначена только для этой обмотки.

Данные по настройке такой дифференциальной защиты для используемого в примере автотрансформатора приведены в Таблице 11.

Обмотка	W3	W3
Базовая мощность [МВА]	130	130
Междуфазное напряжение холостого хода [кВ]	$\sqrt{3} \times 10,5 = 18,187 \text{ kV}$	$\sqrt{3} \times 10,5 = 18,187 \text{ kV}$
Базовый первичный ток [А]	4127	4127
Векторная группа	Y	y0
Устранение тока нулевой последовательности	Нет	Нет
Подключение к ТТ (см. рисунок 3)	ТТ7	ТТ9
Базовый ток на стороне вторичной обмотки ТТ [А]	1.032	1.032

Табл. 11: Дифференциальная защита с использованием ТТ7 и ТТ9

Для такой схемы защиты дифференциальные токи в относительных единицах можно рассчитывать согласно следующему матричному уравнению:

$$\begin{bmatrix} Id_L1 \\ Id_L2 \\ Id_L3 \end{bmatrix} = \frac{1}{1.032} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{L1_10.5_TT7} \\ I_{L2_10.5_TT7} \\ I_{L3_10.5_TT7} \end{bmatrix} + \frac{1}{1.032} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{L1_10.5_TT9} \\ I_{L2_10.5_TT9} \\ I_{L3_10.5_TT9} \end{bmatrix}. \quad (9)$$

Преимущества такого решения:

- Повышение чувствительности при повреждениях в третичной обмотке, включенной по схеме треугольника, так как параметры дифференциальной схемы могут определяться в зависимости от параметров третичной обмотки, включенной по схеме «звезды», а не параметров всего автотрансформатора;
- Четкая индикация поврежденной фазы в обмотке, включенной по схеме треугольника.

Недостатки такого решения:

- Необходимость наличия двух комплектов ТТ внутри третичной обмотки, включенной по схеме треугольника;
- Такая схема не сможет обнаруживать внутренние замыкания на землю в случае, если третичная обмотка, включенная по схеме треугольника, или подключенная к ней энергосистема не заземлены;
- Эта схема не сможет обнаружить межвитковые замыканий в обмотке, включенной по схеме треугольника.

Такую защиту также можно выполнить как высокоимпендансную дифференциальную защиту.

7.2. Специальная схема защиты от замыканий на землю с ненагруженной третичной обмоткой, включенной по схеме «треугольника»

Когда третичная обмотка, включенная по схеме «треугольника», не нагружена, можно выполнить глухое заземление одной из сторон обмотки, включенной по схеме треугольника (рисунок 4). Если в это заземление установить ТТ, то для защиты третичной обмотки, включенной по схеме треугольника, от любых типов замыканий на землю можно использовать простое реле максимальной токовой защиты. Типовое значение срабатывания для такого реле максимальной токовой защиты – около 150 А первичного тока.

Преимущества такого решения:

- Увеличение чувствительности при замыканиях на землю в третичной обмотке, включенной по схеме треугольника.

Недостатки такого решения:

- Недостаточно четкая индикация поврежденной фазы внутри обмотки, включенной по схеме треугольника;
- Требования о выполнении заземления и установки ТТ одной из сторон обмотки, включенной по схеме треугольника;
- Эта схема не выявляет коротких или межвитковых замыканий внутри обмотки, включенной по схеме треугольника.

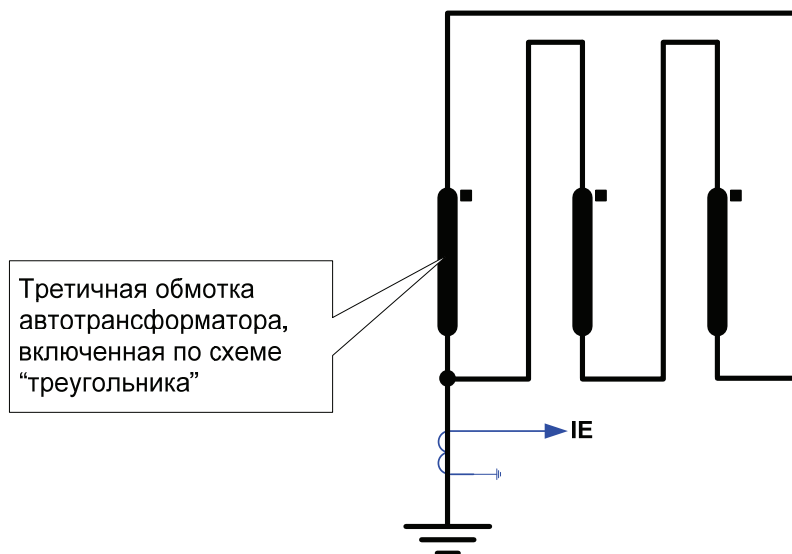


Рис. 4: Специальная схема защиты от замыканий на землю ненагруженной третичной обмотки, включенной по схеме «треугольника»

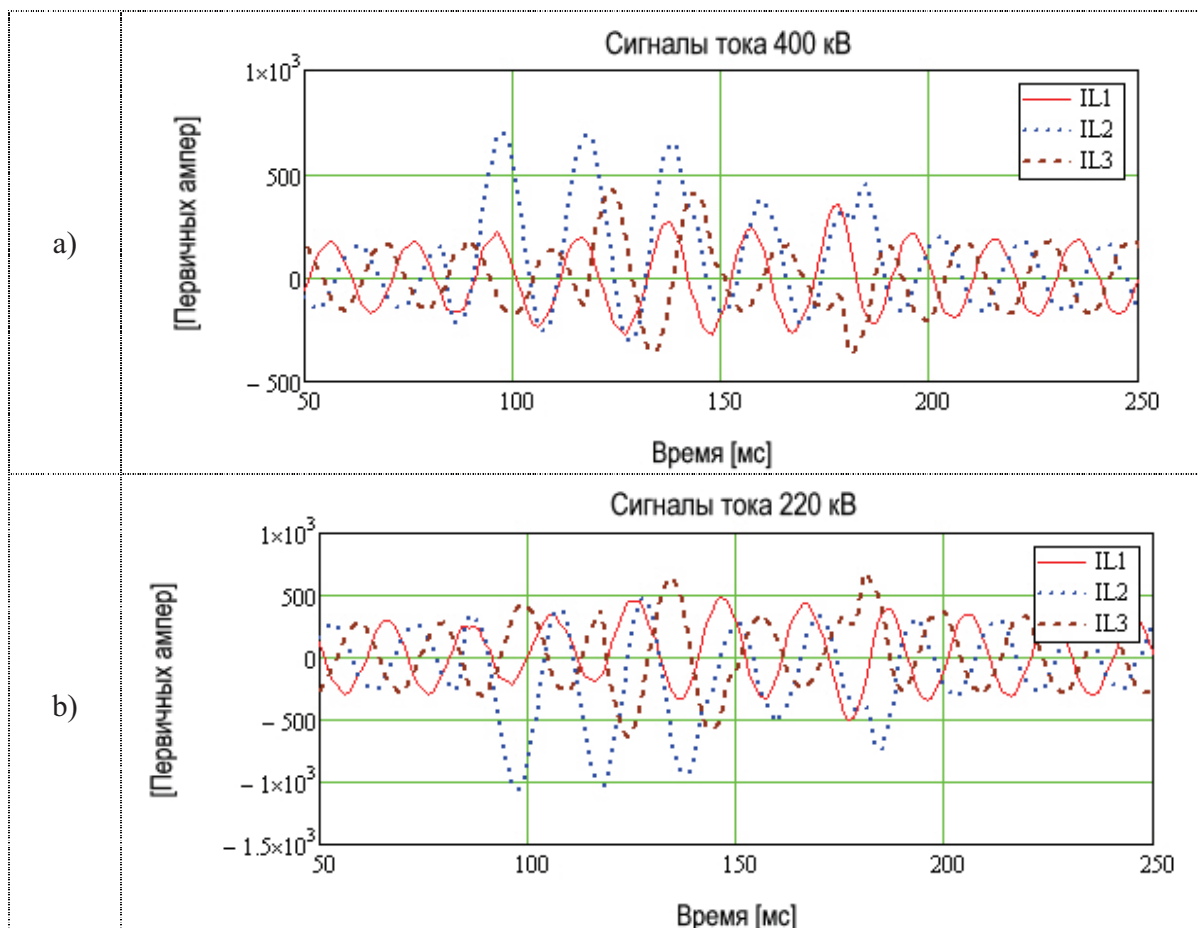
8. РЕАЛЬНАЯ ОСЦИЛЛОГРАММА ПОВРЕЖДЕНИЯ

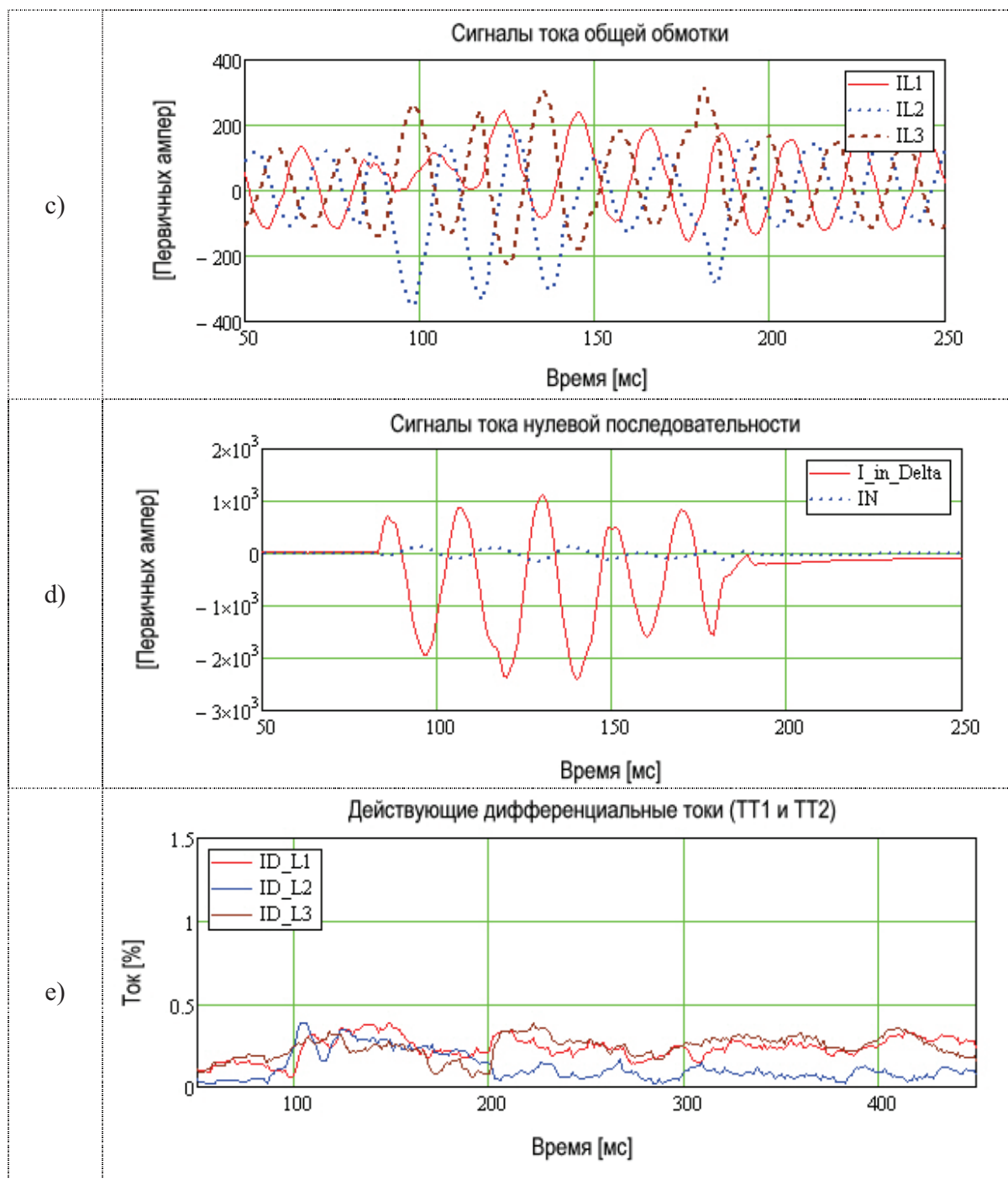
Рассматриваемое в качестве примера устройство – это реальный автотрансформатор, в котором третичная обмотка, включенная по схеме «треугольника», не подключена к нагрузке. В нем имеются следующие ТТ: ТТ1, ТТ2, ТТ4 и ТТ7 (согласно обозначениям, показанным на рисунке 3). Используя первый закон Кирхгофа, также можно рассчитать токи общей обмотки (т.е. ТТ5) при любом внешнем повреждении на основании записанных осциллограмм.

В качестве примера представлена только одна зафиксированная запись. Это внешнее повреждение между фазой L2 и землей. Прежде чем было устранено, оно перешло в междуфазное замыкание на

землю (L2-L3-Gnd). На Рисунке 5 показаны траектории этого внешнего замыкания, зафиксированные либо рассчитанные:

- a) Сигналы тока на стороне 400 кВ (т.е. ТТ1) в первичных амперах (зарегистрированные);
- b) Сигналы тока на стороне 220 кВ (т.е. ТТ2) в первичных амперах (зарегистрированные);
- c) Сигналы тока на стороне общей обмотки (т.е. ТТ5) в первичных амперах (рассчитанные);
- d) Сигналы тока в третичной обмотке, включенной по схеме треугольника (т.е. ТТ7 – обратите внимание, что показана только одна фаза, так как обмотка, включенная по схеме треугольника, не нагружена) и тока в нейтрали (т.е. ТТ4) в первичных амперах (оба – зарегистрированные);
- e) Рассчитанные действующие значения дифференциального тока в процентах для схемы дифференциальной защиты, согласно Таблице 3 и уравнению (1);
- f) Рассчитанные действующие значения дифференциального тока в процентах для схемы дифференциальной защиты, согласно Таблице 5 и уравнению (3);
- g) Рассчитанные действующие значения дифференциального тока в процентах для схемы дифференциальной защиты, согласно Таблице 6 и уравнению (4);
- h) Рассчитанные действующие значения дифференциального тока в процентах для схемы низкоимпедансной защиты от замыканий на землю (REF) защиты, согласно Таблице 10 и уравнению (9).





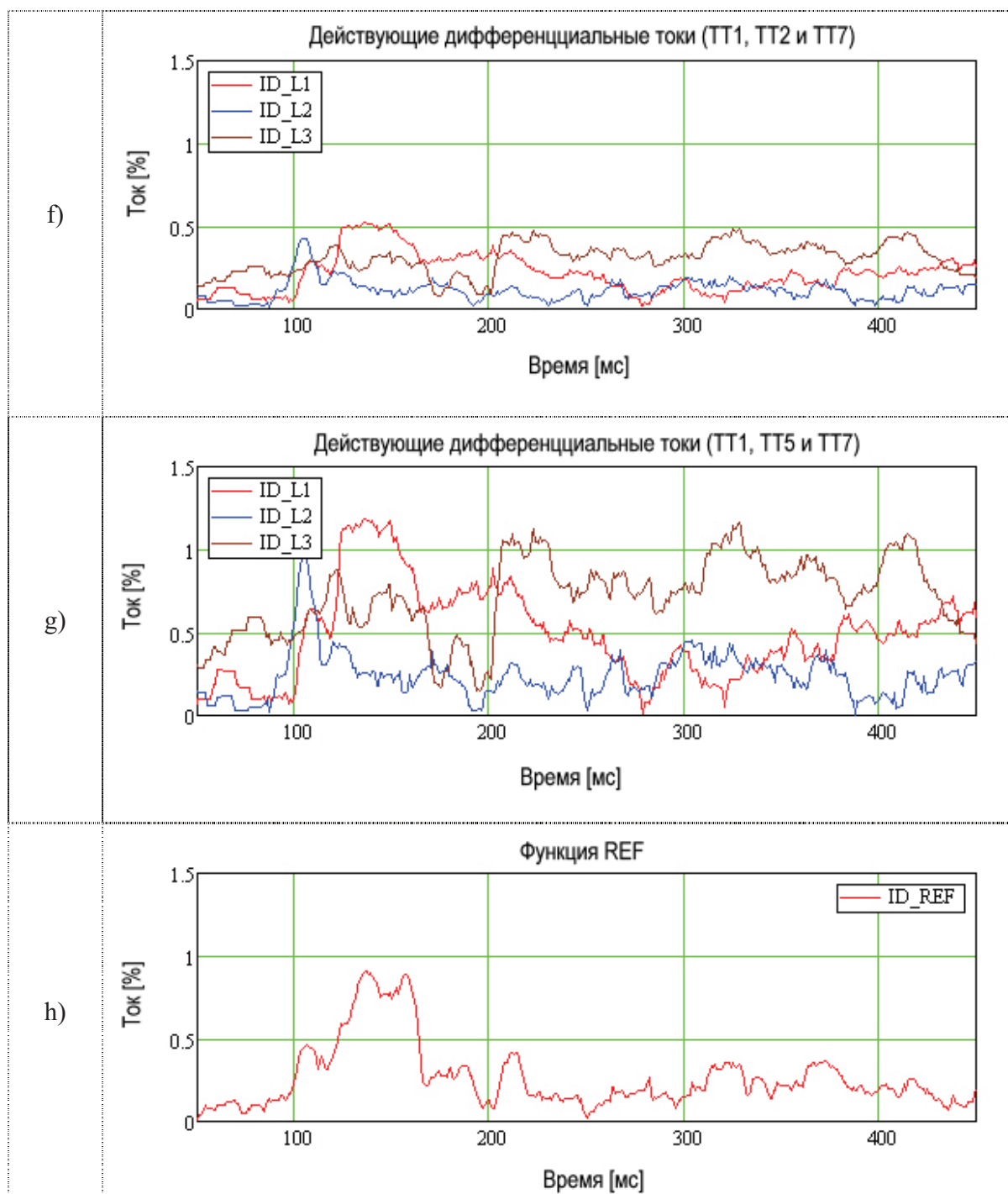


Рис. 5: Анализ зарегистрированной осциллограммы внешнего повреждения для используемого в примере автотрансформатора

Из рисунка 5 можно увидеть, что во всех представленных схемах дифференциальной защиты рассчитанный относительный дифференциальный ток меньше 1,5% на протяжении всего внешнего повреждения. Таким образом, все представленные схемы корректно сбалансированы и, следовательно, корректно применяются для защиты используемого в данном примере автотрансформатора.

9. ВЫВОДЫ

В работе были представлены различные типы схем дифференциальной защиты автотрансформатора. Следует отметить, что для правильного применения выбранной схемы дифференциальной защиты являются критически важными следующие данные:

- Базовые величины (т.е. мощность, напряжение и ток холостого хода);
- Векторные группы обмоток автотрансформатора, которые необходимо задавать;
- Необходимость устранения тока нулевой последовательности при расчете дифференциальных токов.

После того как эти важные данные будут известны, необходимо задать уставки в соответствии с инструкцией производителя устройства. Реализация всех этих схем дифференциальной защиты для конкретной модели реле описана в [6].

Использование конкретной схемы будет определяться наличием ТТ в конкретной установке, и, возможно, имеющимся опытом в конкретной энергосистеме. Рекомендуется, чтобы в дополнение к стандартной схеме дифференциальной защиты (например, как в схеме, показанной в Таблице 3 или Таблице 4) применялась дополнительная схема дифференциальной защиты, которая была бы чувствительной к повреждениям вблизи нейтрали «звезды» общей обмотки (как, например, показано в Таблице 6, Таблице 8 или Таблице 10). Другое возможное решение – комбинировать две схемы дифференциальной защиты с различными свойствами (например, как для двух схем, показанных в Таблице 5, Таблице 4 и Таблице 6). Учитывая важное значение автотрансформаторов в современных энергосистемах (большинство используется в качестве трансформаторов межсистемной связи), полное дублирование такой схемы защиты также может быть оправданным.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Power transformers – International Standard IEC 60076, Edition 2.1.
- [2] IEEE Guide for Protecting Power Transformers, IEEE Standard C37.91-2008.
- [3] Z. Gajić, “Differential Protection for Arbitrary Three-Phase Power Transformer”, PhD Thesis, Lund University, Sweden, February 2008, ISBN: 978-91-88934-47-5; available at: <http://www.iea.lth.se/publications/pubphd.html>
- [4] G. Bertagnolli, “Short-Circuit Duty of Power Transformers”, Appendix 10, ABB Book, Legano – Italy, December 1996.
- [5] ABB RET 670 Technical reference manual, Document ID: 1MRK 504 086-UEN.
- [6] ABB Application Note, “Differential Protection Schemes for Auto-Transformers”, Document ID: SA2008-000519; available at: <http://www.abb.com/substationautomation>
- [7] ABB RADSБ User’s Guide, Document ID: 1MRK 504 002-UEN.
- [8] “Instruction for Planning Differential Protection Schemes”, Document ID: CH-ES 53-10 E, BBC January 1980.

Отношение потребителей электроэнергии в Норвегии к интеллектуальным измерениям

ЕВА ФОСБИ ЛИВГАРД
TNS Gallup, Норвегия
E-mail: eva.fosby.livgard@tns-gallup.no

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Автоматические измерения, интеллектуальные измерения, отношение к изменениям, заказчики, дополнительные платные услуги, достоверность

1. ВВЕДЕНИЕ

Каково отношение к нововведениям потребителей электроэнергии в Норвегии к моменту начала внедрения интеллектуальных измерений? До сегодняшнего дня они снимали показания сами и сообщали их оператору энергетической системы четыре-шесть раз в год. В течение нескольких лет все это будет автоматизировано. Потребителям также будут предложены новые сервисы, связанные с новыми технологиями. Как же потребители будут получать эти услуги? Будут ли потребители уверены в том, что данные считаны точно? Готовы ли они платить за новые технологии и будут ли использовать предлагаемые дополнительные услуги? Этот доклад дает ответы на эти вопросы и рассказывает о проблемах, с которыми сталкиваются операторы электроэнергетической системы при реализации новых решений.

Компания TNS Gallup проводила опрос норвежских потребителей электроэнергии по вопросу их отношения к интеллектуальным измерениям и их заинтересованности в использовании возможностей, предоставляемых новой технологией. Первый опрос был проведен в 2006 году, повторен в 2007 году и в феврале этого года (2009). Целью данного исследования было определение изменения отношения абонентов к интеллектуальным измерениям, повышения доверия к точности измерений, их восприятия новой технологии относительно текущего уровня развития системы, их готовности платить, а также приведут ли почасовые измерения к подключению потребителей в непиковые часы. Дополнительно было проведено изучение заинтересованности потребителей электроэнергии в использовании смежных услуг, таких как пожарная сигнализация, сигнализация от взлома и сигнализация утечки воды, расчет счетов за текущее потребление электроэнергии, текущие измерения и т.д.

Данные были собраны компанией TNS Gallup's Energy Barometer с помощью ежеквартального телефонного опроса 1000 норвежских абонентов, который длился с 1997 г. Мы также получили количественные данные обслуживания, полученные от различных выбранных групп, которым были представлены различные варианты интеллектуальных измерений и возможность протестировать услуги сигнализации.

Этот доклад дает представление об отношении потребителей электроэнергии в Норвегии к интеллектуальным измерениям. В докладе вначале выделены предпосылки, сложившиеся на рынке, показана динамика изменения отношения к новой технологии и готовность потребителя платить за интеллектуальные измерения, рассказано о точности измерений по новой технологии и о заинтересованности абонентов в дополнительных услугах.

2. ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

2.1. Предпосылки

В 2007 году министр нефти и энергии Норвегии дал распоряжение компаниям Управления водными ресурсами и энергией о начале введения интеллектуальных измерений для всех потреби-

Москва, 7–10 сентября 2009 г.

телей электроэнергетики в Норвегии. Операторы сетей начали движение по направлению к главному технологическому прорыву, т.е. возможно одному из самых больших проектов в истории операторов электроэнергетических сетей Норвегии. Компаниям за четыре года необходимо заменить более чем два миллиона счетчиков.

И потребители электроэнергии, и операторы электроэнергетической системы извлекут выгоду из более точного считывания данных со счетчика, постоянного контроля электропотребления и упрощения формирования счетов. Интеллектуальные измерения откроют доступ абонентам к новым, передовым сервисам. Компании Управления водными ресурсами и энергией оценивают весь комплекс работ по вводу в эксплуатацию приблизительно в 0,6 млрд евро со сроком завершения в конце 2013 года.

Введение интеллектуальных измерений может показаться достаточно рискованным проектом для электроэнергетического сектора Норвегии, у которого за последние шесть лет было два кризиса доверия. Если надежды, возлагаемые на выполнение этого проекта, не оправдаются или выбранные технологии окажутся ошибочными или неправильными, то этот сектор рискует потерять доверие, на восстановление которого он затратил много лет. Однако, электроэнергетикой Норвегии данный проект рассматривается как уникальная возможность показать свою состоятельность и установить прямые контакты с абонентами. Будет охвачено более чем 2 миллиона домовладений. Все счетчики будут установлены внутри домов, для чего будет необходимо назначить встречи с жильцами по поводу замены счетчика.

2.2. Состояние дел на настоящий момент

Хотя интеллектуальные измерения не получили широкой рекламы в Норвегии вне рамок электроэнергетического сектора, большинство потребителей электроэнергии (60%) проинформировано о том, что правительство решило заменить счетчики во всех домовладениях Норвегии. Основными доводами правительства в пользу этого решения являются более точные измерения и улучшенный контроль. Основным преимуществом для самих потребителей является то, что им больше не требуется считывать и посылать данные по потребленной электроэнергии операторам электроэнергетических сетей.

Однако сбор данных по потребленной электроэнергии в Норвегии никогда не был проблемой. Из числа потребителей электроэнергии в Норвегии, 84% абонентов считывают данные со счетчика ежемесячно, из них 72% – постоянно и 12% почти всегда, когда от них этого требуют. Кроме того, около 30% абонентов снимают данные со счетчиков значительно чаще, чтобы контролировать свое собственное потребление электроэнергии. Показательно особое отношение норвежцев к своим счетчикам, которое проявляется в высоком уровне электропотребления по сравнению с другими странами. Годовое электропотребление средним норвежским домовладением составляет от 20,000 кВт до 25,000 кВт.

Передача сведений через интернет является наиболее часто используемым каналом получения данных о потребленной электроэнергии на сегодняшний день. 45% абонентов направляют измерения через web-страницы операторов электроэнергетических сетей, в то время как 37% сообщают данные с помощью автоматизированной телефонной службы. Выбор варианта определится возрастом потребителя. Почти 50% пожилого населения страны предпочитают для передачи измерений телефон. Результаты выбора должны рассматриваться относительно доступности Интернета. Почти 85% населения Норвегии имеют доступ к Интернету, хотя эта доля несколько ниже среди людей, достигших 65-ти летнего возраста. При рассмотрении динамики результатов во времени видно, что доля людей, имеющих доступ в Интернет растет, что естественно приводит к увеличению количества абонентов, направляющих свои измерения через web-страницы компаний (см. рис. 1).

Хотя работа по внедрению интеллектуальных измерений началась несколько лет назад, на сегодняшний день оборудованы данной техникой только приблизительно 10% норвежских домовладений. Большинство из них (82%) позитивно или очень позитивно оценивают экономию от передачи данных непосредственно оператору электрических сетей. Для сравнения, 57% абонентов, которые еще не имеют доступа к этой технологии, смотрят на данные устройства аналогично. Хотя большинство потребителей электроэнергии положительно оценивают отсутствие необходимости снимать и пере-

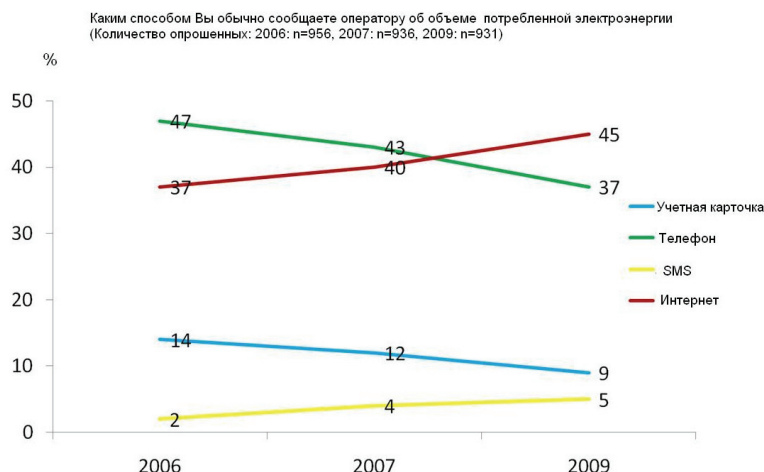


Рис. 1: Значение интернета как канала передачи данных счетчика для потребителей электроэнергии в Норвегии постоянно возрастает. Какой вариант выбрать определится возрастом. Пожилые люди предпочитают сообщать данные по телефону, в то время как молодежь использует интернет

давать данные о потреблении электроэнергии, большинство все еще предпочитает делать это старым способом. Обычный довод данной группы потребителей: «Я хочу сам контролировать и управлять этим устройством».

2.3. Изменение отношения к интеллектуальным измерениям

С течением времени наибольшие изменения произошли в отношении к интеллектуальным измерениям среди тех людей, в чьих домах данное устройство не было установлено. Среди них доля абонентов, оценивающих интеллектуальные измерения положительно, возросла с 47% в 2006 году до 57% в 2009 году (см. рис. 2). Среди тех потребителей, которым были установлены устройства интеллектуального измерения, их доля возросла с 77% до 82% за аналогичный период. Это указывает на то, что положительный опыт внедрения интеллектуальных измерений внес свой вклад в сокращение скептицизма среди абонентов. Этот факт совместно с высоким уровнем электропотребления (более 25,000 кВт в год на семью) является позитивным фоном для внедрения интеллектуальных измерений. Объяснение, возможно, заключается в том, что автоматические измерения являются более точными, принося таким образом экономическую выгоду на фоне высокого потребления электроэнергии.

2.4. Готовность платить за интеллектуальные измерения

Правительство Норвегии акцентировало внимание общества, что затраты на внедрение интеллектуальных измерений будут финансироваться через взносы энергетическим системам. Не было неожиданностью и то, что готовность абонентов платить за новую технологию оказалась очень низкой, но с течением времени она росла. В 2006 году 88% респондентов сказали, что они не готовы платить за установку нового оборудования. Типичные комментарии потребителей следующие: «Новая техника означает существенную экономию для поставщика и не должна оплачиваться потребителями.» «В наибольшем выигрыше будут поставщики электроэнергии, потому что все будет автоматизировано», «Такое обслуживание решит много проблем с обеих сторон, но потребители должны быть освобождены от платы за нее». Много абонентов не разделяют точку зрения, что рационализм операторов энергетических сетей, достигаемый через интеллектуальные измерения и процесс передачи информации, должен автоматически приносить пользу и потребителям.

Основываясь на нескольких оценках стоимости новой технологии, в процессе интервьюирования абонентов в 2007 году был предложен план, по которому они должны платить ежегодно 18 евро в течение десяти лет. Столкнувшись с таким развитием событий, большинство абонентов (68%) по-прежнему ответили, что они не готовы платить. Когда этот же вопрос был задан в 2009 году,



Рис. 2: Доля абонентов, которые утверждают, что они положительно оценивают интеллектуальные измерения, растет среди всех потребителей, но наибольший рост наблюдается среди тех, кто еще не приобрел новое оборудование. В этой абонентской группе доля положительно настроенных респондентов выросла с 44% в 2006 году до 57% в 2009 году. Среди тех, кто получил доступ к интеллектуальным измерениям, доля положительно настроенных респондентов выросла с 77% до 82% за тот же период

компаниями было зарегистрировано небольшое снижение до 65%. Однако, все еще только 33% потребителей электроэнергии готовы платить 18 евро в год в течение десятилетнего периода за доступ к новой технологии.

Те же, кто уже используют интеллектуальные измерения, демонстрируют большую готовность платить (40%) по сравнению с теми, у кого данной технологии нет (31%). Это отражает предыдущие исследования. Однако, интерес вызывает то, что готовность платить растет преимущественно среди тех, у кого нет доступа к новой технологии, а именно с 27% в 2007 году до 31% по итогам исследования, проведенного в нынешнем году. Это может указывать на то, что абоненты, получив положительный опыт использования новых устройств, считают цену приемлемой.

2.5. Уверенность в точности интеллектуальных измерений

Уверенность в точности интеллектуальных измерений высока. 95% потребителей придерживаются мнения, что точность измерения данных новыми счетчиками будет такая же или даже выше, чем у нынешних устройств (см. рис. 3). При этом доля людей, уверенных в точности измерений, возросла до 78% с 2006 года. Доля тех, кто сомневается в точности данных, очень мала, всего 3%. Этот результат очень радует и показывает, что проблем с недостатком доверия к новой системе не должно быть в будущем году. Одной из основных причин внедрения интеллектуальных измерений является достижение большей точности измерений и точности считывания данных, что будет выгодно и потребителям, и энергетическим компаниям. Очень важно и то, что новая технология вносит свой вклад и в повышение качества получаемых данных, что позволит избежать снижения доверия потребителей к системе.

2.6. Заинтересованность в изменении режима измерения

В электроэнергетическом секторе Норвегии развернуто обсуждение необходимости почасовых измерений, и правительство все еще решает, должно ли это быть требованием к новой технике. Одна из причин внедрения интеллектуальных измерений – сделать потребителя более осведомленным о своем электропотреблении, а некоторые утверждают, что почасовые измерения могут стимулировать абонентов к экономии. В Норвегии стоимость электроэнергии, потребленной ночью и в выходные дни, в целом ниже, чем в течение рабочего дня. Но готовы ли норвежские абоненты включать электроприборы во внепиковые периоды, когда цена на электроэнергию наименьшая?

Как вы считаете: точность измерений увеличится, уменьшится или останется на том же уровне в случае автоматического считывания данных с счетчика? (2006: n=1007, 2007: n=1000, 2009: n=1000)

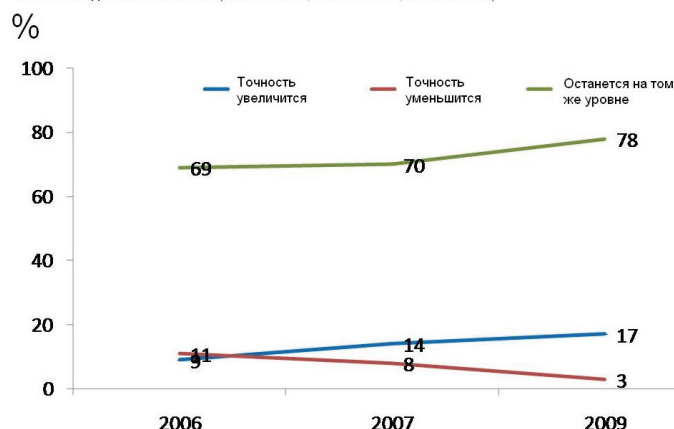


Рис. 3: Уверенность в точности интеллектуальных измерений растет. 95% потребителей электроэнергии уверены в том, что точность данных будет по крайней мере не ниже по сравнению с ручным считыванием, а с 2006 г. показатели повысились на 17%

Абонентов, которые рассматривают возможность смены структуры электропотребления, относительно мало (23%). Около половины населения (47%) говорят об изменении потребления в соответствии с периодами, когда цена ниже, как о маловероятном или очень маловероятном событии. Молодое поколение (в возрасте до 30 лет) относится к группе, которая наименее всего готова изменить свою модель электропотребления. Такие выражения, как «Я не могу следить за почасовым изменением цен на электроэнергию», «На мой взгляд, это плохая идея изменять свою модель электропотребления в соответствии с периодами времени, когда цены на электроэнергию ниже», «Я использую электроэнергию, когда мне это нужно, не обращая внимания на время суток», служат доказательством тому, что норвежские потребители приучены использовать электроэнергию без учета ее цены. Сегодня, несмотря на финансовый кризис, готовность к изменению своего поведения даже ниже, чем в 2007 году (28%). Для сравнения рассмотрим, что получено по другим исследованиям – большинство норвежских потребителей электроэнергии (67%) считают, что они делают все возможное, чтобы ограничить свое собственное потребление. Более 30% респондентов считают, что при дополнительном ограничении потребления их образ жизни также будет ограничен. С другой стороны, цифры, полученные от статистической службы Норвегии, указывают на существенный рост норвежской платежеспособности (+30%) за последние восемь лет.

2.7. Заинтересованность в дополнительных услугах

Технологии, идущие вслед за интеллектуальными измерениями, позволяют поставщикам электроэнергии предлагать потребителям ряд новых продуктов и услуг, но спрос на данные предложения умеренный: Менее 20 % респондентов признались, что они заинтересованы в дополнительных сервисах, таких как наблюдение за электропотреблением в реальном времени, наблюдение за изменением электропотребления при изменении набора подключенных приборов, оценка стоимости потребленной электроэнергии или получение уведомлений непосредственно от оператора энергетической системы (см. рис. 4).

Скорее всего, эта ситуация вызвана незрелостью рынка. Большинство респондентов положительно отзывались о дополнительных сервисах, но очень мало людей проявили в них заинтересованность. Многие не понимают всю выгоду продуктов, о которых их спрашивают. Возможная причина заключается в том, что предлагаемые решения сложны для понимания тем людям, у которых нет особого интереса к новым технологиям. Другая причина заключается в том, что автоматические измерения и свойственные им возможности были слабо освещены за пределами электроэнергетического сектора. Именно это является возможной причиной того, что рынок оказался неготовым – факт заключается в

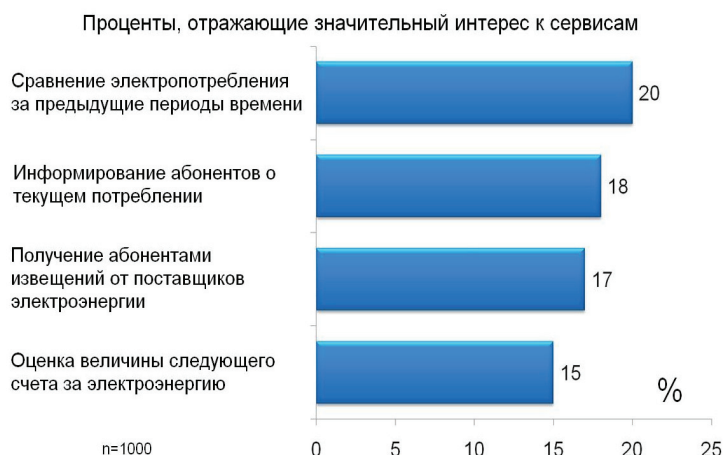


Рис. 4: Технологии, идущие вслед за интеллектуальными измерениями, позволят поставщикам электроэнергии предлагать потребителям ряд новых продуктов и услуг, но спрос на данные предложения умеренный. Менее, чем 20% респондентов признались, что они заинтересованы в дополнительных сервисах

том, что те компании, которые собираются развивать данные сервисы, столкнулись со значительными коммуникационными задачами .

2.8. Проблемы компаний, которые предлагают интеллектуальные измерения и дополнительные сервисы

Результаты также указывают на то, что потребители сталкиваются с проблемами в нахождении отличий между сервисами, предлагаемыми интеллектуальными измерениями и текущими возможностями, предлагаемыми рынком. Например, интеллектуальные измерения позволяют сравнивать электропотребление за предыдущие периоды, но многие абоненты уже получают данную информацию с помощью сети интернет или как графики на своих извещениях (счетах). «Это не новинка. Я получал историю электропотребления через SMS, email, интернет или извещения годами» – говорят некоторые респонденты. Новые технологии будут способствовать автоматическому контролю электропотребления домовладений, который уже сегодня может быть реализован с помощью термостатов, ночного режима электрообогревателей и датчиков движения для включения и выключения света. Многим потребителям кажется, что эти проблемы уже разрешены, и когда они сталкиваются с вопросом использования подобных услуг через интеллектуальные измерения, они неохотно хотят платить за это много денег . Для более полного освещения достоинств системы потребителям очень важно сконцентрироваться на том, как различать частично схожие продукты, обращая особое внимание на каких положительных свойствах сделать больший акцент.

Также компании должны обосновать подходящую ценовую стратегию. Должен ли абонент платить одновременно в момент покупки или одновременно плюс стоимость потребленной электроэнергии, фиксированная месячная цена или цена, определяемая потребленной электроэнергией.

В конце концов, заинтересованность потребителей может быть подогрета с помощью увеличения затрат на маркетинг и продажи, маркетинговой деятельности конкурентов совместно с другими внешними факторами неподконтрольными компаниям.

3. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В течение последующих четырех лет интеллектуальные измерения будут внедрены у всех потребителей электроэнергии в Норвегии. Электроэнергетическая система Норвегии движется в направлении существенного технологического сдвига, возможно, к одному из самых больших проектов в

истории Норвежских операторов электроэнергетических сетей. Планка установлена высоко, но при грамотном планировании и в случае принятия правильных технологических решений проект имеет хорошие шансы на успех.

Хотя только в 10% домовладений уже установлены интеллектуальные измерения, около 60% абонентов положительно или очень положительно отзываются об автоматическом считывании данных со счетчиков, а общее доверие к новой технологии высокое. Большинство потребителей (95%) придерживаются мнения, что точность измерения данных новыми счетчиками будет, по крайней мере, такая же, как и при ручном снятии данных. Однако, готовность платить за новые технологии находится на очень низком уровне, но с течением времени она имеет тенденцию к повышению. Много абонентов считают, что усовершенствование системы, достигаемое через интеллектуальные измерения и процесс передачи информации, должно автоматически приносить пользу и потребителям. Это может привести к проблеме при выставлении счетов за услуги и, соответственно, является серьезной задачей для операторов электроэнергетической системы, что требует их готовности к подобной ситуации.

Еще не определено, подтолкнет ли новая система потребителей включать электроприборы во внепиковые периоды, когда цена на электроэнергию минимальная. Норвежские потребители привыкли к низким ценам и хотят использовать электроэнергию, когда им это нужно.

Спрос на дополнительные сервисы, возникающие при применении новых технологий, на данный момент умеренный. Абоненты пытаются различать ценность предлагаемых сервисов, и многие из них сравнивают их с похожими уже существующими сервисами, видя при этом мало различий между ними. Тем не менее сектору нужно выбрать технологию, которая позволит реализовывать указанные типы сервисов, она должна быть передовой и прежде всего сконцентрироваться на установке новых счетчиков. Только после того, как они будут приняты как счетчики с автоматическим считыванием данных, как и предполагалось, придет время предложить пользователям дополнительные сервисы, которые стали возможными благодаря внедрению новых технологий.

ЛИТЕРАТУРА

[1] TNS Gallup Energy Barometer 1997-2009.

Передача GOOSE-сообщений согласно стандарту МЭК 61850

**H. DAWIDCZAK, H., DUFAURE, TH., DR. ENGLERT, H.
Siemens AG**

**Германия
Henry.Dawidczak@siemens.com**

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

МЭК 61850, автоматизация подстанций, GOOSE, время передачи, классы производительности, защита, интеллектуальные электронные устройства.

1. ВВЕДЕНИЕ

Первое издание стандарта МЭК 61850 было опубликовано в 2004 году. За последние пару лет область применения стандарта МЭК 61850 расширилась, о чем свидетельствует его включение в состав стандартов МЭК по ветряным электроустановкам, гидроэлектростанциям и последнее, но не менее важное – в состав стандарта МЭК по объектам малой генерации. Объекты малой генерации (распределенная генерация) заложили фундамент для образования интеллектуальной электрической сети.

Обеспечение функциональной совместимости является одной из самых главных целей стандарта МЭК 61850. Эта цель достигается путем образования стандартизованных и надежных методов обмена данными между устройствами различных производителей по уровням присоединения и станции. Обеспечение взаимозаменяемости устройств без их адаптации (конфигурирование, параметрирование) не предусматривается стандартом МЭК 61850. Однако обеспечение взаимозаменяемости устройств станционной шины, т.е. устройств, которые включают в себя те же объекты данных соответствующие тем же адресам МЭК 61850, является актуальной задачей для многих электросетевых компаний.

Многочисленные примеры применения стандарта МЭК 61850 в системах автоматизации подстанций позволяют осуществлять сравнение реализованных решений. Таким образом может быть получен ценный опыт.

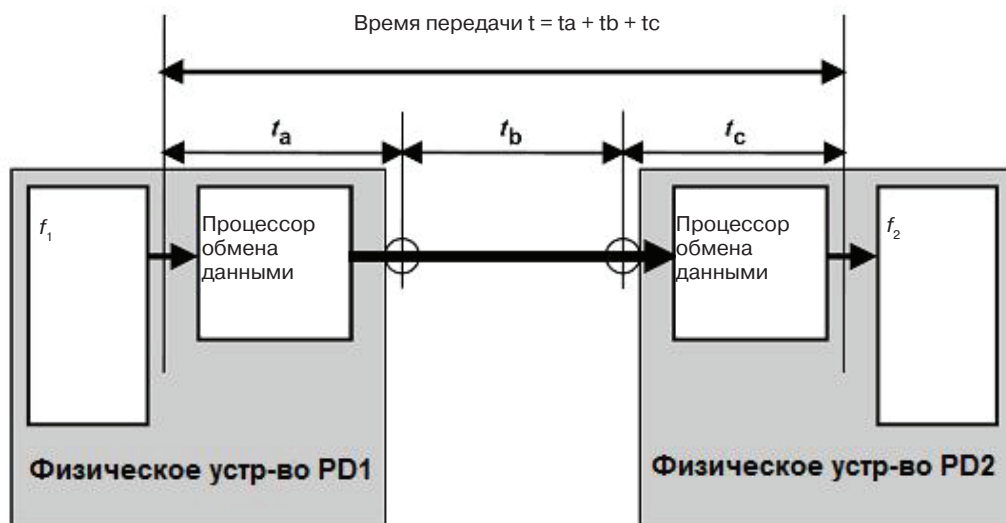
Проекты по испытанию устройств на функциональную совместимость показали наличие различий между устройствами различных производителей, к примеру, в части гибкости и производительности коммуникационных интерфейсов.

2. БЫСТРОДЕЙСТВИЕ ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ

2.1. Время передачи согласно стандарту МЭК 61850-5

Часть 5 стандарта МЭК 61850 определяет время передачи (рис. 1)[1]. Так называемое время передачи является интервалом между первым появлением сигнала в стеке протокола на его источнике (отправляющем устройстве) и его последним появлением в стеке протокола приемника (получающего устройства). Данное время включает в себя следующие составляющие:

- время формирования сигнала устройством (кодирование и форматирование),
- время передачи сообщения через соответствующий интерфейс источника,
- время передачи сообщения по сети Ethernet включая время его пересылки сетевым оборудованием (коммутатором, роутером),
- время получения сообщения через соответствующий интерфейс устройства-получателя,
- время полного декодирования переданного сообщения.



IEC 1918/03

Рис. 1: Время передачи сообщения

Необходимо отметить, что присвоение метки времени всегда осуществляется при первом появлении сигнала или когда новая информация (вычисленная) предоставляется той или иной функцией. Новая метка времени не присваивается в момент достижения информации коммуникационного стека. Измерение времени передачи не является простой задачей, но это время может быть косвенным образом измерено в ходе испытаний, описанных далее в этой статье.

2.2. Классы производительности

Стандарт МЭК 61850 также определяет несколько классов производительности. Данные классы производительности отличаются требованиями к времени передачи данных по сети. Применительно к функциям защиты и управления определены классы производительности P1, P2 и P3, а применительно к функциям регистрации качества электроэнергии и функциям измерения определены классы M1, M2 и M3. Необходимо отметить, что классы объединяют в себе требования к времени передачи данных и классам точности.

В данной статье рассматриваются только классы производительности для функций защиты и управления, то есть классы P1, P2 и P3. Данные классы соответствуют следующим областям применения:

Класс производительности	Спецификация
P1	Для присоединений распределительных сетей или присоединений, где приемлемы низкие требования к передаче данных
P2	Для присоединений сетей высокого напряжения или для случая, если другое не определено заказчиком
P3	Для присоединений сетей высокого напряжения, где к характеристикам работы защит предъявляются высокие требования

Табл. 1: Спецификация классов производительности

В главе 5 стандарта МЭК 61850 сигналы подразделяются на следующие типы.

Тип сигнала	Примеры
Тип 1 – Сообщения, требующие быстрой передачи Тип 1А – Отключение Тип 1В – «Другие»	Отключение, логическая блокировка, команды телеотключения Взаимодействие систем автоматизации с первичным процессом (менее жесткие требования)
Тип 2 – Сообщения, требующие средней скорости передачи	Сообщения, относящиеся к типу 1В, однако требующие меньшей скорости передачи Единичные результаты измерения такие как, например, действующее значение электрической величины
Тип 3 – Сообщения, требующие низкой скорости передачи	Большие сообщения, используемые для медленнодействующих функций автоматического управления, регистрации событий, установки предельных значений
Тип 4 – Данные процесса (мгновенные значения)	Выходные данные от преобразователей, для передачи мгновенных значений измеряемых величин, непрерывного потока синхронизированных данных
Тип 5 – Передача файлов	Большие файлы с данными для регистрации в системе управления и т. д.
Тип 6 – Сообщения для синхронизации времени	Сообщения для целей синхронизации внутренних часов интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ)
Тип 7 – Команды	Команды управления коммутационным или другим оборудованием, формируемые на местном или удаленном человеко-машинном интерфейсе (оператором)

Табл. 2: Типы сообщения

Для каждой пары (тип сообщения, класс производительности) определено максимальное время передачи.

Типы сообщений	Максимальное время передачи сообщений		
	P1	P2	P3
Тип 1А – Отключение	10 мс	3 мс	
Тип 1В – Другое	100 мс	20 мс	
Тип 2 – Сообщения, требующие средней скорости передачи	100 мс		
Тип 3 – Сообщения, требующие низкой скорости передачи	500 мс		
Тип 4 – Мгновенные значения*	10 мс	3 мс	3 мс
Тип 5 – Передача файлов	1000 мс		
Тип 6 – Сообщения для синхронизации времени	Требований к времени передачи сообщений не предъявляется. Требования предъявляются к классу точности.		
Тип 7 – Команды	500 мс		

* Время передачи определяется временем отключения. Требования к точности передаваемых сообщений типа SMV (мгновенные значения) определены в части 5 стандарта.

Табл. 3: Требования к максимальному времени передачи сообщений

2.3. Применения GOOSE-сообщений в схемах защиты и автоматики на подстанции

Важной особенностью передачи данных по уровню присоединения между устройствами релейной защиты и автоматики и контроллерами присоединений является использование так называемых GOOSE-сообщений¹ [2]. Передача таких сообщений – мультикастовая передача телеграмм по сети Ethernet (передача данных в широковещательном диапазоне), где есть устройство-отправитель и устройство-получатель. Требования к передаче данных в реальном времени были разрешены, поскольку сервисы ранжировались на сокращенный стек протокола: прикладной уровень лежит над канальным уровнем. Ethernet-сеть (уровень 1) определяет инфраструктуру. Передача телеграммы может выполняться либо по волоконно-оптической, либо по проводной линии связи при использовании стандартизированной технологии 100 Мбит/с. Ethernet-фрейм уровня 2, при использовании так называемых Ethernet-полей, обеспечивает основу для передачи полезных данных длиной 1500 байт. Стандартизованный механизм определен документом IEEE 802.1Q [2][3].

Передача GOOSE-сообщений, в отличие от традиционного сервиса обмена данными клиент-сервер, не требует определенного прямого соединения между двумя устройствами. Поле с указанием адреса передачи сообщения в составе Ethernet-телеграммы содержит так называемый мультикастовый (групповой) адрес, что необходимо для обеспечения возможности получения сообщения несколькими устройствами. Таким образом, получатели обладают способностью фильтрации сообщений согласно данному мультикастовому (групповому) адресу.

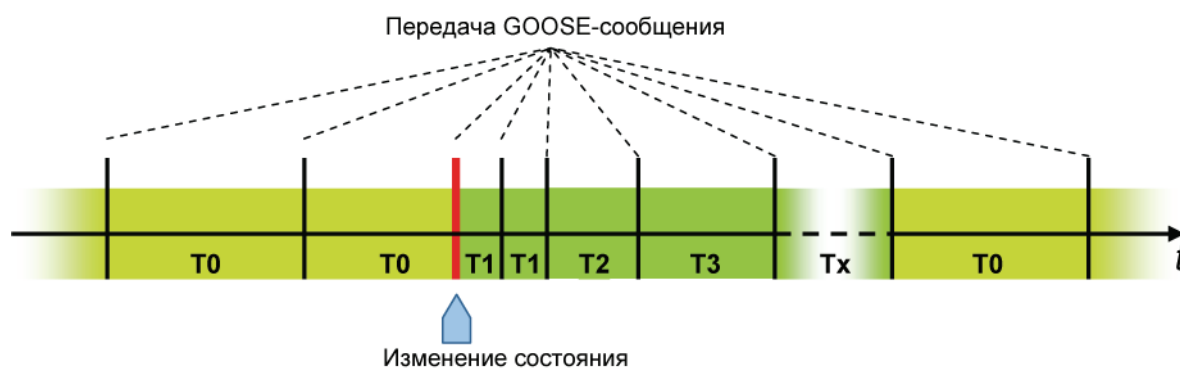


Рис. 2: Механизм передачи GOOSE-сообщений – циклическая передача сообщений

Прием GOOSE-сообщения получателем не подтверждается (обратная связь отсутствует). Таким образом отправитель не обладает возможностью выполнения проверки того, было ли сообщение успешно получено и обработано различными получателями. Однако передача GOOSE-сообщений осуществляется циклически с периодом T_0 , как показано на рис. 2 [4]. Временной интервал между повторной передачей сообщения определяется пользователем. Повторная передача GOOSE-сообщения прекращается при смене состояния в передающем устройстве. После этого начинается передача нового сообщения с новым значением. Сначала передача нового сообщения будет осуществляться через малые интервалы времени (увеличивающиеся). Длительность интервала после каждой повторной передачи увеличивается в два раза до тех пор, пока не будет достигнут максимальный интервал T_0 .

Стандарт МЭК 61850 также подразумевает возможность установки приоритетности передачи сообщений как указано в стандарте IEEE 802.1Q. Отправитель информирует все сетевые устройства (коммутаторы), что осуществляется передача сообщения с высшим приоритетом. Приоритет определяется в специальном поле фрейма данных. Данная особенность позволяет осуществлять передачу GOOSE-сообщений с меньшим временем передачи, нежели чем другие данные, отличные от GOOSE-сообщений (коммуникации рода клиент-сервер, например, между устройствами уровня присоединения и контроллером станции).

¹GOOSE – Generic Object Oriented Substation Event, протокол передачи согласно МЭК 61850.

2.4. Сравнение времен передачи данных при использовании GOOSE-сообщений и традиционной передачи путем замыкания контакта выходного реле одного устройства на дискретный вход другого

Прежде всего, должны быть рассмотрены этапы передачи как GOOSE-сообщений, так и передачи дискретных сигналов традиционным способом при использовании проводных каналов связи.



Рис. 3: Этапы передачи сигналов при традиционном способе

Время передачи сигналов, согласно традиционному способу, по проводным каналам связи в большей степени зависит от времени срабатывания выходного реле устройства-отправителя, а также от времени срабатывания дискретного входа устройства-получателя. Суммарная задержка при учете указанных двух параметров лежит в диапазоне от нескольких миллисекунд до 10 мс (а иногда даже более). Использование быстродействующих выходных реле и возможности определения приоритета формирования выходных сигналов в логике устройств рекомендуется для случаев, где ко времени передачи сигналов предъявляются жесткие требования.

Этапы передачи GOOSE-сообщений представлены на рис. 4.

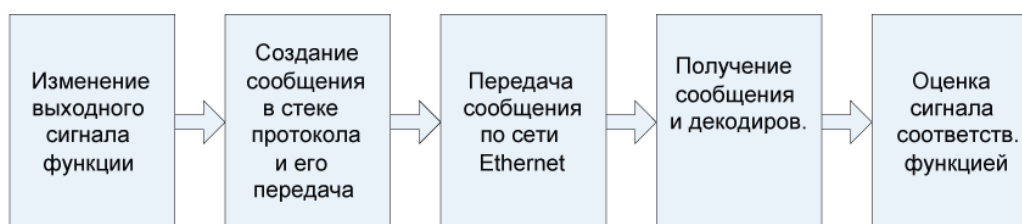


Рис. 4: Этапы передачи GOOSE-сообщений

Передача сигнал типа 1А (отключение, блокировка действия защиты, ..) при использовании GOOSE-сообщений должна, согласно части 5 стандарта МЭК 61850, выполняться со временем равным или меньшим, чем при параллельном проводном способе передачи сигнала. Указанное является минимальным требованием при реализации распределенных функций защиты при использовании стандарта МЭК 61850.

2.5. Методы оценки времени передачи GOOSE-сообщений

При оценке времени передачи GOOSE-сообщений необходимо определение времени работы рассматриваемой функции и исключение его из полного времени обработки сигнала устройством.

Схема испытательной установки приведена на рис. 5.

- Токовые входы устройства защиты подключены к испытательной установке (например, Omicron CMC 256).
- Сервер МЭК 61850 конфигурируется для выполнения передачи GOOSE-сообщения (сигнал отключения от устройства защиты).
- Испытательная установка конфигурируется на прием GOOSE-сообщения.
- Выдержка времени на срабатывание токовой защиты устройства устанавливается равной 0.

Сигнал отключения также подводится к испытательной установке Omicron по проводной линии связи в дополнение к передаче GOOSE-сообщения.



Рис. 5: Оценка времени передачи сигналов

Функция токовой защиты сработает при превышении током от испытательной установки уставки. Время возникновения повреждения фиксируется как устройством защиты (регистрация аварийных событий), так и испытательной установкой (регистрация сигнала). Кроме того, регистратор аварийных событий фиксирует факт формирования команды отключения, включая время появления команды с момента возникновения КЗ. Испытательная установка регистрирует сигнал отключения, формируемый устройством защиты и передаваемый при использовании как GOOSE-сообщения, так и традиционным способом по проводной линии связи, а также время его появления с момента возникновения КЗ.

Время передачи сигнала может быть вычислено при использовании следующего выражения:

$$\Delta T = \Delta T_{43} - \Delta T_{21} = (T_4 - T_3) - (T_2 - T_1),$$

где ΔT – время передачи GOOSE-сообщения; ΔT_{43} – временной интервал существования КЗ, фиксируемый на испытательной установке; ΔT_{21} – время работы функции защиты; T_4 – момент получения GOOSE-сообщения, зафиксированный испытательной установкой; T_3 – момент возникновения КЗ, зафиксированный испытательной установкой; T_2 – момент фиксации сигнала отключения регистратором аварийных событий устройств защиты; T_1 – момент возникновения КЗ, зафиксированный устройством защиты.

На рис. 6 представлены все события в хронологическом порядке.

Могут быть приняты следующие допущения:

- Выдержка времени, вводимая аналоговыми входами устройства защиты (трансформаторы тока, аналогово-цифровые преобразователи) является причиной того, что момент регистрации повреждения устройством и момент изменения уровня тока в испытательном оборудовании отличаются.

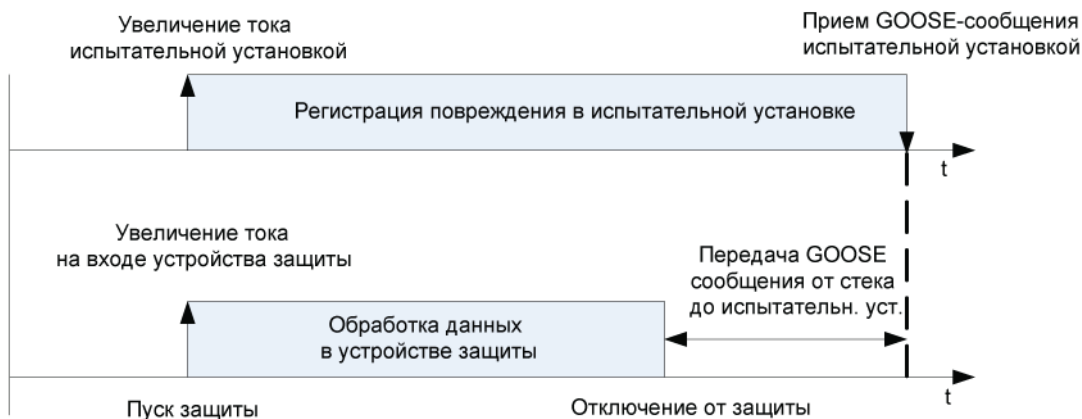


Рис. 6: Оценка времени передачи GOOSE-сообщения

Данной составляющей можно пренебречь по сравнению с другими задержками, вводимыми на различных этапах схемы.

- Метка времени приема GOOSE-сообщения устанавливается испытательной установкой с минимальной задержкой
- Время передачи, как определено в части 5 стандарта МЭК 61850, также содержит время обработки сообщения внутри устройства (для предоставления необходимых данных функциям). Данное время не может быть измерено при использовании описанной испытательной установки. Таким образом, временная задержка, обусловленная необходимостью декодирования сообщения и предоставления необходимых данных функции, должна быть добавлена к измеренным временам передачи сообщения. В представленной схеме оценка величины этой составляющей не производится.

При использовании традиционного проводного подключения к испытательной установке, а также обеспечение приема ею GOOSE-сообщения, позволяет осуществлять сравнение двух методов передачи данных.

2.6. Результаты оценки передачи сигналов при использовании устройства защиты SIPROTEC (Siemens AG)

Результаты измерения времени передачи GOOSE-сообщения при использовании описанной выше установки приведены в таблице 4:

Время передачи	Минимальное (мс)	Максимальное (мс)	Среднее (мс)
GOOSE-сообщение	0,9	1,9	1,2
Традиционный способ передачи сигнала	5,7	6,1	5,9

Табл. 4: Результаты оценки времени передачи сигнала

Результаты основаны на 512 испытаниях. Время передачи подразумевает собой передачу сигнала отключения на испытательную установку Omicron. Результат наглядно иллюстрирует, что передача GOOSE-сообщения осуществляется в 5 раз быстрее нежели при использовании традиционного способа передачи сигнала по проводной линии связи.

3. ВЫВОД

В настоящей статье были представлены результаты измерения времен передачи GOOSE-сообщений согласно стандарту МЭК 61850. В части 5 стандарта определяются различные требования к времени передачи этих сообщений. Возможность передачи GOOSE-сообщений – мощный инструмент, который наиболее предпочтителен для использования при организации горизонтальной связи между устройствами защиты и управления по уровню присоединения. В статье приводится описание метода, при помощи которого может быть измерено время передачи, а также непосредственно результаты измерений.

Передача GOOSE-сообщений обладает рядом значительных преимуществ по сравнению с передачей сигналов традиционным способом по проводным линиям связи. Сокращение числа проводных линий связи путем перехода на способ передачи GOOSE-сообщений является значительным шагом вперед, который позволит уменьшить затраты при строительстве и модернизации объектов.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] IEC 61850-5, “Communication networks and systems in substations – Part 5: Communication requirements for functions and device models”, Ed. 1, 2003.
- [2] IEC 61850-8-1, “Communication networks and systems in substations – Part 8-1: Communication Service Mapping (SCSM) – Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3”, Ed. 1, 2004.
- [3] Dawidczak, Dufaure, „Konfiguration and Diagnose der Goose-Kommunkation der IEC61850“, VWEW Energieverlag, Frankfurt/Main, Zeitschrift Netzpraxis, Jg, 47 (2008), Heft 6.
- [4] Dawidczak, Englert, „Querkommunikation mit IEC 61850-Goose“, VWEW Energieverlag, Frankfurt/Main, Zeitschrift Netzpraxis, Jg.46 (2007), Heft 6.

**Использование аналоговых GOOSE-сообщений
стандарта МЭК 61850 для управления РПН
параллельно работающим трансформаторов**
Z. GAJIĆ, ABB SA Products, Швеция, zoran.gajic@se.abb.com
**S. AGANOVIĆ, ABB SA Products, Швеция,
samir.aganovic@ se.abb.com**
J. BENOVIĆ, HEP, Хорватия, josip.benovic@hep.hr
G. LECI, KONČAR, Хорватия, goran.leci@koncar-ket.hr
S. GAZZARI, ABB, Хорватия, sergio.gazzari@hr.abb.com

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Автоматический регулятор напряжения трансформатора, Управление силовым трансформатором, Аналоговые GOOSE-сообщения.

1. ВСТУПЛЕНИЕ

В статье описывается опыт работы по проекту, в котором защита и управление целой подстанции реализованы на базе стандарта МЭК 61850. Особое внимание уделено регулированию напряжения параллельно работающих трансформаторов, оснащенных устройствами регулирования напряжения под нагрузкой (РПН), которое осуществляется посредством обмена между регуляторами аналоговыми величинами по GOOSE в соответствии со стандартом МЭК 61850.

На этой подстанции имеются два трансформатора 20 МВА, 110/20 кВ, YNd5 с РПН. На каждый силовой трансформатор приходится по одному интеллектуальному электронному устройству (далее устройству), обеспечивающему его защиту и управление РПН. Таким образом, все функции защиты силового трансформатора – 87T, 87N, 50/51, 50N/51N, 49, а также функция управления РПН 90 – реализованы в одном устройстве. Резервные защиты трансформатора выполнены в дополнительном устройстве защиты (50N/51N) и в устройстве защиты шин присоединения трансформатора (21T, 50/51). Поскольку два трансформатора могут работать параллельно, управление РПН основано на принципе минимизации уравнивающего тока.

Выполнение нескольких функций защиты в одном устройстве является обычной практикой для многих энергокомпаний во всем мире. Выполнение функции автоматического регулирования напряжения на базе устройства защиты иногда вызывает дискуссии о целесообразности такого решения. Тем не менее, опыт работы энергокомпаний демонстрирует технические и экономические преимущества такого подхода.

2. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРА

С увеличением нагрузки в сети напряжение будет снижаться и наоборот. Для поддержания напряжения сети на постоянном уровне силовые трансформаторы оснащаются РПН. Он изменяет коэффициент силового трансформатора в определенном диапазоне с определенным шагом и, таким образом, регулирует напряжение. Значение ступени регулирования обычно находится в диапазоне 0.5-1.7%.

Регулирование напряжения может выполняться в точке его измерения или в узле подключения нагрузки во внешней сети. В последнем случае напряжение в узле нагрузки рассчитывается по из-

меренному току нагрузки и известному импедансу между точкой измерения напряжения и узлом подключения нагрузки.

Автоматическое регулирование напряжения может выполняться как для одиночного трансформатора, так и для параллельно работающих трансформаторов. Групповое регулирование напряжения параллельно работающих силовых трансформаторов может осуществляться несколькими способами:

- методом обратного реактивного сопротивления
- методом ведущий-ведомый
- методом уравнильного тока

Во втором и третьем методе необходима связь между функциями регулирования напряжения трансформаторов в параллельной группе.

2.1. Функциональные возможности регулирования напряжения

Функция регулирования напряжения предназначена для автоматического поддержания напряжения на стороне НН силового трансформатора в заданных пределах желаемого напряжения. Для этого функция регулирования напряжения измеряет величину напряжения шины U_B на стороне НН и, если нет других дополнительных активных функций (например, компенсации падения напряжения на линии), оно затем используется для регулирования.

Функция регулирования напряжения сравнивает измеренное напряжение с заданным желаемым. Во избежание ненужных переключений при значении напряжения, близком к уставке, вводится зона нечувствительности. На рисунке она расположена симметрично относительно уставки, и включает как внешнюю, так и внутреннюю зону нечувствительности – см. рисунок 1.

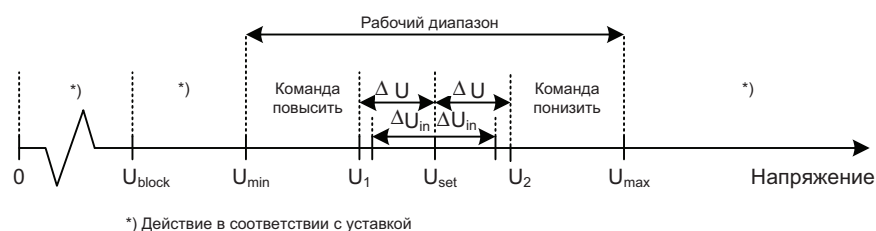


Рис. 1: Шкала напряжения для управляющих воздействий

Половина внешней зоны нечувствительности, ΔU на рисунке 1, должна быть приблизительно равной значению ступени регулирования напряжения силового трансформатора (обычно 75%—125% ступени РПН).

В нормальном режиме работы, если напряжение шины U_B находится в пределах внешней зоны нечувствительности (т.е. в интервале между U_1 и U_2 на рисунке 1), никаких действий функция регулирования напряжения предпринимать не будет. Однако если измеренное напряжение U_B оказывается за пределами внешней зоны нечувствительности (т.е. если U_B становится меньше U_1 или больше U_2), выполняется следующая последовательность. Первый шаг – запускается таймер. Таймер будет работать до тех пор, пока напряжение остается за пределами внешней зоны нечувствительности. Соответствующая команда – “Повысить” или “Понизить” – подается в том случае, если по истечении выдержки времени измеряемое напряжение U_B продолжает оставаться за пределами внешней зоны нечувствительности.

Если необходимо, последовательность будет повторяться до тех пор, пока измеряемое напряжение на шине не окажется в пределах внутренней зоны нечувствительности.

Половина внутренней зоны нечувствительности, ΔU_{in} на рисунке 1, должна иметь значение меньше ΔU – рекомендуемое значение составляет 25-70% от ΔU .

2.1.1. Временная характеристика

Временная характеристика задает время, которое должно пройти с того момента, как измеряемое напряжение выходит за пределы внешней зоны нечувствительности, до подачи соответствующей команды на повышение или понижение. Данная выдержка времени (обратнозависимая или независимая) предусматривается для отстройки РПН от срабатывания при кратковременных отклонениях напряжения за пределы внешней зоны нечувствительности (для чего нет необходимости переключения РПН, т.к. едва переключившись в одном направлении последует переключение РПН в обратном), и для согласования с другими автоматическими регуляторами напряжения в энергосистеме с целью ограничения излишних срабатываний РПН. Это может быть сделано путем задания более длительной выдержки времени для регуляторов напряжения расположенных ближе к потребителям и более коротких по мере удаления в энергосистему.

2.1.2. Компенсация падения напряжения на линии

Основной смысл компенсации падения напряжения на линии заключается в регулировании напряжения не на низшей стороне трансформатора, а в узле подключения нагрузки, т.е. для регулирования U_L , а не U_B до значения уставки. U_L может быть получено графически путем простого расчета векторов – см. рисунок 2. U_B – измеряемое напряжение на шине, I_L – ток нагрузки, протекающий по линии, который также необходимо измерять. R_L и X_L – активное и реактивное сопротивление линии на участке от шин центра питания до узла подключения нагрузки, это уставки. Если к шине НН подключена не одна линия, а несколько, то необходимо рассчитать эквивалентное полное сопротивление, которое вводится как уставка.

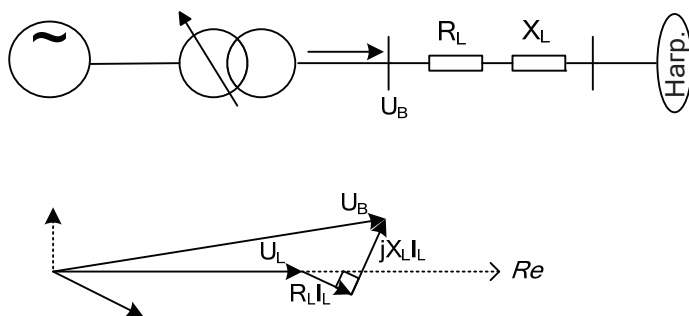


Рис. 2: Векторная диаграмма напряжений

3. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ГРУППОВОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПЯЖЕНИЯ ПАРАЛЛЕЛЬНО РАБОТАЮЩИХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Групповое регулирование напряжения параллельно работающим трансформаторов – это регулирование коэффициентов трансформации двух и более силовых трансформаторов, подключенных к одной шине на стороне НН, а в большинстве случаев – и на стороне ВН. Как упоминалось ранее, используются три альтернативных метода – метод ведущий-ведомый, метод уравнивающего тока и метод обратного реактивного сопротивления. Только для первых двух требуется связь между функциями регулирования напряжения трансформаторов параллельной группы, поэтому только они и рассматриваются далее в настоящей статье.

3.1. Групповое регулирование напряжения методом ведущий-ведомый

В методе ведущий-ведомый один из трансформаторов выбирается ведущим; он будет регулировать напряжение в соответствии с принципами, описанными выше. Выбор ведущего и ведомых обычно осуществляется с помощью трехпозиционного переключателя на подстанции – см. рисунок 3.

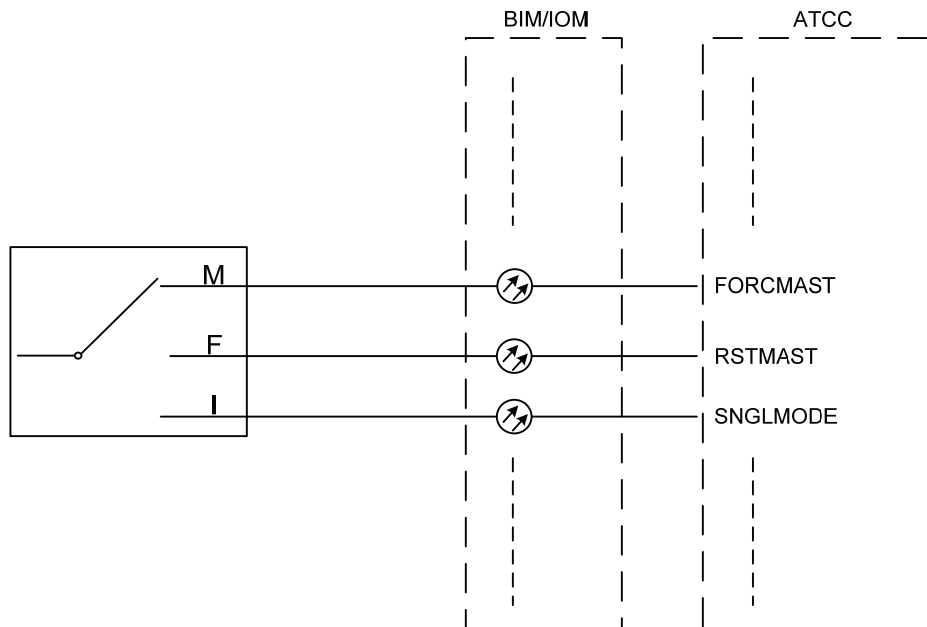


Рис. 3: Выбор с помощью трехпозиционного переключателя

Выбранный ведущий должен сообщать о своем состоянии другим функциям регулирования напряжения. Ведомые, как правило, работают двумя способами:

1. *Повторяют команды ведущего на повышение и понижение независимо от положения собственных отпаяк.* При работе данным способом ведущий, приняв решение о подаче команды на повышение или понижение, должен послать эту информацию всем ведомым в той же параллельной группе. В действительности это означает, что если изначально положения отпаяк ведомых трансформаторов совпадают с ведущим, то они будут совпадать до тех пор, пока выполняется групповое регулирование напряжения каждого из трансформаторов, включенных на параллельную работу. С другой стороны, если, к примеру, один из трансформаторов был исключен из группового регулирования напряжения и разошелся на одну ступень (не включена функция постановки в горячий резерв), а потом будет вновь подключен к данной группе, то его дальнейшее регулирование будет выполняться со сдвигом на одну ступень регулирования.

2. *Повторяют положение отпаяк ведущего.* Ведомые считывают положение отпаяк ведущего и принимают аналогичное положение, или положение отпайки с заранее заданным сдвигом относительно мастера. При работе данным способом, ведущий должен посылать информацию о положении своих отпаяк во все ведомые своей группы.

Для выполнения ведущим компенсации падения напряжения в линии необходимо знать полный ток нагрузки I_L , который должен рассчитывать ведущий. Каждая функция регулирования напряжения измеряет I - ток, протекающий через трансформатор. Полный ток нагрузки I_L рассчитывается путем суммирования всех измеренных токов, т.е.

$$I_L = \sum_{i=1}^k I_i,$$

где i – номер трансформатора в группе (т.е. измеренный ток I_i – ток, протекающий через трансформатор i) и k – число параллельно работающих трансформаторов в группе. Для того чтобы ведущий мог выполнить данный расчет, функция регулирования напряжения каждого ведомого трансформатора должна посылать значение измеренного тока в функцию регулирования напряжения ведущего.

Если автоматическое регулирование напряжения ведущего по какой-либо причине блокируется, то ведомые также не будут сами переключать устройства РПН своих трансформаторов, поэтому нет необходимости передачи заблокированного состояния ведущего в ведомые. Однако если заблокировано регулирование напряжения ведомого, эта информация должна быть послана в ведущий, поскольку при этом он должен заблокировать собственное автоматическое регулирование напряжения. Поэтому любой заблокированный ведомый должен посылать информацию о заблокированном состоянии ведущему.

Для функции регулирования напряжения очень важной является информация о схеме распределительного устройства, т.е. положении выключателей и разъединителей, указывающие о том, какие трансформаторы подключены к каким шинам, и какие шины соединены между собой. Данная информация должна поступать в функцию регулирования напряжения, т.к. на основе нее определяется какими трансформаторами будет выполняться групповое регулирование напряжения, т.е. какие трансформаторы включены на параллельную работу. При отключении одного из трансформаторов из группы параллельно работающих трансформаторов (выключатель на стороне НН отключен), т.е. исключении из группового регулирования напряжения, его функция регулирования напряжения должна послать уведомление об этом во все другие функции регулирования напряжения трансформаторов, работающих в этой параллельной группе. В режиме ведущий-ведомый при расхождении РПН между ведущим и ведомым на число ступеней превышающее некоторое значение, генерируется блокирующий сигнал. Поэтому информация об отключении ведомого необходима для предотвращения появления блокирующего сигнала. Если выключатель стороны НН ведущего отключен, автоматическое регулирование должно быть заблокировано.

Если режим регулирования напряжения ведущего установлен ручным, ведомые должны продолжать повторять его команды точно так же, как и в автоматическом режиме. И наоборот, если режим регулирования напряжения одного из ведомых установлен ручным, оставшиеся в группе должны продолжать работать в автоматическом режиме регулирования напряжения по методу ведущий-ведомый, а выбранный ведомый в ручном режиме регулирования независимо от ведущего.

Ниже дается список, в котором перечислены все сигналы, необходимые для работы методом ведущий-ведомый:

1. *Функция регулирования напряжения установлена ведущей*: Сигнал о том, что функция регулирования напряжения установлена принудительно ведущей, активируется функцией регулирования напряжения, используется для выдачи блокирующего сигнала в случае, когда выбрано больше одного ведущего.

2. *Функция регулирования напряжения – ведущий*: Активируется функцией регулирования напряжения, которая выбрана ведущей.

3. *Функция регулирования напряжения готова к работе ведущий-ведомый*: Активируется, когда функция регулирования напряжения готова к работе в режиме ведущий-ведомый.

4. *Автоматический режим управления*: Активируется, когда для функции регулирования напряжения выбирается автоматический режим.

5. *Блокированное состояние*: Активируется, когда автоматический режим регулирования заблокирован – используется для блокировки ведущего, когда блокируется один из ведомых.

6. *Отключенное состояние*: Активируется, если трансформатор отключается с низшей стороны – используется ведущим, для предотвращения выдачи блокирующего сигнала, генерируемого отключенным ведомым, при расхождении РПН между ведущим и ведомым на число ступеней, превышающее некоторое значение.

7. *Команда на повышение напряжения*: Команда повысить, поданная ведущим для ведомых.

8. *Команда на понижение напряжения*: Команда понизить, поданная ведущим для ведомых.

9. *Положение отпайки*: Текущее положение отпайки посылаемое от ведущего к ведомым; используется ведомыми в работе, когда они повторяют положение отпайки ведущего; служит для выявления условия расхождения РПН между ведущим и ведомым на число ступеней превышающее некоторое значение

10. *Измеренный ток протекающий через трансформатор (реальный и мнимый)*: Позволяет ведущему рассчитать полный ток нагрузки, протекающий в группе параллельно работающих трансформаторов, который потом используется для компенсации падения напряжения на линии.

3.2. Групповое регулирование параллельно работающих трансформаторов методом минимизации уравнительного тока

В параллельной группе трансформатор с более высоким положением отпайки будет иметь более высокое напряжение холостого хода (на стороне НН), чем трансформатор с более низким положением отпайки. Неравенство напряжений холостого хода (неравные положения отпайки) является причиной появления уравнительного тока, который протекает через параллельно включенные трансформаторы. Трансформатор с более высоким напряжением холостого хода (как правило, с более высоким положением отпайки) является источником уравнительного тока, а трансформатор с более низким напряжением холостого хода (как правило, с более низким положением отпайки) является приемником. При включении трансформаторов на нагрузку, уравнительный ток остается таким же, но теперь он будет накладываться на ток нагрузки в каждом трансформаторе, т.е. в трансформаторе, являющемся источником уравнительного тока, он будет добавляться к собственному току нагрузки, а в трансформаторе, являющемся приемником уравнительного тока, он будет вычитаться из собственного тока нагрузки. В случае регулирования напряжения параллельно работающих трансформаторов методом минимизации уравнительного тока на заданном желаемом напряжении, выполняется следующее:

- Напряжение шины или нагрузки регулируется в диапазоне желаемого значения.
- Полная реактивная нагрузка распределяется между параллельно работающими трансформаторами пропорционально их номиналу.

Реализация данного метода предполагает интенсивный обмен данными между функциями (устройствами) регулирования напряжения.

Напряжение на шине U_B независимо контролируется в функции регулирования напряжения каждого трансформатора, входящего в группу параллельно работающих трансформаторов. Для обеспечения использования одинакового значения напряжения шины U_B всеми функциями регулирования напряжения и предотвращения нарушения регулирования напряжения из-за ошибочного измерения напряжения от одного из ТН, каждая из функций регулирования напряжения должна рассчитывать значение U_{Bmean} , среднее значение всех измеренных U_{Bi} , и затем использовать его вместо U_B собственного текущего измерения для выполнения регулирования напряжения. Для выполнения данного расчета необходимо, чтобы текущее измеренное напряжение на шине U_B одной функции регулирования напряжения передавалось всем другим функциям регулирования, чьи трансформаторы работают в этой же параллельной группе.

$$U_{Bmean} = \frac{1}{k} \cdot \sum_{i=1}^k U_{Bi}$$

где U_{Bi} – измеренное напряжение на шине функцией регулирования напряжения i -го трансформатора, из k числа параллельно работающих трансформаторов.

Как говорилось выше, каждая функция регулирования напряжения измеряет I - ток, протекающий через ее трансформатор. Однако для того, чтобы выполнять регулирование напряжения, используя метод минимизации уравнительного тока, каждая функция регулирования напряжения должна определить, какой уравнительный ток I_{CC} протекает через ее трансформатор. Это выполняется каждой функцией регулирования напряжения путем вычитания из измеренного тока, протекающего через свой трансформатор, тока своего трансформатора, вносящего вклад в суммарный ток нагрузки I_L ,

Москва, 7–10 сентября 2009 г.

который протекает через группу параллельно включенных трансформаторов. Для того, чтобы каждая функция регулирования напряжения смогла рассчитать вклад тока от своего трансформатора в общий ток нагрузки I_L , для начала необходимо рассчитать I_L . Как это делается, уже было описано выше.

$$I_L = \sum_{i=1}^k I_i.$$

Необходимо, чтобы каждая функция регулирования напряжения посылала во все остальные функции, работающие в той же параллельной группе, свое значение измеренного тока I_i .

Далее, каждая функция регулирования напряжения должна рассчитать вклад тока от своего трансформатора в общий ток нагрузки I_L .

$$I_{Li} = K_i I_L,$$

где K_i – постоянная для трансформатора i , которая зависит от числа трансформаторов в параллельной группе и реактивного сопротивления короткого замыкания, и I_{Li} – вклад тока от трансформатора i в общий ток нагрузки I_L . Чтобы рассчитать K_i , каждая функция регулирования напряжения должна передавать свою уставку реактивного сопротивления короткого замыкания во все другие функции регулирования напряжения, работающие в той же группе. Каждая функция регулирования напряжения может рассчитать уравнивающий ток, проходящий через собственный трансформатор:

$$I_{cci} = -I_m (I_i - I_{Li}).$$

Знак «минус» добавляется в этом уравнении для получения положительного значения уравнивающего тока для трансформатора, являющегося его источником. I_m означает мнимую часть выражения в скобках.

На основе рассчитанного уравнивающего тока, протекающего через собственный трансформатор, каждая функция регулирования напряжения должна рассчитать отклонение напряжения U_d для последующего расчета напряжения холостого хода.

$$U_{di} = C_i I_{cci} X_i,$$

где U_{di} – рассчитанное значение отклонения напряжения для трансформатора i , вызванное протеканием уравнивающего тока, и X_i – реактивное сопротивление короткого замыкания трансформатора i (C_i – уставка параметра для увеличения или уменьшения влияния уравнивающего тока в расчетах).

U_d будет иметь положительное значение для трансформаторов, являющихся источниками уравнивающих токов, и отрицательное значение для трансформаторов, являющихся приемниками уравнивающих токов.

В результате, каждая функция регулирования напряжения может рассчитать величину напряжения холостого хода трансформатора, которая аппроксимируется следующим образом:

$$U_i = U_{Bmean} + U_{di},$$

где U_i – напряжение холостого хода трансформатора i .

Напряжение холостого хода U будет выше U_{Bmean} для трансформаторов, являющихся источниками уравнивающих токов, и меньше U_{Bmean} для трансформаторов, являющихся приемниками уравнивающих токов.

Каждая функция регулирования напряжения расценивает значение напряжения холостого хода своего трансформатора как измеренное напряжение на шине, и дальнейшие действия по регулирова-

нию предпринимаются в соответствии с автоматическим регулированием напряжения для одиночного трансформатора, т.е.:

- Рассчитанное напряжение холостого хода сравнивается с уставкой по напряжению.
- Устойчивое отклонение за пределы внешней зоны нечувствительности приводит к подаче соответствующей команды на повышение или понижение.
- Таким образом, действие по регулированию напряжения выполняется верно во всем диапазоне, так как положение отпайки прямо пропорционально напряжению холостого хода трансформатора.

Различные уставки заданных напряжений отдельных трансформаторов могут вызывать неустойчивость регулирования напряжения. По этой причине рекомендуется брать среднее значение уставки заданного напряжения при регулировании методом минимизации уравнительного тока. Для этого каждая функция регулирования напряжения должна передавать значение уставки заданного напряжения в остальные функции регулирования напряжения трансформаторов, включенных на параллельную работу.

Если автоматическое управление какой-либо функции регулирования напряжения по какой-либо причине блокируется, все остальные функции регулирования напряжения, работающие параллельно, тоже должны быть заблокированы. Задействованная функция регулирования напряжения должна уведомить о своем заблокированном состоянии все остальные функции регулирования напряжения в этой группе. В функциях, получивших сигнал взаимной блокировки, блокируется автоматическое регулирование напряжения (всех устройств группы).

Так же как и для метода ведущий-ведомый, информация о схеме распрестройства является необходимой для функции регулирования напряжения по методу минимизации уравнительного тока, т.к. в ней содержится информация о принадлежности трансформаторов группе параллельно работающих. При отключении одного из трансформаторов из группы параллельно работающих трансформаторов (выключатель на стороне НН отключен), т.е. исключении из группового регулирования напряжения, его функция регулирования напряжения должна послать уведомление об этом во все другие функции регулирования напряжения трансформаторов, работающих в этой параллельной группе. Автоматический режим управления должен блокироваться, если трансформатор отключается с низшей стороны (кроме случаев постановки в режим «горячего» резервирования).

Если для одной из функций регулирования напряжения задан ручной режим, а все остальные остаются в автоматическом режиме, последние должны адаптироваться к режиму, в котором одна из функций переведена в ручной режим управления. Следовательно, каждая функция регулирования напряжения должна передавать информацию о статусе своего режима управления во все другие функции этой группы.

Во время процедуры переключения отпайки в одном из трансформаторов его функция регулирования напряжения должна посылать сообщения во все другие функции этой группы о том, что ее таймер на выполнение операции переключения был запущен. Таким образом, все функции регулирования напряжения других трансформаторов из этой группы не будут начинать выполнять переключение в своих трансформаторах до тех пор, пока не будет завершена последовательность операции переключения «повысить» или «понижить» в трансформаторе, который первый инициировал эту операцию.

Ниже приводятся все сигналы, которыми функции регулирования в параллельной группе должны обмениваться при регулировании напряжения методом минимизации уравнительного тока

1. *Измеренное напряжение на шине*: Позволяет каждой функции регулирования напряжения рассчитывать среднеарифметическое значение U_{Vmean} .

2. *Измеренный ток* (действительная и мнимая части комплекса основной гармоники): Позволяет каждой функции регулирования рассчитать суммарный комплексный ток нагрузки, протекающий через параллельную группу трансформаторов. Используется для расчета уравнительного тока в каждой функции регулирования напряжения для собственного трансформатора, и каждой функцией для компенсации падения напряжения на линии питания.

3. *Заданное реактивное сопротивление трансформатора* (приведенное к стороне низкого напряжения): Позволяет каждой функции регулирования напряжения рассчитать свою долю в полном комплексном токе нагрузки, и, соответственно, в уравнительном токе.

4. *Уставка по напряжению*: Позволяет каждой функции регулирования напряжения рассчитать усредненную уставку.

5. *Автоматическое управление*: Сигнал активируется, когда выбирается автоматический режим регулирования напряжения. Сброс сигнала используется для информирования других функций работающих в автоматическом режиме, адаптироваться к режиму, в котором одна из функций перешла в ручной режим.

6. *Блокированное состояние*: Сигнал активируется, когда автоматическое управление заблокировано. Используется для блокировки всех остальных функций регулирования напряжения в параллельной группе, если одна из них заблокирована.

7. *Отключенное состояние*: Сигнал активируется, если трансформатор отключается выключателем на стороне низкого напряжения. Используется для информирования других функций группы об отключенном состоянии с тем, чтобы они, например, не использовали измеренное напряжение от отключенного со стороны низкого напряжения трансформатора даже в том случае, когда последний находится в состоянии «горячего» резерва.

8. *Таймер включен*: Сигнал активируется функцией регулирования напряжения которая подала команду на переключение отпайки. Используется для предотвращения начала процедуры переключения другими функциями в параллельной группе до тех пор, пока не будет завершено начатое переключение.

3.2.1. Предотвращение одновременного переключения отпайки

В основном, это касается метода минимизации уравнивающего тока. Один трансформатор выбирается для переключения первым. Если измеренное напряжение оказывается за пределами внешней зоны нечувствительности, то функция регулирования напряжения этого трансформатора запускает таймер времени и, по после его срабатывания подает команду «повысить» или «понизить». Если требуется дальнейшее регулирование, функция регулирования напряжения выбранного трансформатора выполняет новую последовательность переключения отпайки. Процесс повторяется до тех пор, пока все измеренные напряжения не примут значение, при котором не требуется регулирование.

3.2.2. Режим «горячего» резервирования

Под режимом «горячего» резервирования функции автоматического регулирования трансформатора подразумевают такой режим ее работы, когда при отключенном состоянии выключателя со стороны низкого напряжения функция корректно выполняет управление РПН.

4. ОБМЕН ИНФОРМАЦИЕЙ МЕЖДУ ФУНКЦИЯМИ (УСТРОЙСТВАМИ) ГРУППОВОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ

Аналоговые и дискретные сигналы, необходимые для работы системы регулирования напряжения в режимах ведущий-ведомый и минимизации уравнивающего тока, участвуют в обмене информацией между устройствами системы. Обмен информацией выполняется с помощью технологии GOOSE стандарта МЭК 61850-8-1 [1].

В настоящей статье (для упрощения объяснения) предполагается, что каждое устройство имеет только одну функцию регулирования напряжения. У каждой функции есть информация, которую необходимо передавать другим функциям (устройствам) регулирования напряжения. Информация передается в форме набора данных. Как правило, набор данных включает в себя элементы, показанные на рисунке 4.

Этот набор данных должен быть добавлен в программный блок управления GOOSE сообщениями в соответствующем устройстве. Настройки адреса блока управления GOOSE должны задаваться вместе с заданием других необходимых параметров, например, мин. время, макс. время, MAC-адрес и т.д. (рисунок 5).

Необходимо учитывать, что каждый блок регулирования напряжения посылает одинаковый набор данных, но при этом каждый из них (или точнее каждое устройство, имеющее блок регулирования

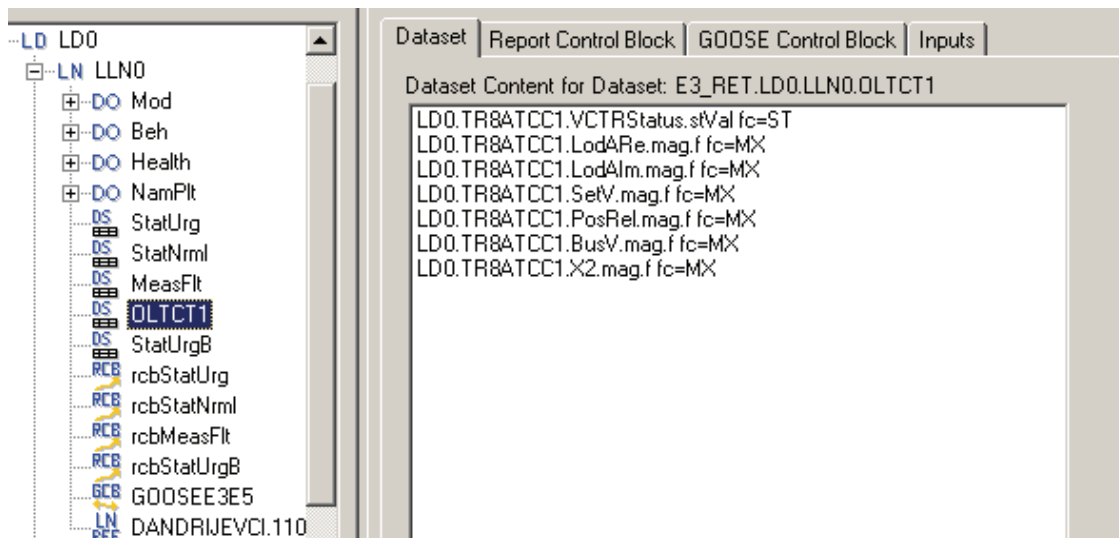


Рис. 4: Набор данных с обязательными элементами для системы регулирования напряжения

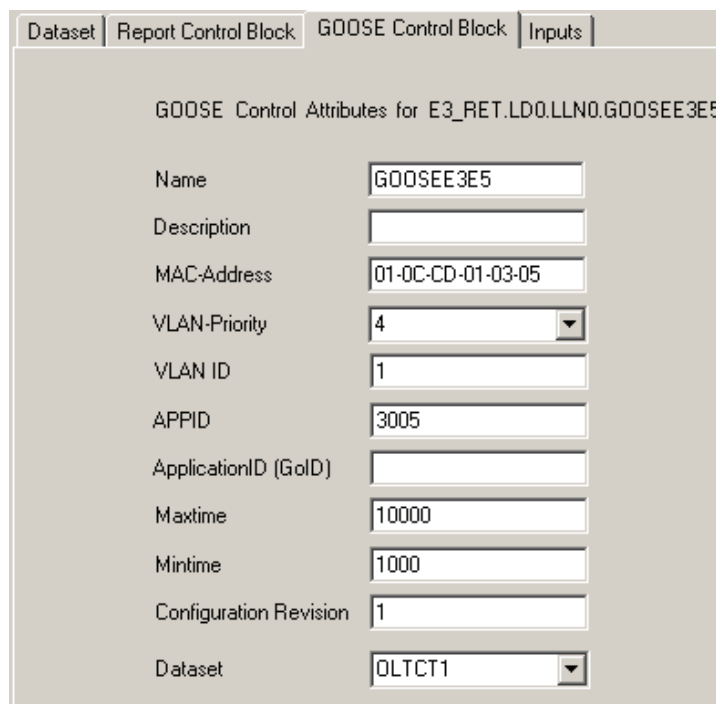


Рис. 5: Блок управления GOOSE для набора данных функции РПН

напряжения) будет иметь свои уникальные настройки адреса блока управления по GOOSE. Тем самым обеспечивается уникальность данных внутри информационной шины обмена информацией между устройствами. Для получения информации от функций регулирования других трансформаторов функция регулирования напряжения должна быть включена в структуру системы обмена по GOOSE. Включение функции в структуру системы обмена по GOOSE позволяет организовать обмен информацией между функциями (устройствами) регулирования напряжения параллельно работающих трансформаторов.

При параллельной работе трансформаторов во внимание принимаются только GOOSE-сообщения от функций регулирования напряжения работающих параллельно (в соответствии с текущим состоя-

нием распреустройства или заданной уставкой режима работы). Текущее состояние разъединителей и выключателей распреустройства является очень важной информацией, поскольку это определяет режим работы подключенного трансформатора (параллельный, отключенный и т.д.). Информация о текущем состоянии распреустройства тоже может быть получена по GOOSE и, соответствующим образом, использована в системе регулирования напряжения. Информация о положении разъединителей и выключателей распреустройства должна передаваться по GOOSE от устройств, которые непосредственно (гальванически) подключены к этому оборудованию. Как правило, это устройства управления присоединениями в системе автоматизации распреустройства. Эти устройства содержат блок управления GOOSE сообщениями с соответствующими наборами данных, в которых имеется информация о состоянии выключателей и разъединителей (XCBR, XSWI и CSWI). Должен быть организован доступ функций регулирования напряжения к указанным функциям устройств управления. Автоматическое управление групповым регулированием напряжения автоматически блокируется при возникновении неисправности GOOSE-связи одной из функций (устройства).

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящей статье описаны типовые системы автоматического регулирования напряжения параллельно работающих трансформаторов. Особое внимание при этом уделено сигналам, которыми должны обмениваться отдельные устройства системы группового регулирования напряжения на основе принципов параллельного управления «ведущий-ведомый» и «минимизации уравнильного тока». Выбранный интерфейс связи – GOOSE технология стандарта МЭК 61850-8-1. В обмене может использоваться специфическая информация заложенная производителем оборудования. Тем не менее, поскольку применяется стандарт МЭК 61850, дополнительные частные интерфейсы связи для обмена информацией не требуются. Обмен необходимой информацией может быть реализован в системе цифрового обмена распреустройства, выполненного по стандарту МЭК 61850-8-1. При этом можно использовать и другие возможности стандарта МЭК 61850-8-1.

Возможности функции управления РНП трансформатора реализованы в соответствии со стандартом МЭК 61850. В каждом из устройств организованы два логических узла (согласно МЭК 61850) – YLTC и ATCC. Логический узел YLTC представляет собой программную функцию механизма управления РПН и интегрирует в себе такие операции, как считывание положения отпайки, контроль привода РПН, ручная и автоматическая подача команд «повысить» или «понизить». Логический узел ATCC представляет собой программную функцию для таких операций, как измерение и контроль выходного напряжения трансформатора, синхронизация по времени, компенсация падения напряжения на линии питания, измерение и минимизация уравнильного тока и др.

Групповое управление напряжением параллельно работающих трансформаторов требует обмена данными об измеренном токе, напряжениях и т.д. между их устройствами управления РПН. Такой обмен информацией реализуется с помощью GOOSE-сообщений в соответствии со стандартом МЭК 61850. Организация связи в соответствии со стандартом МЭК 61850 выполняется внешним системным интегратором.

С сентября 2007 года в промышленной эксплуатации находится первая подстанция с описанной системой управления. Введена в эксплуатацию вторая подстанция с описанной системой регулированием напряжения. Заводские приемо-сдаточные испытания третьей подстанции завершены, и в ближайшее время планируется ее ввод в работу.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] ABB Document 1MRK 504 086-UEN, “Technical reference manual, Transformer Protection IED RET 670”, Product version: 1.1, ABB Power Technologies AB, Västerås, Sweden, (2007).

Снижение количества традиционных медных связей на высоковольтных подстанциях с использованием системы шины процесса согласно стандарту МЭК 61850

**ДЭВИД МАКГИНН (D.G.), МАЧЕК ГОРАЧ (M.G.),
ДЖОРДЖ Карденас (J.C.)
GE Digital Energy**

**Канада, Испания
Maciej.Goraj@ge.com**

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Высоковольтные подстанции, система РЗА, шина процесса, измерительные трансформаторы, выборки сигналов, синхронизация по времени, оптоволоконные кабели, протоколы связи, стандартизация.

1. ВВЕДЕНИЕ

Стандарт МЭК 61850-9-2 [1] сосредотачивается на вопросах обеспечения прозрачности и стандартизации процесса обмена данными. Вопросы практической реализации такие, как создание подходящей для использования архитектуры системы релейной защиты и автоматики (РЗА), обеспечение требуемой надежности функционирования, обеспечение синхронизации данных во времени, доступности данных устройствам системы, удобства эксплуатации и обслуживания, а также возможности дальнейшего расширения таких систем не охватываются данным стандартом.

Архитектура технологической шины является отсутствующим элементом на пути к реализации систем РЗА следующего поколения. Под созданием архитектуры в данной статье подразумевается определение точек интерфейса в первичный процесс, распределение функций по физическим устройствам, определение правил процесса синхронизации данных по времени, процесса задания уставок и настройки ПО, определение схемы обмена данными, способной сохранять свою работоспособность при отказе отдельных ее элементов, определение требуемой пропускной способности данных и выдержек времени по передаче данных, определение шаблонов данных и других сопутствующих аспектов.

Детальный анализ закономерностей, характерных для схем распределительных устройств высоковольтных подстанций позволяет определить шаблоны передачи данных по технологической шине, исходные и конечные точки передачи данных и пропускную способность требуемую для осуществления простой, надежной, расширяемой и гибкой архитектуры технологической шины в соответствии со стандартом МЭК 61850. Само размещение первичного оборудования в схемах распределительных устройств подстанций диктует структуру системы РЗА, основанную на обмене данными между устройствами.

Данная статья представляет практическую реализацию архитектуры технологической шины, которая соответствует стандарту МЭК 61850-9-2 и удовлетворяет требованиям РЗА элементов подстанции.

2. АТРИБУТЫ НАДЕЖНОЙ АРХИТЕКТУРЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ШИНЫ

Успешными техническими решениями являются те решения, которые направлены на разрешение важных четко определенных реальных мировых проблем. Следовательно, разработка технологической

шины для системы РЗА должна осуществляться с позиции современного энергопредприятия, которое признает и старается разрешить реальные и насущные нужды, наиболее важными из которых являются уменьшение стоимости и ускорение ввода в работу. Предлагаемая система технологической шины является результатом желания достичь на энергопредприятии таких целей, как:

- Снижение расходов
- Снижение затрат по времени, требуемых на реализацию проекта, или времени простоя объекта
- Переход от затрат на рабочую силу к затратам на предварительно изготовленную продукцию
- Признание затрат на монтаж электрических кабельных связей основной составляющей затрат на рабочую силу
- Снижение требований к опыту персонала
- Поддержке оптимального выполнения работы
- Повышение уровня производительности систем и уровня безопасности
- Реализация взаимозаменяемой системы, подчиняющейся открытому стандарту

Следующее поколение систем РЗА должно заменить монтаж медных проводов, преимущественно связанный с увеличением стоимости, трудозатрат и затрат по времени, на размещение электронных модулей по ОРУ и использование оптоволоконных линий связи для дуплексного обмена данными. По сути это очередная стратегия удаленных входов/выходов, практикуемая десятилетиями в области автоматизации промышленных предприятий. Однако при применении в области РЗА подход удаленных входов/выходов встречает уровень трудностей который намного превосходит уже преодоленный и доказанный реальными применениями автоматизации на промышленных предприятиях.

2.1. Архитектура должна быть законченной и интуитивно-понятной

Любой компонент системы, включая полевые (соединяющие) устройства, интеллектуальные электронные устройства (ИЭУ, т.е. микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики), инфраструктуру сети, наборы данных, синхронизацию по времени, и так далее, может быть разработан только после того как создана полная архитектура, показывающая конечную структуру системы. Архитектура должна быть простой и интуитивно-понятной для всех затронутых подразделений организации пользователя. Она должна следовать сегодняшним проверенным принципам РЗА и служить для достижения одной цели – правильного решения реальной проблемы. Первичная задача – это передать данные с ОРУ к устройствам РЗА и передать команды от устройств РЗА на оборудование ОРУ. Не все технологические данные требуются для всех ИЭУ. Данные, необходимые для каждого конкретного ИЭУ ограничены и ясно и однозначно определены виртуально зафиксированным размещением силового оборудования. Сеть технологической шины не должна разрабатываться для приспособления к произвольно выбранным или развивающимся требованиям данных для ИЭУ.

2.2. Обеспечение требуемого уровня надежности

С увеличением числа устройств и соединений в системе надежность системы уменьшается. Это может быть легко продемонстрировано на примере типовых данных средней наработки на отказ с выполнением вычислений для гипотетической архитектуры технологической шины [3,4]. Каждый дополнительный элемент системы будет увеличивать частоту отказов. В правильно разработанной архитектуре не требуется применение каких-либо компенсирующих мер, которые часто увеличивают сложность и стоимость системы.

2.3. Обеспечение минимального числа взаимных связей между элементами системы

В настоящее время каждая зона защиты может быть выведена из работы для усовершенствования, устранения недостатков, проведения периодической проверки или обслуживания без влияния на остальную часть вторичной системы. Это разделение доказало совершенно необходимую основу

практического проектирования РЗА, и должно быть сохранено в решениях последующих поколений. К примеру, обновление ПО единственного цифрового компонента системы без соответствующего анализа может привести к непредвиденному поведению системы и в конечном итоге вызвать обновление ПО смежных устройств. Такие эффекты домино, возникающие в результате взаимозависимостей нежелательны, они могут являться потенциальными причинами отказов системы и в конечном итоге стать препятствием в аттестации системы.

2.4. Обеспечение возможности расширения систем

Система должна допускать возможность ее расширения. Должна существовать возможность ввода системы в работу в соответствии с первоначальными требованиями объекта и при необходимости возможность расширения защищаемой зоны по мере того как это будет требоваться. При этом расширение или модификация не должны вызывать какие-либо опасения перегрузки сети или другие проблемы. Как в случаях усовершенствования так и в случаях проектирования «с нуля» система должна быть и практически осуществимой и экономически эффективной.

2.5. Обеспечение удобства проверки и обслуживания

Система должна предусматривать возможность проведения тестирований и обслуживания. Под тестированием в данном случае понимается проверка и повторная проверка полной системы РЗА после того как она была введена в работу – начальная наладка, ремонт, периодический или после того как были проведены большие работы, например, расширение системы, обновление ПО или замена компонента. Удобство обслуживания обеспечивается наличием простых, безопасных и проверенных средств для осуществления изменений ПО и уставок, а также замены неисправных элементов системы.

2.6. Обеспечение сетевой безопасности

Система должна удовлетворять требованиям сетевой безопасности. Высокие скорости передачи данных по технологической шине и требование постоянной готовности этих данных создают трудности при использовании уже известных решений сетевой безопасности, таких как обнаружение несанкционированного доступа или кодировки данных. Если не учесть проблемы сетевой безопасности, это может привести к замедлению адаптации системы или необходимости ее дальнейшего наращивания, и/или может вызвать удорожание системы и вызвать излишние усилия пользователя при вводе системы в работу или когда она уже находится в работе. Лучшее решение – это разработать архитектуру, которая не представляет проблем с точки зрения сетевой безопасности с самого начала.

3. ХАРАКТЕРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ТИПОВЫХ СХЕМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ПОДСТАНЦИЙ

Структура распределительных устройств подстанций подчиняется строгим правилам. Первичная схема любой подстанции может быть условно разделена на зоны защиты. С целью минимизации перерывов снабжения при срабатывании защиты эти зоны обычно охватывают единственный элемент сети. Каждая зона защиты ограничивается трансформаторами тока (ТТ), что позволяет определить место КЗ, и выключателями (ВЫКЛ), которые позволяют изолировать КЗ. Для обеспечения лучшей селективности эти границы измерения и отключения близки друг к другу и перекрываются определенным образом (измерительная зона обычно больше чем отключаемая зона).

Традиционно, для обеспечения защиты определенной зоны используется одно многофункциональное реле. Такому устройству требуется доступ ко всем ТТ, ограничивающим зону для данного вида защиты, и требуется управления всеми выключателями ограничивающими такую зону. Тем не менее, для любого подобного реле исходные данные четко определены – нет необходимости заводить все возможные сигналы на все возможные реле. Следуя той же логике, сигналы любых подобных реле имеют четкое место назначения. Обычно эти места назначения (Выключатели)

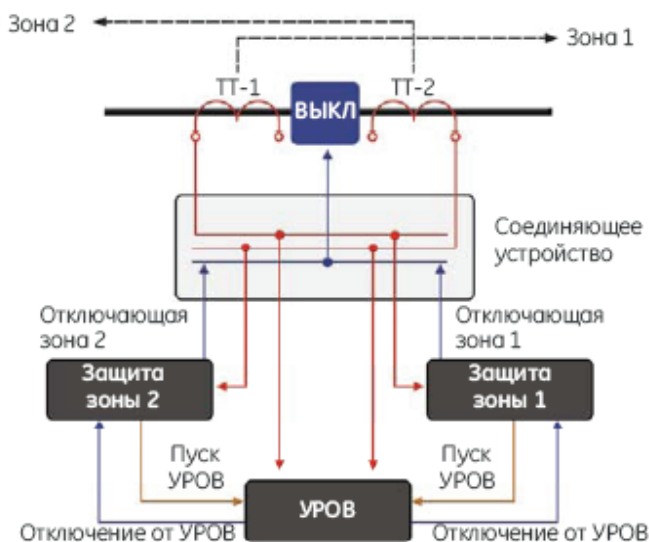


Рис. 1: Схема передачи данных «один-ко-многим»

совпадают с местами сбора исходных данных (ТТ) так как измерительная и отключающая границы зон защит физически близки друг к другу.

С позиции реле необходимо осуществлять дуплексный обмен данными с точками, ограничивающими зону защиты. Это создает постоянный шаблон потока данных «один-ко-многим». Одно единственное исключение - это реле защиты шин, которое имеет значительное число точек ТТ/Выключатель окружающих его зону защиты, для всех остальных видов защиты доступ требуется только к нескольким точкам – обычно ко всем локальным 3-фазным проводникам защищаемого элемента сети (комбинация ТТ/Выключатель), и при необходимости напряжению внутри зоны.

Для исключения «мертвых зон» защиты обычно проектируются так, чтобы их зоны перекрывали друг друга. В идеале это перекрытие должно происходить на выключателях, или по крайней мере в непосредственной близости к выключателям. Проектирование точной схемы обнаружения КЗ без соответствующих мер по его ликвидации не имеет экономического смысла (исключения составляют, например, выводы трансформатора), следовательно ситуация представленная на Рисунке 1 является типовой. При такой схеме присоединений защита зоны 1 определяет КЗ от ТТ-1 (среди других) и отключает выключатель, в то время как защита зоны 2 определяет КЗ от ТТ-2 и отключает тот же самый выключатель. Функция УРОВ может быть встроена в одно или оба реле защиты, или осуществлена в отдельно стоящем реле. В любом случае, функция УРОВ будет измерять те же самые токи, что и две зоны защиты.

Полевое (соединяющее) устройство на Рис.1 определено как устройство, поддерживающее связь как с ТТ так и с Выключателем на пересечении двух зон защиты. С этой точки зрения такое устройство должно поддерживать связь только с двумя или тремя реле: реле зон 1 и 2, и возможно отдельно стоящим реле УРОВ. Это создает универсальный шаблон для дуплексного обмена данными между соединяющим устройством и его реле «один-ко-многим».

Способность одного полевого устройства обеспечивать данными четыре реле удовлетворяет всем типовым применениям, что доказывает детальный анализ типовых компоновок подстанций. В некоторых исключительных случаях, когда данными из одной и той же точки должно снабжаться большее количество реле, может быть добавлено второе полевое устройство, подключенное к тем же самым сигналам.

Зоны защиты охватывают и связывают выключатели и элементы сети по всей подстанции. Это означает, что если для данной интересующей точки на ОРУ использовать единственное соединяющее устройство, то получается следующий эффект домино: ИЭУ-1 требуются данные от полевого устройства (ПУ-1); ПУ-1 может обеспечивать данными ИЭУ-2, которое, в свою очередь, будет под-

соединено к полевому устройству (ПУ-2) для осуществления своих функций и т.д. Это означает что шаблоны данных от ИЭУ «один-ко-многим» пересекаются с шаблонами данных «один-ко-многим» от полевых устройств, помещая таким образом все ИЭУ и полевые устройства в одну сеть связи, что приводит к образованию локальной сети охватывающей всю подстанцию. Это может создать проблемы обслуживания и надежности, но этого можно избежать, соблюдая правило: от полевого устройства требуются только четыре логические связи, которые легко могут быть обеспечены на специализированной основе точка-к-точке.

4. ПРЕДЛАГАЕМАЯ АРХИТЕКТУРА РАСПРЕДЕЛЕННОЙ СИСТЕМЫ РЗА НА БАЗЕ СТАНДАРТА МЭК 61850

Предлагаемая система включает в себя полевые устройства, монтируемые на корпусах первичного оборудования, реле, заранее-подключенные кабели, и оптоволоконные переходные панели для кросс-коммутации полевых устройств и реле.

Полевые устройства разработаны для взаимодействия со всеми сигналами, обычно используемыми для автоматизации подстанции и защиты, настолько близко к их соответствующим оригиналам, насколько это осуществимо; к этим сигналам относятся токи и напряжения от измерительных трансформаторов, сигналы положения выключателя и аварийные сигналы, сигналы управления выключателем, сигналы положения и управления разъединителем, сигналы датчиков температуры и давления, и т.д.

Полевые устройства, разработанные специально для этой цели, называются Брик (Brick), что подчеркивает их прочность и функциональность в качестве «строительных блоков» системы шины процесса. Соединяющие устройства разработаны для суровых условий окружающей среды, включая экстремальные температуры, ударные воздействия и вибрацию, электромагнитную совместимость, действие солнечных лучей, струи воды под давлением и подверженность воздействиям соли и других грубых химических веществ. Это позволяет устанавливать их на улице в непосредственной близости от оборудования распределительного устройства.

Полевые устройства собирают аналоговые сигналы ТТ/ТН, а также сигналы состояний от выключателей, разъединителей, заземляющих ножей и преобразователей, таких как датчики температуры и давления и т.д. Помимо сбора аналоговых и дискретных сигналов от первичного оборудования, преобразования их в цифровой формат и пересылке устройствам РЗА, полевые устройства получают по оптоволоконной связи сигналы команд от ИЭУ и выполняют операции отключения или включения выключателей или разъединителей.

Архитектура связи приведенная на Рис. 2 основывается на топологии «точка-к-точке». Между полевыми устройствами и ИЭУ РЗА имеются строго определенные оптоволоконные линии связи. Для обеспечения необходимой функциональности каждое полевое устройство и каждое ИЭУ могут поддерживать несколько связей «точка-к-точке». В практическом применении данной архитектуры, реализованной в качестве коммерчески доступной системы называемой HardFiber, каждое полевое устройство поддерживает четыре независимых канала связи, а каждое ИЭУ поддерживает максимум до восьми каналов связи.

Наличие четырех логических полевых устройств в одном физическом устройстве характеризуется четырьмя независимыми портами связи. В действительности в представленной системе полевое устройство содержит четыре независимых цифровых сердечника, каждый из которых состоит из микроконтроллера с индивидуальной двунаправленной оптоволоконной линией связи, обеспечивающей соединение «точка-к-точке» с одним реле. Благодаря данной конструкции повышается надежность устройства, поскольку вместо одного центрального процессора, обрабатывающего одинаковые части программного/аппаратного обеспечения, для управления несколькими каналами связи имеются четыре независимых ЦПУ обрабатывающих независимые программные коды, служащие для передачи потоков данных в соединениях «точка-к-точке». Кроме четырех цифровых сердечников, для осуществления связи в полевом устройстве имеется один общий микроконтроллер входов/выходов представляющий собой надежную конструкцию, которая имеет полную изоляцию и независимость от цифровых сердечников.

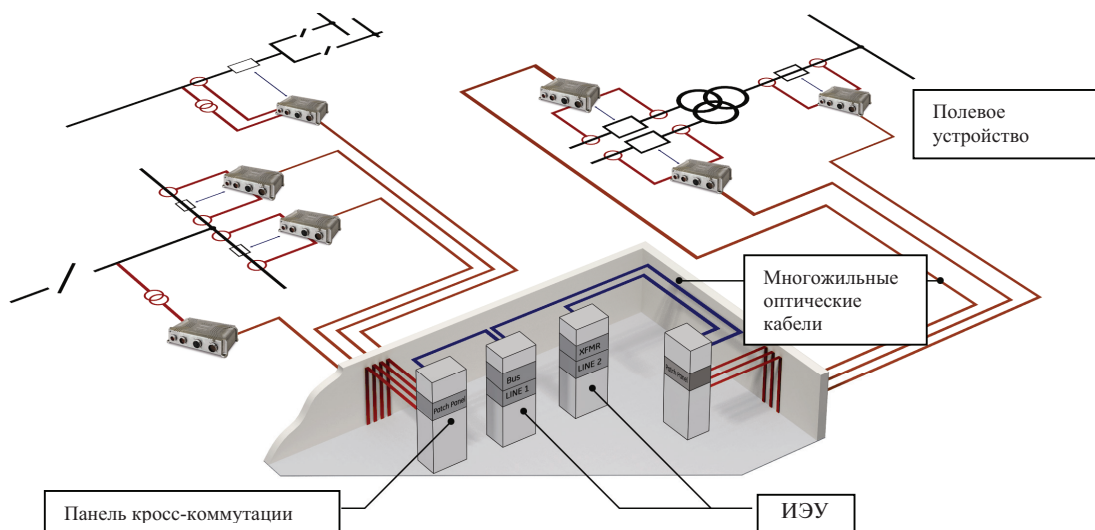


Рис. 2: Архитектура «точка-к-точке» шины процесса для системы РЗА

Каждое реле получает сигналы для выполнения своих функций по надежной специально выделенной сети, состоящей из прямых оптоволоконных связей жестко-привязанных к каждому соответствующему полевому устройству по МЭК 61850. Благодаря полностью определенному потоку данных по этим специально выделенным связям, для синхронизации используется простой и надежный метод, при котором каждое реле контролирует время выборок присоединенных соединяющих устройств кернов по линии связи, не полагаясь, для синхронизации данных по шине, на внешний задающий генератор.

Передача данных от полевых устройств к ИЭУ РЗА осуществляется согласно стандарту МЭК 61850-9-2 с использованием оптоволоконных кабелей подключенных к панелям кросс-коммутации, которые распределяют соответствующие сигналы по ИЭУ. Передача команд управления от ИЭУ к полевым устройствам осуществляется по тем же оптоволоконным кабелям с помощью сообщений GOOSE стандарта МЭК 61850-8-1.

Улучшение надёжности и готовности защиты может по желанию достигаться посредством использования дублированных полевых устройств. Алгоритмы РЗА не реализованы внутри полевых устройств; их единственная задача — это высокоскоростной и надежный интерфейс МЭК 61850 на ОРУ.

Для облегчения процедур наладки и замены все кабели имеют концевую соединительную муфту и подключены заранее, при этом используются стандартные компоненты военной/авиационной категорий. Для обеспечения оперативного питания полевых устройств оптоволоконные кабели наружной установки содержат пару проводов питания постоянным током, они же используются для подачи внутреннего напряжения на полевые «сухие» контакты (например, промежуточных переключателей, датчиков давления, и т.д.), связанные с каждым полевым устройством на ОРУ, независимо от оперативного питания на ОРУ.

Коммутационные панели служат для подведения и организации кабелей из ОРУ, а также для индивидуального снабжения оперативным питанием полевых устройств. Для выполнения «жесткой оптоволоконной привязки» используются стандартные патч-корды, которые выполняют все необходимые связи по стандарту МЭК 61850 между реле и полевыми устройствами, в соответствии с конфигурацией подстанции на основе базиса «один-к-одному» без использования сетевых переключателей.

5. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРУДНОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ

Двумя наиболее значительными техническими проблемами следующего поколения архитектуры РЗА являются совместное использование данных и синхронизация выборок входов переменного

тока. Остальные технические трудности, такие как управление ПО, упрощаются как только решаются эти две фундаментальные проблемы. Заметьте, что ни одна из этих двух проблем не имеет место в сегодняшних жестко-соединенных применениях: аналоговые сигналы доставляются по проводам к каждому индивидуальному реле.

Предлагается следующий подход: каждое соединяющее устройство содержит совмещенную структуру входов/выходов и четыре цифровых ядра. Структура входов/выходов контролируется независимо от реле и цифровых ядер с помощью аппаратного обеспечения низкого уровня. Цепи управления исключительно стандартные и подходят для следующих применений. Принцип совмещенной структуры входов/выходов позволяет иметь одно компактное полевое устройство и связанную с ним обвязку. Эта структура входов/выходов изолирована от цифровых ядер, и использует соответствующее аппаратное буферное устройство. При таком подходе невозможно неправильно взаимодействовать с совмещенными входами/выходами при возможных небольших неисправностях цифровых ядер. Цифровые ядра полностью изолированы на аппаратном уровне и состоят из независимых микроконтроллеров, исполняющих независимые элементы ПО, и обменивающихся данными с ИЭУ через независимые оптоволоконные приемопередатчики. Интерфейс для совмещенной структуры входов/выходов и оперативного питания разработан с обеспечением полной независимости цифровых ядер. Каждый цифровой ядро привязан к определенному ИЭУ, и каждый ядро работает, как будто он является единственным в соединяющем устройстве. Независимые ядра в комбинации с принципом связи “точка-к-точке” позволяют разрешить две наиболее значительные технические проблемы.

Каждое реле действует в своей собственной “временной зоне”, образуя свой особенный сигнал дискретизации для запоминания отсчетов для того, чтобы внутренне соответствовать требованиям специфических алгоритмов применения. Этот сигнал дискретизации для запоминания отсчетов посылается с использованием сообщений GOOSE МЭК 61850 ко всем полевым устройствам подключенным к реле (до 8 в предлагаемой архитектуре). Благодаря соединениям “точка-к-точке”, любой “чужой” поток данных предотвращается, и все сообщения GOOSE доставляются к полевым устройствам быстро и с постоянной выдержкой времени. В таком исполнении “дрожание” сигнала дискретизации гарантировано менее 1 микросекунды, при этом нет необходимости выполнения системы фазовой автоподстройки частоты для сглаживания “дрожания” сигнала дискретизации. Содержимое сообщений GOOSE является набором данных контролирующей локальную дискретизацию и выходы соединяющих устройств (отключение, включение, блокировка).

Общая структура входов/выходов полевого устройства с относительно высокой скоростью собирает выборки переменного тока на основе собственного свободно-бегущего генератора синхронизации. Индивидуальные копии этих физических выборок посылаются каждому из четырех цифровых ядер по независимой цифровой линии внутри соединяющих устройств. После приема виртуальных сигналов дискретизации в виде сообщений GOOSE, эти ядра производят перевыборку своих собственных потоков физических выборок для получения и возврата виртуальных выборок в точной синхронизации с ИЭУ, для которого предназначаются эти выборки. Таким образом каждое соединяющее устройство поддерживает 5 привязок по времени: одну свою и по одной для каждого из 4 реле, относительно друг от друга все временные привязки работают асинхронно. Каждое реле получает свои выборки, синхронизированные со своим собственным сигналом дискретизации. Высокая физическая частота выборок позволяет обеспечить высокую точность при производстве перевыборки, что требуется для измерений и чувствительных функций защиты.

В такой архитектуре МЭК 61850 каждое реле может выполнять дискретизацию следуя собственной схеме отслеживания частоты, и различные реле могут применять разную частоту дискретизации. Ни сама дискретизация, ни функции защиты не зависят ни от центрального генератора, ни от большого количества сложных и распределенных систем фазовой автоподстройки частоты, ни как часть открытого стандарта, ни как составляющая собственности какой-либо компании, которую надо синхронизировать прежде чем система начнет выдавать и получать данные.

Концепция независимых цифровых ядер в полевых устройствах способствует организации не только независимых временных зон, но и независимых “зон ПО”. При пуске каждое реле проверяет версию ПО во всех подключенных ядерных полевых устройствах. Если версия ПО ядра не совпадает с версией ПО реле, реле автоматически загружает необходимое ПО в присоединенный ядро, в то время

как другие керны продолжают нормальную работу, не затронутые и неосведомлённые об изменениях, проходящих с их соседом. Эта операция длится миллисекунды и абсолютно незаметна ни для пользователя, ни для системы.

Полевое устройство не имеет внутреннего ПО или уставок — всё это контролируется каждым присоединённым реле. Таким образом, пользователь не имеет проблем с изменениями ПО и уставок между реле и полевыми устройствами (эффект домино). Для того, чтобы взаимодействовать с полевым устройством никакие программные средства не требуются. Традиционные программные средства по настройке реле — как принято сегодня — достаточны для настройки системы. Вся терминология стандарта МЭК 61850 закрыта от пользователя.

6. ВЫВОДЫ

В данной статье описывается новаторский подход применения шины процесса согласно стандарту МЭК 61850, который позволяет применять данную технологию без необходимости модифицирования конструкции первичного оборудования.

Представленная архитектура связи «точка-к-точке» позволяет реализовывать надежное применение функций РЗА на основе концепции цифровой шины процесса. Этот новый подход характеризуется специальными оптоволоконными связями, гарантирующими полную определенность связей Ethernet и устойчивость к проблемам сетевой безопасности. При этом сложной конфигурации свичей Ethernet не требуется (т.е. маркировка приоритетов, протоколы восстановления сети и т.д.), поскольку нет проблем перегрузки, противоречий данных и задержек в линиях связи. Также в сети связи системы процессной шины нет необходимости в дополнительных центральных часах, поскольку каждый ИЭУ является мастером синхронизации времени и данных для полевых устройств, которые к нему подключены.

Описанный подход процессной шины идет вне концепции полевых устройств, описанной в приглашении по внедрению МЭК 61850-9-2LE (сокращенное издание), которое ограничивает полевые устройства устройствами, разработанными для обработки сигналов токов и напряжений от нетрадиционных измерительных трансформаторов. Полевые устройства, описанные в данной статье, разработаны для обработки всех возможных типов сигналов подстанций: напряжений и токов, входных сигналов состояния, дискретных выходных команд, аналоговых входных сигналов от преобразователей и датчиков. При первом применении представленной концепции использовались полевые устройства разработанные на основе военных технологий, годные для уличного монтажа на ОРУ в непосредственной близости от высоковольтного оборудования.

Преимуществом замены традиционных плат входов/выходов в ИЭУ РЗА только на оптоволоконные связи является резкое снижение медных проводов в шкафах РЗА. Медные связи заменяются несколькими оптоволоконными кабелями и программным конфигурированием привязки цифровых сигналов. Новое поколение ИЭУ будет иметь одну плату связи с портами Ethernet вместо нескольких плат преобразования входов/выходов. Оптоволоконные кабели, соединяющие панели РЗА и полевые устройства, смонтированные на первичном оборудовании, по обоим концам имеют специальные наконечники, что минимизирует необходимость обработки кабеля на месте. В случае новых подстанций полевые устройства могут быть смонтированы, предварительно привязаны и проверены на заводе-изготовителе высоковольтного оборудования. Когда первичное оборудование будет поставлено и установлено на подстанции, подключение ИЭУ РЗА будет простым как подключение оптоволоконных кабелей связи, создавая реальность концепции подстанции по технологии «включай и работай».

Авторы верят, что основными преимуществами представленной системы являются прочность, детерминизм, надежность и легкость использования. С другой стороны Ethernet архитектура «точка-к-точке» при сравнении с архитектурой основанной на переключаемой Ethernet сети может иметь потенциальные проблемы с точки зрения гибкости и масштабируемости. В представленном решении компромисс достигается путем размещения нескольких портов Ethernet в полевых устройствах и ИЭУ, что позволяет иметь им несколько связей «точка-к-точке». Тем не менее необходимо понимать, что шина процесса — это важная инфраструктура для системы РЗА. Если проанализировать сколько ИЭУ необходимо получать аналоговые сигналы от одного ТТ, ответ обычно будет 2 или 3. Маловеро-

ятно, что 12 или 16 ИЭУ будет необходимо получить величину от ТТ одного присоединения. Таким образом для шины процесса нет необходимости в гибкости, предлагаемой переключаемой Ethernet сетью, когда любое устройство может получать данные от любого устройства в сети. Конечно большая гибкость переключаемой сети необходима для шины подстанции, где используются применения типа МЭК 61850 GOOSE для организации блокировок, соединяющих много устройств, но для сегмента шины процесса в этом нет необходимости.

Масштабируемость предлагаемой архитектуры «точка-к-точке» достигается установкой дополнительного полевого устройства на присоединение. Эти компромиссы, простота и надежность достигаются ограничением гибкости. Чем большая гибкость необходима, тем больше устройств необходимо добавить в систему, что увеличит общую стоимость.

Первым пилотным проектом системы РЗА на базе представленной в данной статье архитектуры шины процесса на базе стандарта МЭК 61850 является подстанция 345 кВ в Колумбусе, штат Огайо. Два терминала дистанционной защиты и один терминал УРОВ использовались для защиты двух линий передачи 345 кВ, подключенных по полуторной схеме. Наладка была выполнена в августе 2008. Осуществлялась модернизация подстанции и система РЗА основанная на шине процесса работала параллельно существующей системе РЗА. Более детальную информацию по этому проекту, а так же анализ результатов работы можно найти в [5].

Работа, представленная в данной статье, отражает актуальное развитие законченной системы, охватывающей все основные типы применения РЗА. Основной целью на стадии разработки было создание системы, которая предоставит пользователю реальные преимущества в части снижения стоимости, уменьшения длительности выполнения проекта, и упрощения архитектуры системы.

Дальнейшая работа над представленной системой может включать в себя разработку интерфейса для работы полевых устройств (Бриков) с нетрадиционными измерительными трансформаторами в связи с ростом рынка сбыта данной технологии.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] IEC International Standard “Communication networks and systems in substations – Part 9-2: Specific Communication Service Mapping (SCSM) – Sampled values over ISO/IEC 8802-3”, (IEC Reference number IEC/TR 61850-9-2:2004(E), IEC, Geneva, Switzerland).
- [2] IEC 61850-9-2 LE: Implementation Guideline for Digital Interface to Instrument Transformers Using IEC 61850-9-2, UCA International Users Group.
- [3] M. Adamiak, B. Kasztenny, J. Mazereeuw, D. McGinn, S. Hodder “Considerations for Process Bus deployment in real-world protection and control systems: a business analysis” presented at 42 CIGRE Session, Paris, August 24-29, 2008, paper B5-102.
- [4] B. Kasztenny, D. Finney, M. Adamiak, E. Udren, J. Whatley, J. Burger, “Unanswered Questions about IEC 61850 – What needs to happen to realize the vision?” (Proceedings of the 31st Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, 2005).
- [5] M. Adamiak, D. McGinn, V. Muthukrishnan, “Designing Copper Wiring Out of High Voltage Substations: A Practical Solution and Actual Installation” (Proceeding of 63rd Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference, Atlanta, USA, 2009).

Программа для тестирования и диагностики повреждений в системах, работающих по стандарту МЭК 61850

JACQUES SAUVÉ¹, IONY PATRIOTA², WAGNER PORTO¹

¹Federal University of Campina Grande ²Companhia Hidro-Elétrica do São Francisco

Brazil

jacques@dsc.ufcg.edu.br

ОСНОВНЫЕ ТЕРМИНЫ

Система автоматизации подстанции на базе МЭК 61850, функциональное тестирование, диагностика повреждений, проверка рабочих характеристик.

1. ВВЕДЕНИЕ

1.1. Описание: Тестирование систем на базе МЭК 61850

Внедрение стандарта МЭК 61850 внесло значительный вклад в применение систем автоматизации подстанций. Однако, хотя методика проверки совместимости и соответствия спецификации описана в стандарте МЭК 61850, методика функционального тестирования и проверки рабочих характеристик еще не внесена в стандарт. Рабочая группа CIGRE B5.32, названная «Функциональное тестирование систем, работающих в соответствии со стандартом МЭК 61850», была образована в 2006 году для предложения решений подобных задач тестирования.

Метод, выбранный рабочей группой B5.32, сводится к тестированию по принципу «черного ящика», который может дать четкую гарантию, что система функционирует точно, надежно, предсказуемо и безопасно [1]. Функциональное тестирование состоит из серии тестов, в которых имитируется взаимодействие между интеллектуальными электронными устройствами (IED), работающими в стандарте МЭК 61850. Такое тестирование позволяет определить, выполняет ли устройство функции, для которых оно было разработано. Предложенные решения позволяют составить методику тестирования, которая позволит проверить функциональное поведение и рабочие характеристики устройства.

Решения, предложенные рабочей группой B5.32, будут представлены на рассмотрение МЭК для внесения в стандарт в ближайшем будущем (по информации на момент написания статьи – в апреле 2009 г.).

1.2. Основные вопросы

В данной статье рассматриваются два вопроса:

- Работа, проведенная группой B5.32, требует практического подтверждения для проверки ее эффективности.
- Очень полезное дополнение к процессу тестирования может быть обеспечено путем анализа результатов тестирования и выявления места, в котором может находиться неисправность в системе автоматизации подстанции.

В данной статье описывается экспериментальная версия программного обеспечения (названная Smash), которое основано на спецификации рабочей группы B5.32 и дает возможность инженерам АСУ создавать, запускать и отлаживать программы функционального тестирования систем на базе МЭК 61850 в смоделированных условиях работы. В процессе развития этой работы также будет решен второй из вышеуказанных вопросов.

Статья построена следующим образом. В части 1.1 описывается работа группы CIGRE B5.32 в области функционального тестирования, в части 1.2 приведены вопросы, обсуждаемые в статье. В части 2 приведен пример функционального теста. В части 3 описывается метод решения поставленных вопросов в форме программного обеспечения, используемого для построения функциональных тестов. В части 4 описаны архитектура и прототип программного обеспечения. И, наконец, в части 5 подводятся итоги статьи и предлагаются шаги для дальнейшего развития рассматриваемых вопросов.

2. ФУНКЦИОНАЛЬНОЕ ТЕСТИРОВАНИЕ: ПРИМЕР

По причине ограниченного объема статьи ниже будет приведено только краткое описание методики тестирования. Для получения подробной информации обратитесь к полному техническому отчету рабочей группы B5.32 [1]. Основная цель приведенного примера заключается в том, чтобы читатель, незнакомый с предлагаемыми рабочей группой B5.32 основными подходами, мог лучше понять содержание статьи. Для описания конкретной схемы посредством функциональных блоков и других функциональных требований используется объектно-ориентированный метод, UML, текстовый и XML форматы. Из-за нехватки места эти материалы не приводятся.

На рис. 1 рассмотрен участок схемы подстанции.



Рис. 1: Пример участка схемы подстанции

Функциональное описание системы может включать информацию о технических параметрах работы устройства (не показано), в которой определено, например, что XCVR1 и XCVR2 должны отключаться менее чем за 100 мс с момента возникновения внутреннего КЗ в трансформаторе. Также, в функциональном описании системы могут быть использованы другие UML диаграммы. Например, на рис. 2 приведена диаграмма связей UML, на рис. 3 — диаграмма последовательности событий UML. На рис. 3 числами указан тип операций (12 = Выполнено, 22 = Отключить и т.д.), слева указаны требования по ограничению выдержек времени.

Итак, мы подошли к описанию функциональных тестов. Для разработки тестов и исследования области неисправностей, охватываемых этими тестами, рабочая группа B5.32 рекомендует использовать технологии анализа возможности возникновения и влияния дефектов (FMEA) и анализа опасностей и пригодности к эксплуатации (HAZOP). Рабочая группа B5.32 предложила тестовую архитектуру, состоящую из различных тестовых компонентов, используемых при проверке действий автоматики. На рис. 4 приведены тестирующие объекты. Им приписаны значения классов тестирующего устройства, необходимых для тестирования такой системы автоматизации подстанции. На рисунке также показано их подключение к логическим узлам (LN) системы автоматизации подстанции.

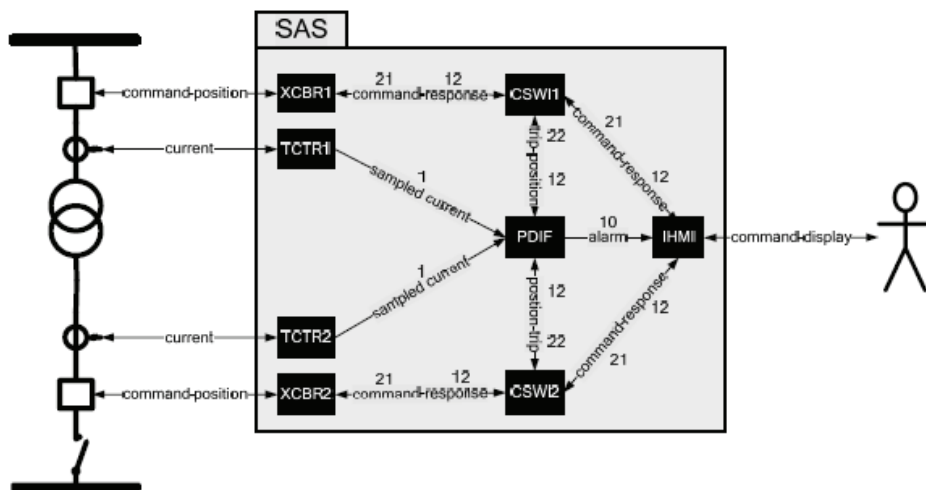


Рис. 2: Функциональное описание диаграммы связи UML

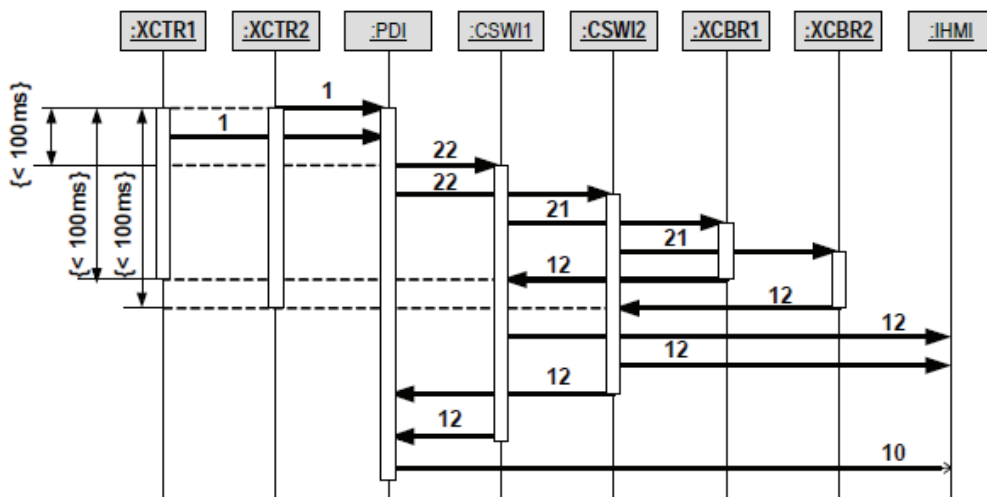


Рис. 3: Функциональное описание диаграммы последовательности событий UML

В литературе [1] это описывается следующим образом: «Необходимо обратить внимание, что каждый выключатель представляется объектами DigitalOutput и DigitalInput. Это необходимо для того, чтобы смоделировать его команду и ответное сообщение, в то время как каждый измерительный трансформатор тока моделируется объектом CurrentOutput для моделирования дискретных выборок тока. Модель сети связи (или анализатор) предназначена для отображения сообщений, относящихся к логическому узлу PDIF, что необходимо для измерения времени реакции. Сообщения отправляются и/или принимаются оператором, который моделируется объектом Operator. Эти настройки могут быть описаны более полно как случай функционального тестирования (как будет показано ниже) для трех функций, описанных в этом примере системы автоматизации подстанции». Таким образом, программа тестирования может определять сигналы, которые нужно подать в систему, так же как и сигналы, которые необходимо исключить.

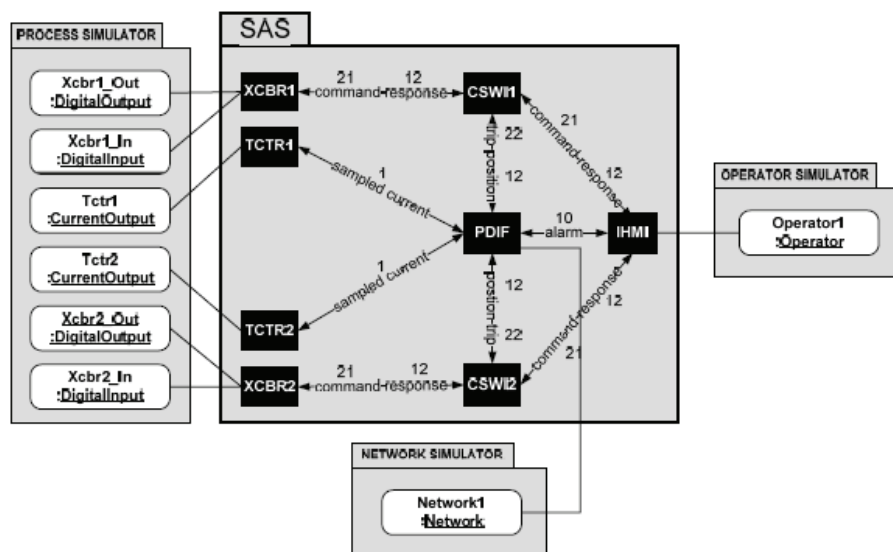


Рис. 4: UML диаграмма тестовой установки

Тестовые соединения		
1.1	Timer1 = TestTimer()	Создание таймера для измерения времени событий
1.2	Arbiter1 = TestArbiter ()	Создание тестового арбитра, определяющего результат
1.3	Xcbr1_In = DigitalInput (XCBR1)	Создание дискретного входа, присоединяемого к XCBR1
1.4	Xcbr1_Out = DigitalOutput (XCBR1)	Создание дискретного выхода, присоединяемого к XCBR1
1.5	Tctr1 = CurrentOutput (TCTR1)	Создание аналогового выхода, присоединяемого к TCTR1
1.6	Tctr2 = CurrentOutput (TCTR2)	Создание аналогового выхода, присоединяемого к TCTR2
1.7	Xcbr2_In = DigitalInput (XCBR2)	Создание дискретного входа, присоединяемого к XCBR2
1.8	Xcbr2_Out = DigitalOutput (XCBR2)	Создание дискретного выхода, присоединяемого к XCBR2
1.9	Pdif = NetworkSimulator (PDIF)	Создание симулятора сети, связанного с PDIF
1.10	Operator1 = Operator (IHMI)	Создание оператора, связанного с IHMI
Тестовые установки		
2.1	Xcbr1_Out->SetDigitalOutput (1)	Подготовка к включению выключателя XCBR1
2.2	Xcbr2_Out->SetDigitalOutput (1)	Подготовка к включению выключателя XCBR2
2.3	Xswi_Out->SetDigitalOutput (1)	Подготовка к включению разъединителя XSWI
2.4	Tctr1->SetACCurentOutput (0,0)	Подготовка к обнулению тока в узле TCTR1
2.5	Tctr2->SetACCurentOutput (0,0)	Подготовка к обнулению тока в узле TCTR2
2.6	Xcbr1_Out->StartDigitalOutput ()	Включение выключателя XCBR1
2.7	Xcbr2_Out->StartDigitalOutput ()	Включение выключателя XCBR2
2.8	Tctr1->StartCurrentOutput ()	Отсутствие тока на трансформаторе TCTR1
2.9	Tctr2->StartCurrentOutput ()	Отсутствие тока на трансформаторе TCTR2
2.10	Pdif->GetMessageSequence (1min)	Запись сообщений длиной 1 мин. в и из PDIF
2.11	Xcbr1_In->GetDigitalInputSequence (1min)	Запись входной последовательности из XCBR1 в течение 1 мин
2.12	Xcbr2_In->GetDigitalInputSequence (1min)	Запись входной последовательности из XCBR2 в течение 1 мин

Запуск теста		
3.1	Tctr1->SetACCurrentOutput (5,0)	Подготовка к подаче тока 5А на трансформатор TCTR1
3.2	Timer1->Start ()	Запуск таймера для измерения выдержки времени функции
3.3	Pdiff->StartNetworkSimulator()	Старт записи сообщений в/из PDIFF
3.4	Time1=Tctr1->StartCurrentOutput ()	Подача тока 5А на узел TCTR1 и время записи
Остановка теста		
4.1	Wait (2min)	Ожидание в течение 2 мин. Без выполнения программы
4.2	Tctr1->SetACCurrentOutput (0)	Подготовка к отсутствию тока в узле TCTR1
4.3	Tctr1->StartCurrentOutput ()	Отсутствие тока на трансформаторе TCTR1
4.4	Pdiff->StopNetworkSimulator()	Остановка записи сообщений в/из PDIFF
Выход из теста		
5.1	Time2 = Pdif->FirstPICOMTo (CSWI1,22)	Получение времени первого отключения от PDIF в CSWI1
5.2	Time3 = Pdif->FirstPICOMTo (CSWI2,22)	Получение времени первого отключения от PDIF в CSWI2
5.3	Time4 = Xcbr1_In->FirstDownInputTransition ()	Получение времени отключения выключателя XCBR1
5.4	Time5 = Xcbr2_In->FirstDownInputTransition ()	Получение времени отключения выключателя XCBR2
Результат теста		
6.1	Verdict1 = Arbiter1->TestArbiterConfirm (Time2-Time1 <100)	Отключение PDIF через CSWI <100мс
6.2	Verdict2 = Arbiter->TestArbiterConfirm (Time3-Time1 <100)	Отключение PDIF через CSW2 <100 мс
6.3	Verdict3 = Arbiter->TestArbiterConfirm (Time4-Time1 <100)	Отключение выключателя XCBR1 <100 мс
6.4	Verdict4 = Arbiter->TestArbiterConfirm (Time5-Time1 <100)	Отключение выключателя XCBR2 <100 мс
6.5	Verdict5 = Operator1->OperatorConfirm (“PDIF Trip”)	Индикация подтверждения отключения PDIF
6.6	Verdict6 = Operator1->OperatorConfirm (“XCBR1 Trip”)	Индикация подтверждения отключения XCBR1
6.7	Verdict7 = Operator1->OperatorConfirm (“XCBR2 Trip”)	Индикация подтверждения отключения XCBR2

Табл. 1: Пример тестовой программы

Каждая команда из этой программы представляет собой метод связи, поддерживаемый присвоенными классами. Последние 7 команд определяют результат тестирования. Эти команды проверяют время действия системы автоматизации подстанции в соответствии со спецификацией (<100мс), а также оповещение оператора об отключении выключателя и работе дифференциальной защиты. Тесты могут быть также представлены в формате XML.

3. ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К РЕШЕНИЯМ ДЛЯ ТЕСТИРОВАНИЯ И ДИАГНОСТИКИ

Решения по вопросам тестирования и диагностики неисправностей, рассмотренные выше, должны отвечать приведенным в этой главе требованиям. Общая концепция заключается в разработке программного обеспечения, которое позволит инженерам релейной защиты и автоматики разрабатывать и отлаживать проекты систем автоматизации подстанций и проверять корректность их работы с помощью программы тестирования. К системам тестирования предъявляются следующие требования:

1. Во-первых, системы должны быть использованы для построения и отладки тестов только в смоделированных системах автоматизации подстанции. Во-вторых, системы могут быть использованы в процессе работы реальных систем автоматизации подстанции путем ввода реальных сообщений из соответствующих точек доступа, записи соответствующих сообщений, определения рабочих характеристик и возможностей систем автоматизации подстанции путем применения тестовых программ.

2. Система должна быть способна выполнить тестовую программу и выдать результаты теста. Должна быть обеспечена полноценная поддержка всех тестовых объектов B5.32 (VoltageOutput, CurrentOutput, DigitalInput, DigitalOutput, NetworkSimulator, Operator, TestTimer, TestScheduler, TestArbiter).

3. Система автоматизации подстанции должна быть представлена моделью и использована в процессе выполнения работ.

4. Должна быть обеспечена поддержка всех логических узлов, наиболее часто используемых при проектировании систем автоматизации подстанций.

5. Структура должна быть объектно-ориентированной, что даст возможность сторонним разработчикам создавать новые логические узлы и внедрять их в систему.

6. В системе должна быть предусмотрена возможность управления тестовой программой (создание программы, визуализация, правка и удаление).

7. Инструменты должны поддерживаться моделями систем автоматизации подстанций, реализованных с помощью языка для конфигурирования подстанций (SCL) МЭК 61850.

8. В инструментах должны быть предусмотрены возможности визуализации и редактирования программы тестов на языке программы и в формате XML.

9. Программное обеспечение должно поддерживать автоматическое преобразование между стандартным текстом программы и XML версией теста.

10. В инструментах должна быть предусмотрена проверка синтаксиса программы в процессе редактирования.

11. В процессе выполнения теста должны быть предусмотрены:

- Команды исполнения (Run all, Run Selected, Pause, Stop)
- Режим отладки (Run debug, breakpoints, single step, variable watch)
- Управление скоростью процессов для ускорения или замедления моделирования относительно реального времени.

12. При выполнении программы должен быть предусмотрен механизм моделирования повреждений.

13. Программа должна обеспечивать функционирование диагностики повреждений по алгоритмам автоматической диагностики, которые позволяют точно выявить источник повреждения вплоть до уровня логических узлов.

4. РЕШЕНИЕ: SMASH – ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ СИСТЕМА ТЕСТИРОВАНИЯ И ДИАГНОСТИКИ ПОВРЕЖДЕНИЙ В СИСТЕМЕ АВТОМАТИЗАЦИИ ПОДСТАНЦИИ

Программа под названием «Smash – Интеллектуальная система тестирования и диагностики повреждений в системе автоматизации подстанции» была разработана в соответствии с приведенными выше требованиями. В этой главе рассматривается архитектура этой программы, ее интерфейс и текущий уровень развития.

4.1. Архитектура Smash

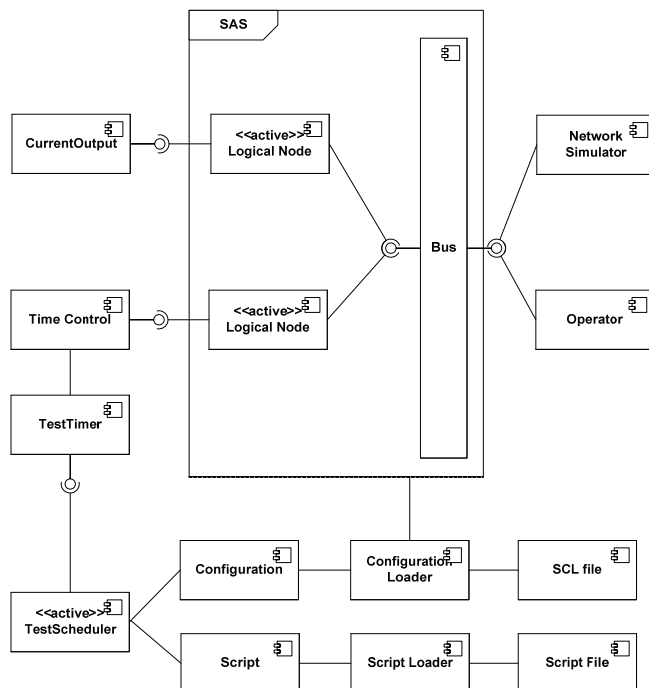


Рис. 5: Архитектура Smash

Архитектура Smash приведена на рис. 5. Ниже рассмотрены основные моменты, на которые необходимо обратить внимание.

- Система автоматизации подстанции представлена логическими узлами. Они подобраны для моделирования поведения функций, таких как дифференциальная защита (PDIF), выключатель (XCVR) и т.д. в соответствии со стандартом МЭК 61850. Поскольку архитектура программы сборная (логические узлы подобраны таким образом, чтобы удовлетворять стандартному интерфейсу разработчика), новые узлы могут добавляться в инструмент сторонними разработчиками.
- Логические узлы представляют собой «активные» классы, т.е. они могут запускаться в разных потоках. Это ведет к возникновению временных задержек при их исполнении.
- Любая связь типа «Издатель-подписчик» между логическими узлами и другими тестовыми компонентами управляется с общей шины. Это позволяет включать сетевые временные задержки в смоделированную программную среду.
- Основными структурами данных являются логические узлы, а также конфигурационные компоненты, содержащиеся в in-метогу версии SCL файла, и компоненты программы, содержащиеся в in-метогу версии исполняемой программы.
- Диспетчер теста (TestScheduler) представляет собой основной симулятор, который интерпретирует и исполняет команды программы.
- Управление временем в процессе моделирования осуществляется компонентом Time Control. Он также применяется для контроля скорости. Все компоненты, для работы которых необходима информация о времени, должны взаимодействовать с этим компонентом.

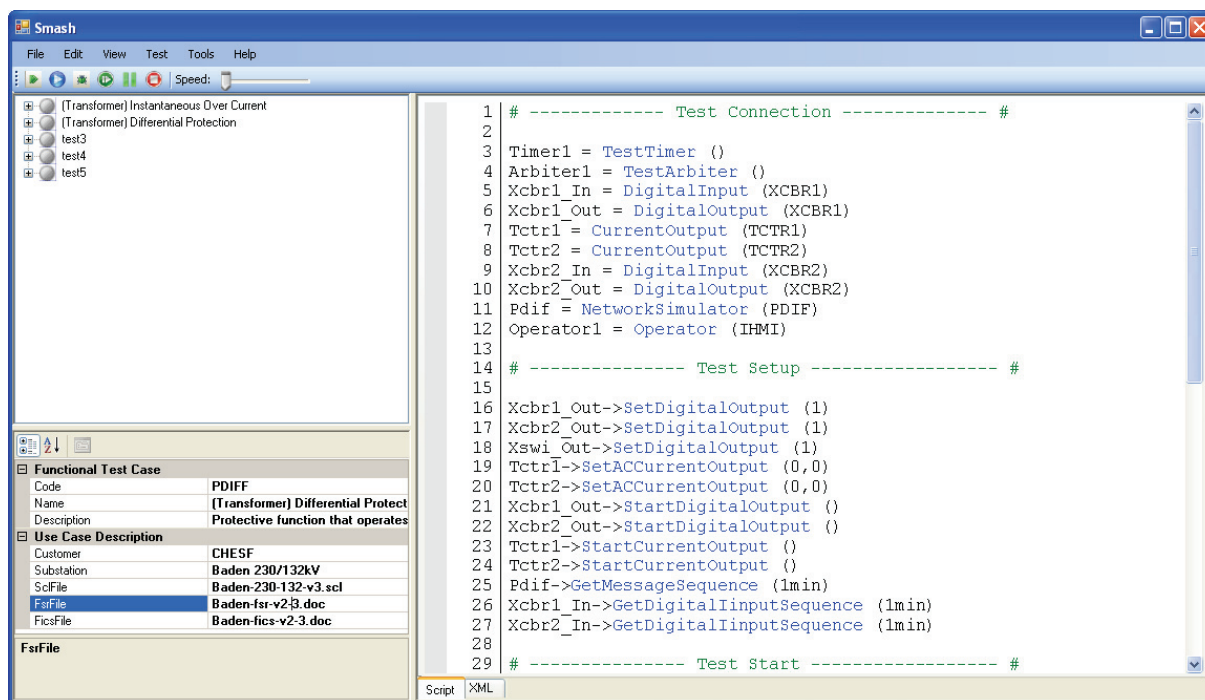


Рис. 6: Основной экран программы Smash

4.2. Интерфейс пользователя в программе Smash

В данной части рассмотрены основные вопросы интерфейса пользователя в программе Smash. На рис. 6 показан основной экран исполняемой программы. Но состоит из 5 областей:

- В левом верхнем углу расположено меню управления тестовой программой, контроль исполнения и т.д.
- Сразу под ним расположена панель инструментов для запуска и отладки тестовой программы, подробно рассмотренная на рис. 7. Обратите внимание, что в режиме отладки программы доступны пошаговое выполнение программы, установка прерывания, проверка значений переменных и т.д.
- Ниже панели инструментов находится область, в которой перечислены доступные тесты. Тест может быть выбран и запущен из этой области.
- В нижнем левом углу расположена область, в которой приведено более полное описание функциональных особенностей теста и обеспечивается доступ к файлам «Functional Implementation Conformance Statement» (FICS) и «Functional Specification Requirement» (FSR), а также к информации о версии.
- В области справа представлена сама программа теста, которая может быть отображена или на языке программы или в XML.

В процессе отладки программы появляется возможность установки точек прерывания. На рис. 9 показана программа с двумя точками прерывания, выполнение программы остановлено на первой точке. После выполнения программы можно проверить результаты всех тестов (рис. 8).

4.3. Текущее состояние и результаты

На момент написания статьи в апреле 2009 г. описанные выше инструменты все еще находятся в стадии разработки. Были получены следующие результаты:

- Архитектура определена и будет дополняться;

Москва, 7–10 сентября 2009 г.

- Доступны основные компоненты, необходимые для построения систем автоматизации подстанций.
- Были применены все тестовые компоненты, определенные спецификацией рабочей группы В5.32.
- Были применены и протестированы два полных сценария, включающие примеры из раздела 2.
- К моменту проведения конференции в сентябре 2009г. будут доступны результаты реального использования программы инженерами SHEFS (Бразилия).



Рис. 7: Панель инструментов программы тестирования

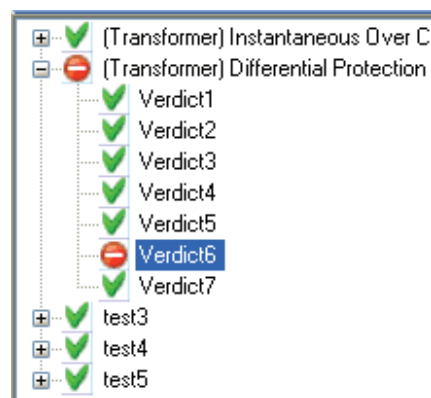


Рис. 8: Отображение результатов работы программы

```
31 Tctrl->SetACCurrentOutput (5,0)
32 Timer1->Start ()
33 Pdif->StartNetworkSimulator ()
34 Time1=Tctrl->StartCurrentOutput ()
35
36 # ----- Test Stop ----- #
37
38 Wait (2min)
39 Tctrl->SetACCurrentOutput (0)
40 Tctrl->StartCurrentOutput ()
41 Pdif->StopNetworkSimulator ()
42
43 # ----- Test Disconnection ----- #
44
45 Time2 = Pdif->FirstPICOMTo (CSWI1,22)
46 Time3 = Pdif->FirstPICOMTo (CSWI2,22)
47 Time4 = Xcbr1_In->FirstDownInputTransition ()
48 Time5 = Xcbr2_In->FirstDownInputTransition ()
49
50 # ----- Test Verdict ----- #
51
52 Verdict1 = Arbiter1->TestArbiterConfirm (Time2-Time1<100)
53 Verdict2 = Arbiter->TestArbiterConfirm (Time3-Time1<100)
54 Verdict3 = Arbiter->TestArbiterConfirm (Time4-Time1<100)
55 Verdict4 = Arbiter->TestArbiterConfirm (Time5-Time1<100)
56 Verdict5 = Operator1->OperatorConfirm ("PDIF Trip")
57 Verdict6 = Operator1->OperatorConfirm ("XCBR1 Trip")
58 Verdict7 = Operator1->OperatorConfirm ("XCBR2 Trip")
59
```

Рис. 9: Прерывания в программе Smash

5. ВЫВОДЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

Задача, к решению которой мы приступили, заключается в проведении экспериментов по применению инструментов, которые помогут инженерам РЗА проектировать и тестировать системы автоматизации подстанций. Разрабатываемые инструменты могут быть полезны в двух случаях:

- Наличие инструментов для моделирования систем автоматизации подстанций и проведения тестов поможет инженерам РЗА при разработке и отладке проектов, а также при проверке корректности работы систем автоматизации подстанций с помощью тестовых программ.
- Как только тестовые программы будут готовы, они могут быть использованы в реальных системах автоматизации подстанций для проверки требований по функциональности и рабочих характеристик.

Мы надеемся, что предлагаемая нами разработка будет полезна в обоих случаях. Предварительные результаты показывают, что простые системы автоматизации подстанций могут быть построены, промоделированы, на них могут быть смоделированы повреждения и они могут быть автоматически протестированы при использовании спецификации рабочей группы B5.32. Также мы должны постепенно накапливать опыт реальных пользователей, чтобы полностью подтвердить наши идеи.

В будущем должны быть сделаны следующие шаги:

- Практическое подтверждение работоспособности системы. Планируется во втором семестре 2009 г. в СНЕФС.
- Применение большего количества функций логических узлов для увеличения типов систем автоматизации подстанции, которые могут быть протестированы.
- Опубликование спецификаций интерфейсов компонентов, что позволит сторонним разработчикам создавать свои логические узлы и интегрировать их в программные инструменты.
- Разработать более полную систему управления функциональностью теста для возможности создания тысяч различных тестов и тестовых сценариев.
- Обеспечить автоматическую генерацию тестовых программ непосредственно из SCL файлов и (возможно) разработать дополнительные технические требования для систем автоматизации подстанций.
- Обеспечить автоматическую оценку области действия тестовой программы.
- Доработать инструменты для тестирования реальных систем автоматизации подстанций путем совместного использования программ Smash и «Protection relay injection test set», а также взаимодействия непосредственно с сетью связи системы автоматизации подстанции.
- Включить в программу функции диагностики повреждений. Входными данными будут результаты работы заданных тестов, на выходе будут указаны предположительно неисправные устройства.

Авторы хотели бы поблагодарить членов группы «Smart Diagnostics» Федерального Университета Campina Grande за плодотворные дискуссии и попытки практического применения результатов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- [1] Functional Testing of IEC 61850-Based Systems Technical Brochure, Cigré Workgroup B5.32, December 2008.

Основы построения информационного обмена РЗА и ПА с интегрированной АСУ ТП на базе стандартов МЭК

Ю.А. АСАНБАЕВ, Т.Г. ГОРЕЛИК, О.В. КИРИЕНКО, И.Е. КУМЕЦ
ОАО «НИИПТ»
Россия
nio5@niipt.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Автоматизированные системы управления технологическими процессами, цифровая подстанция, стандарты МЭК, информационный обмен, релейная защита, микропроцессоры, технические средства, программное обеспечение, проектирование.

В настоящее время различными отечественными и зарубежными фирмами предлагается обширный ассортимент микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики (МПРЗА), устройств противоаварийной автоматики, регистраторов аварийных процессов, измерительных устройств и др. Ранее, основное внимание производителей уделялось качеству выполнения основных функций микропроцессорных устройств. Интерфейс связи с оператором был предельно упрощен. Настройка таких устройств, а также просмотр зарегистрированных аварийных событий осуществлялись, как правило, с помощью кнопочной клавиатуры, расположенной на лицевой панели устройства. Такой интерфейс сильно усложнял работу с МПРЗА и приводил к ошибкам персонала. Поэтому с увеличением функций, усложнением их настройки и проверки в микропроцессорные устройства начали встраивать порт связи и прилагать программное обеспечение фирмы-изготовителя, облегчающее настройку устройства через данный порт с помощью переносного компьютера. Протоколы связи являлись собственной разработкой фирмы, профили протоколов были закрытыми. Поэтому в каждом конкретном случае проблема параметризации и проверки функционирования МП устройства решалась с помощью частных фирменных программ. Это создавало и создает до сих пор большие проблемы при интеграции информации от микропроцессорных устройств разных производителей в единую АСУ ТП подстанции. Для единой системы задачи параметризации и контроля устройств с верхнего уровня управления подстанцией становятся недопустимо сложными и экономически неоправданными. Даже при использовании одного и того же протокола различными фирмами, профили протоколов, определяемые изготовителем интегрируемых устройств, различны. Адресация данных, т.е. сам профиль протокола, зачастую разрабатывается специально для автономной работы релейщиков с каждым отдельным устройством и часто неудобен для использования в АСУ ТП. Так, например, сейчас во многих устройствах отсутствует такое понятие, как ведомость событий (вследствие чего после расшифровки всех поступивших в процессе аварии данных, остается неизвестным, например, какая ступень защиты запускалась на выполнение, сработала ли она, и в какое время). Для тех устройств, в которых ведомость событий присутствует, доступ к событиям организован по собственному усмотрению фирмы, т.е. события кодируются по времени совершенно разными способами. Отсутствие ведомости событий зачастую связано с недостатками службы времени в устройстве. Либо она полностью отсутствует, и данные в таком случае оцифровываются на верхнем уровне, т.е. в момент запроса информации компьютером верхнего уровня, либо она реализована не в полном объеме. Некоторые устройства можно синхронизировать лишь с точностью до одной секунды. Достичь точности установки времени в 1 мс в устройстве можно только аппаратными способами, т.е. используя для этого специальный интерфейс для приема синхроимпульса от навигационных систем, а также даты и времени по информационным каналам. Это усложняет и удорожает защиту. Стремление к удешевлению МПРЗА приводит к отказу от точной синхронизации времени, что затрудняет интеграцию таких защит в АСУ ТП.

Сложность интеграции разнородных устройств в единую систему заключается также в том, что существует большая номенклатура устройств, выпускаемых даже одной фирмой. Это вынуждает разрабатывать такое же количество программных модулей, обслуживающих устройства с данным профилем протокола. Фирмы-разработчики (особенно отечественные) часто дорабатывают свои устройства, меняя в них внутреннюю программную прошивку. Это вызывает соответственно необходимость менять и драйвер, обслуживающий данное устройство. В связи с этим возникает необходимость использования в устройстве конфигурационного файла, по которому можно было бы автоматически перенастраивать программу связи с конкретным устройством.

Часто разработчики устройства предлагают профиль протокола своих устройств неудобный для реализации в диспетчерской системе. Диспетчерские системы должны обеспечивать ввод параметров нормального режима не реже одного раза в секунду, при этом в систему параллельно должна попадать информация о срабатывании различных дискретных параметров, об аварийной информации. Встает вопрос о быстродействии канала связи с устройством, а также о системе команд, которые необходимо послать в устройство для получения полного объема информации за минимальное время. Зачастую система команд и структурирование данных организованы таким способом, что текущую информацию приходится считывать длинной последовательностью команд.

В последние годы наметились глобальные тенденции к созданию комбинированных устройств на базе интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ). В этих универсальных устройствах интегрируются все функции вторичного управления на подстанциях. Появление на рынке вычислительной техники интеллектуальных электронных устройств сильно повлияло на автоматизацию энергетики. В настоящее время в нашей стране и за рубежом широко распространена интеграция в единую систему функций защиты, регулирования, мониторинга совместно с использованием современных локальных сетей и телекоммуникационных технологий. Такая интеграция позволяет полностью решить задачи удаленного контроля режима (мониторинга), получения аварийных данных, контроля правильности работы защит и автоматики, оперативной корректировки уставок, корректировки нагрузки, оперативной диагностики состояния оборудования и многого другого. Повышение эффективности управления при новых технологиях достигается при относительном снижении затрат.

В настоящее время МП РЗА эволюционировали в многофункциональные высокоинтеллектуальные универсальные устройства. Так, например, в микропроцессорных устройствах релейной защиты функции измерения параметров нормального режима, регистрация аварийных режимов, событий, срабатываний и т.п., занимают все большую долю в числе всех выполняемых функций.

Оптимизация интеграции всей разнородной информации о нормальных и аварийных режимах энергообъекта, в единый информационный комплекс АСУТП, начала быстро развиваться после разработки МЭК специальных стандартов коммуникации на подстанциях. При разработке стандартов МЭК ставилась задача обеспечить высокую надежность системы, поскольку с самого начала предполагалось, что она используется не только для выполнения информационных функций, но и функций управления. Поэтому в данных протоколах хорошо проработаны вопросы представления различных типов данных (около 20 типов), а также показатели качества работы системы передачи (с помощью специальных флагов передаются сигналы переполнения, недостоверности, признаки источника информации и т.п.). Протоколы МЭК предусматривают возможность гибкой организации передачи. Например, есть возможность одновременного выполнения нескольких функций, таких как мониторинг нормального режима, регистрация событий, чтение файлов осциллограмм, параметризация устройств.

При выполнении всех этих функций не возникает ограничений со стороны протокола на доступ к устройству. Выполнение одной функции (например, чтение осциллограммы) не требует прерывания выполнения другой функции (например, мониторинг событий нормального режима). Эта особенность протоколов МЭК особенно важна при работе устройств в составе АСУ ТП ПС. К недостаткам всех протоколов МЭК можно отнести их относительную сложность. Поэтому при реализации этих протоколов могли возникать ошибки и по вине разработчиков программ, и вследствие неоднозначности некоторых трактовок и формулировок. Практика показывает, что все протоколы должны проходить тщательное тестирование в условиях максимально приближенных к реальным условиям эксплуатации.

Разработка стандартов на телекоммуникации в электроэнергетических системах производится в рабочих группах технического комитета 57 МЭК. В настоящее время в рассматриваемой области задач ТК 57 МЭК разработаны и широко применяются стандарты МЭК 60870-5-101, 103, 104 и МЭК 61850.

Стандарт МЭК 101 был разработан для надежной связи по узкополосным сервисным каналам передачи данных между серверами СКАДА, установленными в центрах управления, и передающими устройствами телемеханики, установленными непосредственно на подстанциях. Стандарт МЭК 104 является расширением протокола коммуникаций МЭК 101 за счет использования сетевого доступа по протоколу TCP/IP. Это позволяет в протоколе МЭК 104 использовать преимущества интерфейса Ethernet и обеспечить скорость передачи информации 10 и 100 Мбит/с. Оба стандарта МЭК 101 и МЭК 104 используют принцип передачи измерений, принятый в телемеханике. Это означает, что в качестве источников аналоговых измерений (показания счетчиков, телеизмерения и т.п.) выступают номер канала или контрольная точка устройства телемеханики. Стандарт МЭК 103 предназначается для информационных интерфейсов (передачи данных) устройств защиты подстанций. Стандарт ориентирован на радиальную топологию системы защиты и выделенные каналы связи между терминалами. Процедура передачи реализуется по схеме «управляющее (главное) и подчиненное (исполнительное) устройство». По данному стандарту возможно использовать два метода обмена информацией. Первый метод используется для передачи стандартных сообщений. Второй метод используется для передачи всей информации. Стандарт охватывает не только информацию по основным функциям защиты, но и информацию от информационных и функциональных модулей, косвенно связанных с основными функциями. Стандарт допускает возможность интеграции в АСУ ТП подстанции модулей защиты разных изготовителей и разных поколений изготовления без дополнительной адаптации.

После принятия протоколов МЭК 101, 103 и 104 происходит интенсивное внедрение их в системы параметризации. В настоящее время эти протоколы поддерживает значительное число отечественных и зарубежных фирм изготовителей микропроцессорных защит: Экра, Сименс, АББ, устройства МКПА фирмы Прософт Системы и др.

Недостатком протокола МЭК 103 является относительно невысокая скорость передачи информации. Максимальная (теоретически) скорость передачи 115 кбит/с. На практике получаются скорости около 19 кбит/с. При такой скорости для передачи одной осциллограммы длительностью 3 с (20 каналов с циклом опроса 1 мс) от одного блока требуется около 2 мин. Перекачка нескольких осциллограмм из разных блоков защиты в одном ОРУ в этих условиях превращается в серьезную проблему, поскольку эффективность связи по протоколу МЭК 103 сильно зависит от числа МП устройств, объединенных в одну петлю.

В связи с резким ростом использования цифровой информации в коммуникациях, мониторинге и управлении, возникла необходимость новой информационной модели для управления большим количеством устройств и связи различных устройств друг с другом. Такая модель была разработана в стандарте МЭК 61850. Этот стандарт отвечает на большинство вопросов, таких как стандартизация имен данных, реализация стандартных протоколов, определение шины процесса и т.д. Стандарт обеспечивает функциональную совместимость оборудования от разных производителей, прошедших сертификацию на соответствие.

Область применения стандарта МЭК 61850 – системы связи внутри подстанции. Это набор стандартов, в который входят стандарт по одноранговой связи и связи клиент-сервер, стандарт по структуре и конфигурации подстанции, стандарт по методике испытаний, стандарт экологических требований, стандарт проекта.

Основным требованием к системе сбора данных в стандарте является обеспечение способности микропроцессорных электронных устройств к обмену технологическими и другими данными. Стандарт предъявляет к системе требования высокоскоростного обмена данными микропроцессорных электронных устройств между собой (одноранговая связь), привязки к подстанционной ЛВС, высокой надежности, гарантированного времени доставки, функциональной совместимости оборудования различных производителей, наличия средств поддержки чтения осциллограмм, средств поддержки передачи файлов, средств конфигурирования / автоматического конфигурирования, поддержки функций безопасности.

Основное отличие стандарта МЭК 61850 от предшествующих стандартов МЭК заключается в том, что в данном случае речь не идет о простом внедрении нового протокола передачи данных. Основным направлением стандарта является систематизация информационной модели подстанции. На данном этапе МЭК 61850 еще находится на самом раннем этапе своего внедрения во всем мире — это видно по уровню развития инструментария для работы по стандарту.

Центральной частью стандарта является МЭК 61850-6, которая посвящена языку описания конфигурации подстанции (SCL). С помощью SCL можно описать:

- однолинейную схему подстанции;
- логические (функциональные) узлы, привязанные к силовому оборудованию;
- интеллектуальные электронные устройства (полный перечень информации, который предоставляет устройство);
- локальную вычислительную сеть энергетического объекта.

Наличие системы автоматизации проектных работ (САПР) могло бы значительно расширить применение МЭК 61850, позволило бы в полной мере использовать возможности языка SCL и GOOSE сообщений для автоматизации энергетических объектов, а также сделать методологию стандарта доступной и понятной не только для программистов, но и для инженеров проектировщиков и эксплуатации. Важным требованием к такому инструменту является независимость от производителей устройств.

К сожалению, из-за отсутствия соответствующего программного обеспечения часть стандарта, посвященная SCL, является наименее используемой: как правило, используется лишь формат ICD для описания возможностей отдельных ИЭУ, при этом остается совершенно незадействованным мощнейший функционал по описанию однолинейной схемы подстанции и распределению логических узлов по ней (SSD). Для того чтобы при дальнейшем расширении не зависеть от конкретного поставщика, необходимо конфигурацию проекта подготовить в едином формате SCD, который включал бы в себя всю информацию не только по устройствам (ICD), но и по однолинейной схеме подстанции (SSD). SCD файл также включает описание электрических связей и силового оборудования, что открывает широкие возможности использования этого описания для различных расчетных задач, а также включению данного объекта в единую модель энергосистемы.

Однако описание подстанции в SCL файле нельзя назвать достаточным для построения системы АСУ ТП объекта. Описание также должно быть дополнено алгоритмами работы защит и их взаимодействием. Дело в том, что МЭК 61850 не налагает никаких ограничений на распределение логических узлов по физическим устройствам. Например, логический узел выключателя (XCBR) может быть реализован в так называемом устройстве удаленного ввода/вывода (remote I/O), а узел блокировки заземляющего ножа (CILO) в контроллере присоединения. Благодаря GOOSE сообщениям появляется возможность организовать обмен данными между физическими устройствами. Таким

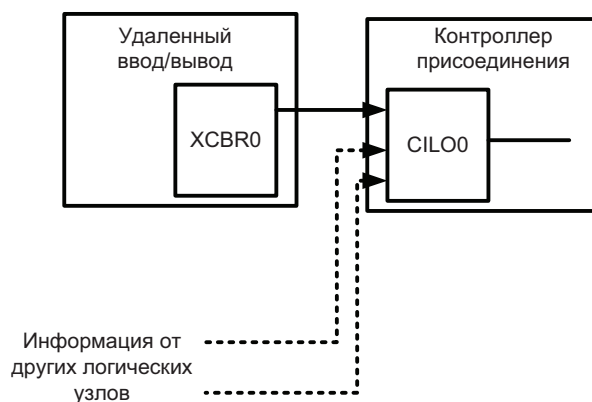


Рис. 1: Схема потоков данных между устройствами

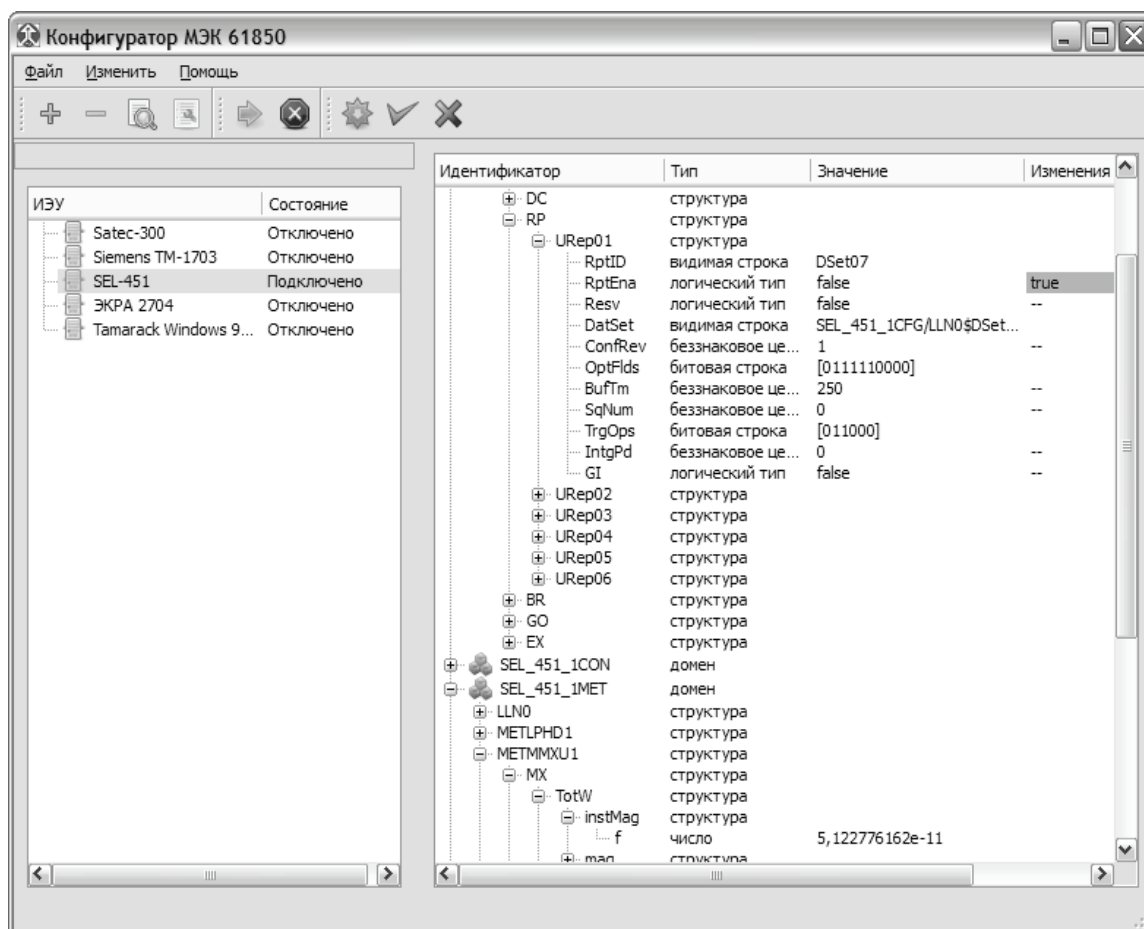


Рис. 2: Инструмент для работы с устройством по протоколу MMS

образом, информацию о положении выключателя, получаемую от одного устройства, мы можем использовать в качестве входной для логического узла блокировки разъединителя в другом.

Реализацию каждого блока (логического узла) можно выполнить с помощью языка МЭК 61131. По сформированной схеме взаимодействия между устройствами система автоматизированного проектирования должна сформировать необходимые наборы данных (data set) для каждого устройства, также распланировать передачу GOOSE сообщений между ними.

Переход на распределенную логическую обработку налагает ряд требований на надежность сетевого оборудования. Особенно это актуально для объектов с большим количеством устройств. В этом случае необходимо всестороннее тестирование всего комплекса не только в нормальном режиме, но и в наиболее тяжелых аварийных режимах, когда нагрузка на сеть многократно возрастает в связи с передачей большого количества сообщений, в том числе широковещательных.

Необходимо отметить, что на сегодняшний день нет достаточного опыта эксплуатации GOOSE сообщений. Остаются не до конца проработанными технические средства (свичи), которые позволили бы использовать GOOSE сообщения для ответственных функций (например, функций защит). В таком случае целесообразно использовать GOOSE сообщения только для автоматических блокировок и функций с менее критичными временными характеристикам.

На данном этапе внедрения стандарта МЭК 61850 работа сконцентрирована на протоколе MMS ISO 9506, предназначенном для передачи данных между SCADA системой и устройствами. Протокол MMS базируется на 7 уровневой модели OSI и на абстрактной системе описания протоколов ASN.1. Однако протокол MMS является крайне сложным в реализации и тестировании. Это обстоятельство

является сдерживающим фактором при внедрении стандарта на объектах энергосистемы, так как значительно увеличивает стоимость каждого устройства и систему АСУ ТП в целом.

В ОАО «НИИПТ» была проделана работа по реализации стека протоколов OSI, а также протокола MMS (рис. 2). При реализации протокола был создан инструмент для получения конфигурации из устройства, чтения/записи данных, а также работы с наборами данных и управляющими блоками событий (Report Control Block).

На данный момент завершена работа по включению протокола MMS, в качестве одного из многих протоколов передачи данных, поддерживаемых системой. Основное же внимание уделяется архитектуре системы: внедрению в качестве базовой модели данных МЭК 61850, которая позволит использовать наработки комитета МЭК 57 по классификации сигналов в реальной системе АСУ ТП. При этом система не лишается своей универсальности, так как имеет возможность работать с большим набором протоколов. В основу идеологии системы положено единство представления информации вне зависимости от интегрируемых устройств. Поддержка структур МЭК 61850 позволит получить единообразное представление данных для других систем, а также внедрить множество механизмов фильтрации данных для удовлетворения потребностей в информации каждого пользователя АСУ ТП.

Еще до внедрения стандарта МЭК 61850 в основу нашей системы SCADA NPT Expert (новая версия СКАДА-НИИПТ) была положена идея структурного разделения сигналов АСУ и параметров технологического оборудования, связь между которыми осуществлялась с помощью инструмента линковки. В стандарте присутствует похожий механизм осуществления связей между логическими узлами, привязанными к силовому оборудованию, и логическими узлами в ИЭУ. Возможность осуществления такой связи предполагается и в новой версии SCADA NPT Expert. Структура дерева технологического оборудования SCADA NPT Expert имеет много общего с описанием подстанции в соответствующей секции SCL файла. Различие заключается лишь в отсутствии в структуре описания подстанции в SCADA NPT Expert электрических связей между силовым оборудованием. В новой версии предполагается ввести механизм электрических связей аналогичный механизму в МЭК 61850 (terminal и connectivity nodes). В конечном результате это позволит сформировать полноценный файл описания подстанции в формате SCL, что является необходимым условием поддержки МЭК 61850 на станционном уровне.

Еще одним направлением развития системы SCADA NPT Expert является расширение функции логической обработки. В действующей системе уже имеется мощнейший инструмент логической обработки сигналов, который позволяет реализовывать функции блокировок, оценку состояния схемы энергетического объекта и силового оборудования. В новой версии системы результаты алгоритмической обработки можно будет представить в виде логических узлов по стандарту МЭК 61850. На данный момент в системе уже имеется возможность работы алгоритмов, как на верхнем уровне системы, так и на нижнем уровне функциональных контроллеров. Перенос работы алгоритмов на более низкий уровень позволит улучшить динамические характеристики работы логической подсистемы, а также полноценно использовать технологию GOOSE.

Анализ мирового опыта показывает, что внедрение МЭК 61850 носит экспериментальный характер и сопровождается целым рядом трудностей. Кроме трудностей, связанных с реализацией протоколов MMS и GOOSE, а также отсутствием САПР, при внедрении стандарта существует еще два существенных организационных момента, которые необходимо обязательно учитывать. Во-первых, поддержка этого протокола в простейших устройствах может значительно увеличить их стоимость и может быть просто экономически неоправданна. Во-вторых, при реконструкции действующих энергетических объектов возникает необходимость в интеграции устройств, которые были установлены ранее и не поддерживают МЭК 61850.

Эти два фактора приводят к необходимости включения в структуру АСУ ТП шлюзов для преобразователей протоколов. Такая структура позволяет использовать многие преимущества стандарта МЭК 61850 и при этом допускает интеграцию устройств, работающих по старым протоколам. Задача реализации шлюзов усложняется объектно-ориентированной структурой протокола МЭК 61850 и специфическими требованиями каждого протокола, которые могут быть неверно интерпретированы при отображении (например, метки времени и параметры качества сигнала). Тем не менее разработаны методы отображения существующих протоколов, которые:

1. предоставляют двухсторонние преобразователи для протоколов МЭК 60870-5, DNP3 и ряда других, в том числе закрытых;
2. предоставляют средства конфигурирования и диагностики;
3. имеют различные интерфейсы (RS485, Ethernet и т.д.) и средства хранения данных, предоставляя функции концентратора данных;
4. предоставляют одновременно интерфейсы для старых и новых систем;
5. позволяют расширить функции старых систем до основных возможностей протокола МЭК 61850.

Следует отметить, что основным препятствием развития стандарта в настоящее время выступает отсутствие поддержки его у многих производителей как отечественного, так и зарубежного оборудования МП РЗА. Препятствием к широкому внедрению стандарта также является, как было показано выше, и отсутствие инструментов автоматизированного проектирования, которые позволяли бы использовать в полном объеме все преимущества стандарта инженерами-проектировщиками.

Сложность интеграции МПРЗА в отечественной энергетике завуалирована тем, что внедрение микропроцессорных защит и устройств в основном происходит не системно, без учета требований к защитам со стороны АСУ ТП подстанции. Вместо АСУ ТП и полноценных СКАДА-систем используются программные продукты, поставляемые разработчиками МП РЗА, предназначенные для настройки уставок и конфигурации защит релейным персоналом. А на этапе внедрения полноценной АСУ ТП ПС выявляется необходимость многочисленных переделок программных продуктов и технических средств, поскольку на первом этапе проектировалась система узкого назначения.

Эта проблема усугубляется тем, что в подавляющем большинстве случаев на одной подстанции неизбежно использование оборудования разных фирм, внедряемых по разным проектам. Интеграция разнородных отечественных и зарубежных изделий превращается в серьезную проблему. Некоторую упорядоченность в эту ситуацию призваны внести международные стандарты МЭК на протоколы связи в энергетике. Внедрение стандартизированных международных протоколов по сравнению с фирменными программно-техническими средствами позволяет повысить надежность и достоверность передачи информации, стандартизировать соответствующие технические средства и в целом повысить эффективность работы всей системы. Представляется, что более полное решение проблемы интеграции микропроцессорных устройств будет получено с внедрением протокола связи МЭК 61850. Однако на сегодняшний день многие известные производители микропроцессорных защит еще только намечают переход на этот протокол. Более мелкие фирмы только начали освоение протоколов МЭК 101- МЭК 104. Ясно, что внедрение протокола МЭК 61850 будет происходить длительное время, поскольку помимо чисто технических проблем должен быть решен и ряд организационных вопросов.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] First IEC 61850 Multivendor Project in the USA, интернет журнал Protection, Automation and Control World Magazine.
- [2] Applying IEC 61850 to Real Life: Modernization Project for 30 Electrical Substations, Sergio Kimura and Andre Rotta, Elektro Eletricidade e Servicos S.A., Ricardo Abboud, Rogerio Moraes, Eduardo Zanirato, and Juliano Bahia, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.
- [3] CONSIDERATIONS FOR IEC 61850 PROCESS BUS DEPLOYMENT IN REAL-WORLD PROTECTION AND CONTROL SYSTEMS: A BUSINESS ANALYSIS, M. ADAMIAK, General Electric U.S.A., B. KASZTENNY J. MAZEREEUW D. MCGINN S.HODDER, General Electric Canada. CIGRE 2008.
- [4] Process bus: Experience and impact on future system architectures Luc HOSSENLOPP, Denis CHATREFOU, AREVA T&D, France, Damien THOLOMIER, AREVA T&D, Canada, Dac Phuoc BUI, Hydro Quebec, Canada. CIGRE 2008.

Нетрадиционные решения по измерительным трансформаторам – практика применения шин обработки данных IEC 61850-9.2

S. RICHARDS¹, D. CHATREFOU², D. THOLOMIER³, F. GILLES⁴
(С. РИЧАРДС, Д. ШАТРЕФУ, Д. ТОЛОМЬЕ, Ф. ЖИЛЬ)

¹AREVA T&D Автоматизированные и информационные системы, Стаффорд, Великобритания
(simon.richards@areva-td.com)

²AREVA T&D Монтрюг, Париж, Франция
(denis.chatrefou@areva-td.com)

³AREVA T&D Автоматизированные и информационные системы, Монреаль, Канада (damien.tholomier@areva-td.com)

⁴AREVA T&D Автоматизированные и информационные системы, Монпелье, Франция (fabrice.gilles@areva-td.com)

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Цифровые реле, релейная защита электрических систем, нетрадиционные измерительные трансформаторы, IEC 61850, шина обработки данных.

КРАТКОЕ ИЗЛОЖЕНИЕ

За последние несколько лет широкое распространение стандарта МЭК 61850 на рынке устройств РЗА стало очевидным как для поставщиков, так и для заказчиков во многих странах. Это движение направлено на уход от внедряемых отдельными производителями систем АСУ подстанций в сторону систем, которые полностью интегрируют цифровые реле, совместимые с новым, общепризнанным стандартом.

Данный подход сосредотачивается, главным образом, на подстанционной шине согласно стандарту МЭК 61850-8.1, повторяя и совершенствуя традиционные принципы SCADA-систем. Однако, раздел 8.1 содержит только часть преимуществ, которые может предложить стандарт 61850, при этом потенциал раздела 9.2 до настоящего времени практически не востребован. Раздел МЭК 61850-9.2 посвящен внедрению в практику технологии нетрадиционных измерительных трансформаторов (NonConventional Instrument Transformers, NCIT), что позволяет избавиться от ограничений традиционных измерительных трансформаторов тока и напряжения электромагнитного типа (со стальными сердечниками).

В данной статье рассматривается практический опыт применения нетрадиционных измерительных трансформаторов (более 100 единиц) на реальных подстанциях.

1. ВВЕДЕНИЕ

Измерительные трансформаторы (ИТ) являются ключевыми компонентами в практике применения реле, счетчиков электроэнергии и контроллеров присоединений, которые используются для защиты, мониторинга и управления режимами сетей электроснабжения. Точная трансформация токов и напряжений является основополагающим условием нормальной работы цифровых устройств подстанции (например, микропроцессорных реле защиты). История применения традиционных трансформаторов тока и напряжения электромагнитного типа, а также трансформаторов напряжения

емкостного типа насчитывает более ста лет. Их использование, несмотря на непрерывное совершенствование, по-прежнему характеризуется некоторыми компромиссами. В течение последних 20 лет проводились перспективные исследования, направленные на поиск и реализацию в промышленности решений, нейтрализующих ограничения традиционных измерительных трансформаторов. Эти технологии были разработаны и усовершенствованы до уровня, обеспечивающего максимальную надежность, доступность и безопасность. Работоспособность нетрадиционных измерительных трансформаторов была проверена в лабораторных условиях, а затем и в ходе эксплуатации на подстанциях по всему миру. Электромагнитные трансформаторы тока и напряжения больше не являются единственным возможным вариантом.

2. НЕТРАДИЦИОННЫЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ (NCIT)

В основе многих ограничений традиционных измерительных трансформаторов лежит необходимость использования стального сердечника и подключения аналоговых вторичных цепей. Сердечник является основной причиной возникновения погрешностей измерений в связи с необходимостью его намагничивания (при этом требуется избежать насыщения), эффекта остаточной намагниченности, рассеяния магнитного потока, нагрева вихревыми токами и т.д.

Цепи традиционных трансформаторов тока 1A/5A с проводным монтажом имеют ограничения по тепловой перегрузке и характеризуются увеличением вторичной нагрузки на сердечник при увеличении расстояния между местами установки оборудования. В цепях традиционных трансформаторов напряжения также могут возникать явления феррорезонанса и, как следствие, тепловые перегрузки.

Описываемые в данной статье нетрадиционные измерительные трансформаторы лишены двух принципиальных ограничений традиционных конструкций измерительных трансформаторов. Как будет представлено в дальнейшем описании, вместо индукционной связи по стальному сердечнику между первичными и вторичными аналоговыми параметрами, в нетрадиционных измерительных трансформаторах используется комбинация физических эффектов для реализации требуемой точной трансформации. Методика базируется на воздействии магнитного поля на поляризованный световой луч в оптических конструкциях, либо на сенсорах Роговского без стального сердечника или конструкциях с емкостным делителем. Ниже дан перечень всех предлагаемых преимуществ:

- Конструкция без стального сердечника обеспечивает класс точности измерений в широком динамическом диапазоне (подходит для подключения цепей защит).
- Повышенная точность, воспроизводимость и надежность по сравнению с традиционными измерительными трансформаторами.
- Широкая полоса пропускания для измерений на основной частоте, высших гармонических составляющих, межгармоник, субгармоник и показателей качества электроэнергии.
- Пониженные требования к электрической изоляции – отсутствие преждевременного старения, проникновения влаги, устранение опасности взрыва.
- Подключение к шине обработки данных сети Ethernet IEC 61850-9.2 через полевое устройство.

3. ТЕХНОЛОГИИ ДАТЧИКОВ НЕТРАДИЦИОННЫХ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Различия в геометрии монтажа и параметрах диэлектрической проницаемости и магнитной проницаемости среды, окружающей первичный проводник (элегаз или воздух) диктуют использование различных технологий NCIT для каждого случая. Для случая распределительных устройств с элегазовой изоляцией, элегаз находится под регулируемым и контролируемым давлением и является сухим газом. Для случая распределительных устройств с воздушной изоляцией, температура, давление и содержащаяся в воздухе влажность являются переменными величинами. Приведенные ниже решения стали результатом интенсивных испытаний и имитационных экспериментов в отношении точности и воспроизводимости, с использованием встроенной компенсации для устранения любого смещения характеристик под воздействием температуры, давления газа или других воздействий внешней среды.

3.1. Решения для распределительных устройств с воздушной изоляцией (AIS)

Измерение тока. Монолитное стеклянное кольцо (рис. 1) помещается в магнитное поле, окружая первичный проводник. Это стекло имеет отверстие, через которое проходит первичный проводник. Стекло формирует замкнутый кольцевой контур вокруг подлежащего измерению тока и используется для пропускания светового луча. Стабильный источник света обеспечивает поляризованную оптическую волну перед ее прохождением через кольцо, после чего точно обработанные и отшлифованные периферийные поверхности несколько раз отражают световой луч для формирования единого прямоугольного контура вокруг первичного проводника.

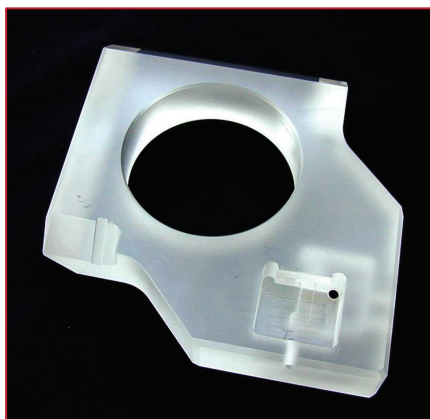


Рис. 1: Эффект Фарадея: Датчик в форме стеклянного кольца

Благодаря характеристикам стеклянного кольца плоскость поляризации светового луча вращается (эффект Фарадея). Величина сдвига оптической фазы зависит от магнитного поля и, следовательно, от величины протекающего первичного тока. Фотодиод, в комплекте с оптическими поляризметрическими анализаторами, измеряет интенсивность и угол поворота принятого светового луча (рис. 2). Оцифрованные аналоговые значения первичного тока могут затем передаваться с помощью полевого устройства по IEC 61850-9.2.

За счет применения стеклянного кольца, формирующего один замкнутый контур 360° вокруг первичного проводника, положение этого проводника и любая вибрация и/или тепловое расширение не оказывают влияния на точность трансформатора. Любые проводники или посторонние поля с внешней части кольца не оказывают воздействия благодаря использованию замкнутого контура.

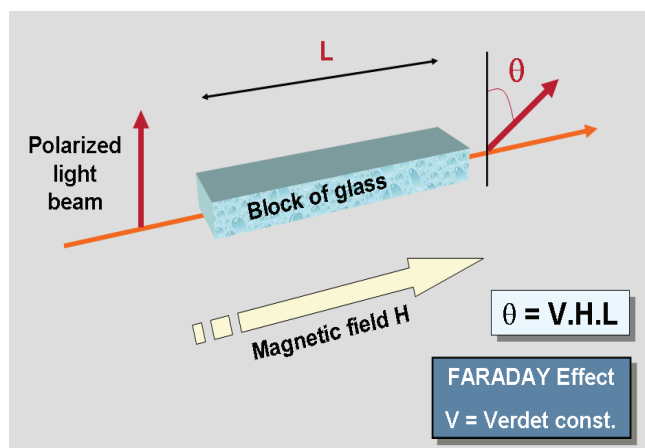


Рис. 2: Эффект Фарадея: угловое вращение поляризованного светового луча

Измерение напряжения. Датчик напряжения реализован в виде емкостного делителя, сформированного из пакета пленок конденсатора (как и для традиционного измерительного трансформатора напряжения), но, однако, промежуточный трансформатор напряжения и обмотка заменены на электронные устройства. В решении NSIT нет активной и индуктивной составляющих цепи, и, следовательно, нет цепи L-C, обладающей способностью к резонансу, или генерации любых субгармоник или опасных переходных перенапряжений. В условиях традиционного применения трансформаторов напряжения с емкостной связью, наличие внутреннего обмоточного трансформатора может спровоцировать эти эффекты. При эксплуатации быстродействующих защит, например, дистанционной, алгоритмы фильтрации и обработки должны ослаблять эти эффекты для предотвращения уменьшения или расширения защитной зоны. В случае NSIT задержка по времени на дополнительную фильтрацию может быть исключена, поскольку любые колебания напряжения, фиксируемые в подключенных реле или контрольно-измерительных приборах, теперь отражают действительные состояние первичной системы, а не реакцию традиционных трансформаторов напряжения с емкостной связью.

3.2. Решения для распределителей с элегазовой изоляцией (GIS)

Измерение тока осуществляется катушкой Роговского, похожей на традиционный трансформатор тока, за исключением стального сердечника. Обмотки сформированы в виде дорожек на печатной плате, с соединениями через сквозные отверстия в многослойной конструкции, так чтобы каждый виток был доступен для прямоугольной петли верхней и нижней дорожек печатной платы (рис. 3). Четыре квадранта печатной платы скреплены вместе таким образом, чтобы печатная плата формировала замкнутый тороид вокруг первичного проводника.

Отсутствие магнитного сердечника способствует формированию тракта с высоким удельным магнитным сопротивлением для магнитного потока, который пересекает обмотки Роговского и, тем самым, выходной вторичный сигнал отличается малым значением, по сравнению с традиционными вторичными токами 1А/5А, и затем калибруется как измерение напряжения. Электронные компоненты датчика принимают сигнал для формирования значений замеров тока с целью использования их микропроцессорными устройствами на подстанции. Конструкция Роговского не содержит сердечника трансформатора тока, который может намагничиваться и насыщаться. Устранение этих двух эффектов означает, что могут быть достигнуты измерения с классом точности 0,2 на всем динамическом диапазоне — от непосредственных измерений через прикладные средства защиты до измерений максимальных токов коротких замыканий.

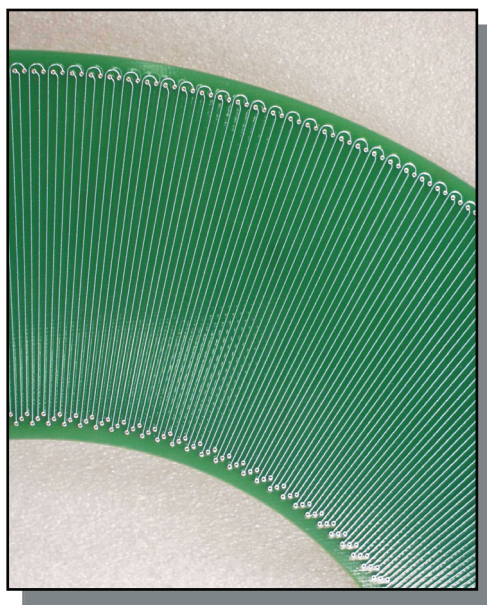


Рис. 3: Конструкция катушки Роговского в виде печатной платы

Измерение напряжения осуществляется специальным емкостным делителем напряжения. Электроды укладываются в виде лент вдоль гибких слоев печатной платы, каждый из которых имеет длину, равную половине длины окружности внешней поверхности кожуха распределительного устройства с элегазовой изоляцией. Две такие половины, соединенные концами для образования полной окружности, свернуты для образования трубчатой формы. Эта конструкция формирует исключительно низкую емкостную связь на уровне пикофард с первичным проводником благодаря диэлектрической проницаемости элегаза и физическим размерам монтажа. Электронные компоненты датчика измеряют этот сигнал низкого уровня, который достаточно пропорционален, точен и воспроизводим, чтобы соответствовать и превышать уровень основных требований всех микропроцессорных устройств.

Значение емкости будет изменяться вместе с изменениями давления и температуры газа, поэтому этот эффект должен полностью компенсироваться по данным давления и температуры внутри камеры распределительного устройства с элегазовой изоляцией. Контроль давления является обычной практикой для распределительных устройств с элегазовой изоляцией и может использоваться одновременно для аппаратуры мониторинга и для полевого устройства. Замеры температуры обеспечивает встроенный датчик на печатной плате.

В устройстве этого датчика наиболее явно проявляется отличительная особенность конструкции нетрадиционных измерительных трансформаторов, заключающаяся в их легковесности: обмотки и сердечник традиционного трансформатора напряжения заменены двумя полосками печатных плат, весящими менее одного килограмма.

4. ПОЛЕВОЕ УСТРОЙСТВО

Полевое устройство (Merging Unit, MU) представляет собой устройство сопряжения, которое принимает данные с NSIT и выполняет обработку сигналов для формирования и распределения выходных потоков значений замеров через IEC 61850-9.2. Полевое устройство является, таким образом, шлюзом для данных от NSIT, способным интерпретировать физические эффекты датчиков NSIT и преобразовать их в выходные сигналы признанных международных стандартов для взаимодействия с микропроцессорными устройствами подстанции.

Ключевыми функциями полевого устройства являются:

- Обработка сигналов (аналоговых и цифровых) для всех типов NSIT.
- Дополнительная оцифровка аналоговых сигналов традиционных измерительных трансформаторов тока и напряжения для передачи через Ethernet (IEC 61850-9.2).
- Обеспечение точной отметки времени для аналоговых значений замеров.
- Подключение с помощью шины обработки данных IEC 61850-9.2 к интеллектуальным электронным устройствам и к шине станции через IEC 61850-8.1 – каждое на скорости 100 Мбит/сек.
- Диагностика датчиков NSIT на базе watch-dog, а также собственный самоконтроль.

Каждый модуль полевого устройства обеспечивает обработку сигналов замеров для фазных токов (I_a , I_b , I_c), фазных напряжений (V_a , V_b , V_c), плюс вычисляемые внутренними средствами ток 3Uo и напряжение 3Uo. Это суммирование является математическим дополнением к значениям фазных замеров, которые уже имеют точность, превышающую класс точности 0,2 и параметры нулевой последовательности, следовательно, значительно точнее, чем при использовании стандартной схемы фильтра 3Uo и разомкнутого треугольника трансформатора напряжения. Пакеты оцифрованных значений замеров направляются через протокол IEC 61850-9.2 с использованием оптоволоконных кабелей или медных кабелей Ethernet. Полевое устройство присоединяет в каждый пакет данных стандартную отметку реального времени, описывающую количество прошедших замеров с начала последней секунды.

Можно использовать вход для синхронизатора GPS в том случае, когда существует необходимость синхронизации по времени между несколькими полевыми устройствами. Частота дискретизации фиксируется на 80 или 256 замеров за период основной частоты, т.е. 20 мс (50 Гц) или 16,67 мс (60 Гц). Полевое устройство не отслеживает частоту сигнала, поэтому любые сигналы, сохраненные в подключенных регистраторах аварийных режимов, будут точной фиксацией реальных событий первичной системы.

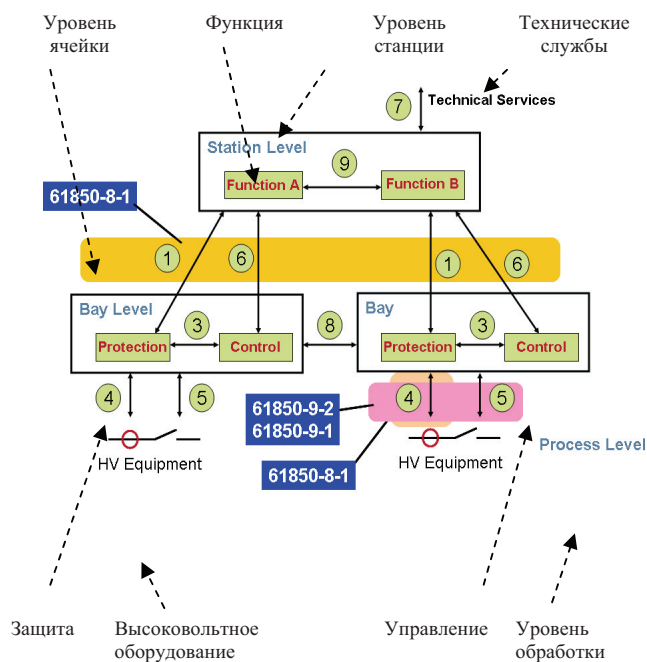


Рис. 4: Положение объединительного блока в структуре подстанции (зона (4))

Монтаж, включение в работу, а также поиск и устранение неисправностей представляют собой безопасную процедуру, поскольку для NCIT нет необходимости в аналоговых цепях ТТ – нет проблемы раскорачивания токовых цепей, изоляции от напряжений прикосновения/шага, как это было в случае традиционных цепей.

5. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ IEC 61850-9.2

Традиционный модуль аналоговых входов системы релейной защиты, который осуществлял бы прием входных сигналов от установленных трансформаторов тока 1А/5А и сигналов напряжения от трансформаторов напряжения, заменяется на модуль Ethernet. Этот модуль оснащен портами как для медных, так и для оптоволоконных кабелей для приема пакетов данных в формате IEC 61850-9.2, поступающих от полевого устройства. Благодаря использованию признанного международного стандарта, обеспечена возможность взаимодействия полевого устройства с реле других производителей, и возможность подключения любого реле к полевым устройствам других производителей. Пример реле, поддерживающего функцию IEC 61850-9.2, показан на рис. 5.

Ключевыми преимуществами реле с подключением к NCIT являются:

- Безопасные операции тестирования и технического обслуживания – нет вмонтированных вторичных цепей трансформаторов тока.
- Повышенная точность измерений благодаря наличию линейного трансформатора тока и отсутствию вторичного преобразователя внутри реле.
- Сохранение функционала защиты: нет необходимости в повторной аттестации устройств, которые уже были аттестованы в варианте подключения к традиционным трансформаторам тока/напряжения.
- Упрощенное наращивание функциональности подстанций или модернизация функций благодаря тому, что топология Ethernet отличается упрощенной процедурой реконфигурации по сравнению с традиционным фиксированным монтажом.

Каждое реле с подключением к NCIT получает пакеты данных в формате IEC 61850-9.2 и преобразовывает оцифрованные замеры в надлежащий формат, который затем используется алгоритмами

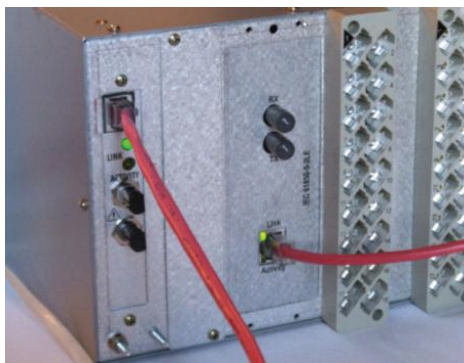


Рис. 5: Реле с интеграцией всего пакета IEC 61850:

- IEC 61850-8.1 шина подстанции слева
- IEC 61850-9.2 технологическая шина справа

защиты. Иногда возникает необходимость ресэмплинга, масштабирования или интерполяции, например, в тех случаях, когда алгоритм дистанционной защиты использует отслеживание частоты сигнала. Замеры, используемые реле для целей защиты, управления и измерения являются, таким образом, точным повторением таких замеров, которые были бы обеспечены аналого-цифровым преобразователем в традиционных системах реле. Цель данного подхода заключается в том, что внутренние алгоритмы устройства остаются неизменными и, следовательно, его функционирование будет идентично работе реле на подстанциях с традиционными измерительными трансформаторами.

Реальная точность системы защиты и измерений имеет повышенное значение в случае NCIT. При низких значениях тока, отсутствие стального сердечника в цепи обработки измерений означает, что намагничивающий ток трансформатора тока не будет вычитаться из действительных первичных значений. За счет этого трансформаторы тока можно выбрать таким образом, что они будут иметь динамический диапазон, достаточный для подключения защит, и малую погрешность при токах нагрузки (в особенности при слабой нагрузке). В связи с тем, что измерительная цепочка после полевого устройства является полностью цифровой, погрешности вне измерительного тракта минимальны, тогда как для варианта традиционных измерительных трансформаторов некоторая процентная погрешность добавляется на каждом этапе аналогового преобразования. Для больших величин токов, результаты работы алгоритмов защит и регистрация аварийных режимов являются более точной, поскольку нет эффекта насыщения трансформатора тока.

Выполняемые нетрадиционными измерительными трансформаторами измерения напряжения позволяют добиться более точного срабатывания системы защиты без возникновения субгармоник и переходных состояний емкостных трансформаторов напряжений. Нет необходимости в подключении по схеме разомкнутого треугольника для точных измерений напряжения нулевой последовательности – имеются высокоточные фазные измерения, которые просто суммируются.

6. АРХИТЕКТУРА ПОДСТАНЦИИ НА БАЗЕ ETHERNET

Использование сети Ethernet для стандартов IEC 61850-8.1 и -9.2 повышает устойчивость к внутренним источникам аналоговых помех на подстанции и устраняет традиционные проблемы, такие как емкостной эффект. Скорость передачи данных 100 Мбит/сек предлагает расширенную полосу частот для средств связи, даже для пакетов информации с повышенной плотностью данных, например, значений аналоговых замеров внутри системы NCIT. Скорость передачи данных гарантирует ускоренное время срабатывания элементов схемы, например, для отключения выключателей, и снижает до минимума возможность конфликтов между сообщениями или любых ухудшений функциональных характеристик схемы.

IEC 61850 устраняет необходимость в многих километрах кабельных связей, как это требовалось бы на классических подстанциях, благодаря тому, что Ethernet обеспечивает связь между устройствами

со значительно повышенной плотностью трафика. Затраты на кабельные траншеи, кабелепроводы, кабельные коробки и соединительные кабельные муфты существенно снижаются.

7. УСТАНОВЛЕННЫЕ СИСТЕМЫ

Большинство находящихся в эксплуатации объектов, смонтированных в Соединенных Штатах, используются для целей учета, однако материалы этой статьи акцентированы на применениях в схемах защиты.

Вслед за исключительно успешным экспериментом на подстанции 400 кВ в Вильмуле, где были использованы NCIT и дистанционная защита с полевыми устройствами для EDF/RTE (Франция), продолжавшимся более трех лет, авторы запустили несколько других пилотных проектов на некоторых ответственных объектах:

- Общегосударственная электроэнергетическая система (Соединенное Королевство), Осбалдвик 400 кВ, сборная шина с элегазовой изоляцией, с комбинированными датчиками: катушки Роговского и емкостные электронные устройства,
- RTE (Франция), Сомад 245 кВ, подстанция с элегазовой изоляцией, с комбинированными датчиками, полевыми устройствами и дистанционной защитой,
- Гидроэлектростанция, Квебек, (Канада), La Prairie 315 кВ, подстанция с воздушной изоляцией, с оптическими измерительными трансформаторами тока и традиционными емкостными измерительными трансформаторами напряжения (CCVT), подключенными к полемому устройству.

Первый эксперимент проводится в структуре Общегосударственной электроэнергетической системы на линии с газовой изоляцией, соединяющей две части подстанции. В эксперимент вовлечены две подстанции, разделенные тремя милями, в г. Осбалдвик и Торнтон. Установлена дифференциальная защита линии, функционирующая с NCIT на одном конце линии и традиционными измерительными трансформаторами на другом конце. На конце линии, где установлены NCIT (Осбалдвик), схема аналогична показанной на рис. 7, за исключением того, что для тока используются датчики типа датчиков Роговского (как и следовало бы ожидать для распределителей с элегазовой изоляцией). Полностью традиционная дифференциальная защита остается в качестве основной защиты линии во время испытаний с целью возможности сопоставления с функциональными характеристиками схемы по IEC 61850-9.2.

Во второй эксперимент на RTE вовлечена подстанция с элегазовой изоляцией в Сомаде, 245 кВ, использующая нетрадиционные измерительные трансформаторы на базе комбинированной технологии (катушки Роговского и устройства с емкостной связью), подключенные к полемому устройству и сопряженные цифровыми средствами связи с двумя МП реле дистанционной защиты, поставленными различными изготовителями, а также счетчиком, предоставленным третьим поставщиком.

Третий эксперимент инициирован управлением гидроэлектростанции в Квебеке и отображает условия эксплуатации с использованием оптических датчиков на основе эффекта Фарадея, в составе оборудования 315-кВ подстанции вблизи Монреаля. Экстремальные колебания температуры способствуют убедительной демонстрации технологической надежности и стабильной точности. В этом эксперименте также используется оборудование защиты от разных поставщиков для демонстрации функциональной совместимости. В ссылочной литературе [1] даны более подробные сведения касательно условий испытаний на объекте и методики проведения испытаний.

8. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время нетрадиционные измерительные трансформаторы предлагают проверенное на практике решение для оборудования подстанций. Годы экспериментов и усовершенствований выразились в надежном и готовом коммерческом предложении. В настоящий момент существуют реальные устройства и реальные примеры установки для систем с напряжением свыше 800 кВ. Высокая надежность, готовность, точность и безопасность — все эти значительные преимущества предлагают нетрадиционные измерительные трансформаторы.



Рис. 6: Реальная установка нетрадиционного измерительного трансформатора типа Роговского на распределительное устройство с элегазовой изоляцией

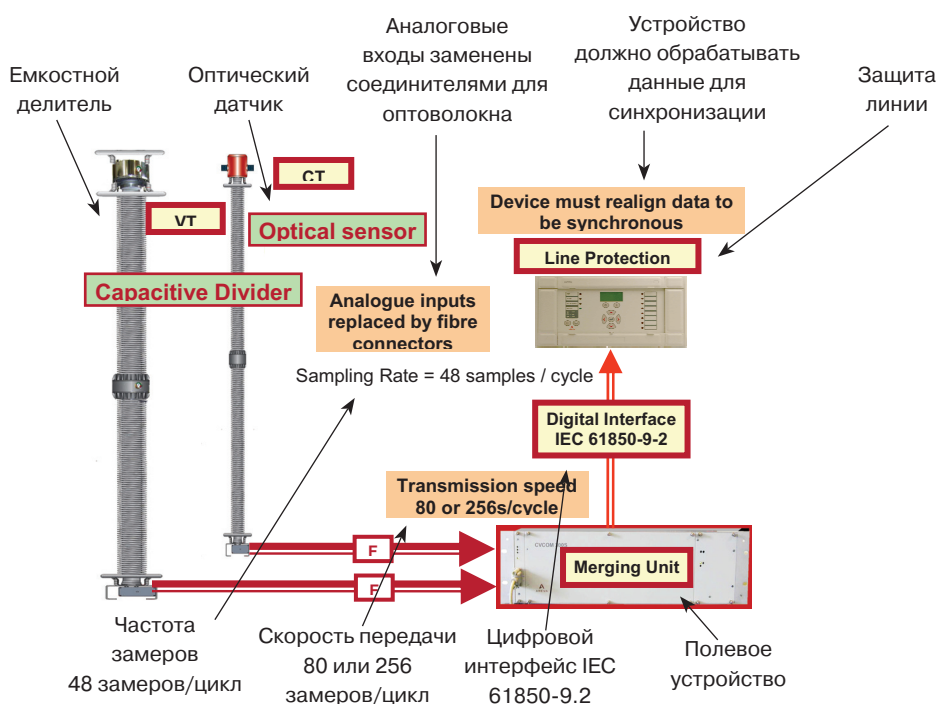


Рис. 7: Пример общей схемы для дифференциальной защиты линии

ЛИТЕРАТУРА

- [1] D. Tholomier, D. Chatrefou, S. Richards. “Опыт эксплуатации и преимущества новой шины обработки данных”, 4-я Международная конференция по системам защиты и автоматизации энергосистем, СВІPr (Индия), декабрь. 2007 г.

Москва, 7–10 сентября 2009 г.

БИОГРАФИЯ

Саймон Ричардс, Директор отдела маркетинга, Защита линий передач и шин, офис AREVA T&D's Стаффорд, Соединенное Королевство, Головной центр.

Денис Шатрефу, Технический директор AREVA T&D's Отдел высоковольтных датчиков и электроники, Монтруг, Париж, Франция.

Демиен Толомье, Директор отдела производства в Северной Америке и коммерческий директор, AREVA T&D Automation, офис в Монреале, Канада.

Фабрис Жиль, инженер по исследованиям и разработкам, офис AREVA T&D's, филиал Головного центра в Монпелье, Франция.

Иерархическая система противоаварийного управления ОЭС Сибири

**С.Г. АРЖАННИКОВ, А.С. ВТОРУШИН,
О.В. ЗАХАРКИН, Е.Ю. ИВАХНЕНКО
ЗАО «Институт автоматизации энергетических систем»
Д.С. ЛОЦМАН
ОДУ Сибири – Филиал ОАО «СО ЕЭС»**

**Россия
eyi@iaes.ru**

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Координирующая система противоаварийной автоматики, район управления, управляющие воздействия.

1. ВВЕДЕНИЕ

На основе результатов исследования условий устойчивости и взаимозависимостей режимов работы сечений схемы в ОЭС Сибири выделено 11 районов противоаварийного управления (ПАУ), которые должны контролироваться системой ПАУ ОЭС Сибири. Ввиду цепочечной структуры расположения районов противоаварийного управления в ОЭС Сибири возникла проблема организации взаимодействия их центров управления, связанная, прежде всего, с необходимостью передачи больших объемов доаварийной и аварийной информации и сигналов управления на значительные расстояния. Это послужило причиной создания координирующей многоуровневой системы противоаварийной автоматики (ПА) ОЭС Сибири.

Задачей координирующей системы противоаварийной автоматики (КСПА) является координация работы региональных (и локальных) систем ПА с целью повышения надёжности работы ОЭС Сибири, уточнения управляющих воздействий (УВ) ПА и увеличения эффективности использования пропускной способности межсистемных связей.

Кратко рассмотрим следующие функции КСПА:

- оценку текущего состояния ОЭС Сибири;
- формирование математической модели энергосистемы;
- определение эквивалентов энергорайона и их коррекция для текущего режима;
- расчёт УВ для районов управления;
- настройка районных центров управления.

2. СТРУКТУРА КСПА

Координирующая система ПАУ ОЭС Сибири включает следующие уровни управления:

- уровень энергообъединения (координирующая система ПА – КСПА);
- уровень района управления (региональная система ПА – РАДВ).

Структура каждого уровня в общем случае представляет совокупность взаимосвязанных и взаимодействующих устройств измерения доаварийной информации (включая средства передачи), выбора дозировки управляющих воздействий, пусковые и исполнительные органы.

На верхнем уровне иерархии функционирует координирующая система ПА, обеспечивающая оценку текущего состояния схемы и режима энергообъединения на основе данных ОИК ОДУ ОЭС Сибири, формирование математических моделей для выделенных районов управления и их передачу на нижний уровень, выбор дозировки УВ, настройку и координацию взаимодействия систем ПА нижнего уровня. Выбор дозировки УВ в КСПА для всех районов управления выполняется по алгоритму I-ДО в условиях подробной математической модели системы.

На нижнем уровне иерархии функционируют районные комплексы управления, обеспечивающие оценку текущего состояния схемы и режима контролируемого района управления на основе данных собственных систем сбора и передачи информации (ССПИ), а также выбор дозировки УВ на основе полученной информации. В настоящее время в состав координирующей системы ПА ОЭС Сибири включены три РАДВ с центрами управления на ПС Алтай, Итатская, Таврическая.

Выбор дозировки УВ в РАДВ в зависимости от развитости ССПИ может выполняться по алгоритму I-ДО (АДВ на ПС Итатская) или II-ДО (АДВ на ПС Алтай, Таврическая). Принципиально система управления задачами районных комплексов управления позволяет вести расчет по нескольким алгоритмам с последующим выбором УВ в соответствии с принятыми приоритетами. В случаях применения алгоритма I-ДО используются математические модели районов управления, сформированные в КСПА.

Таким образом, в данной иерархической структуре настройка РАДВ осуществляется устройством КСПА. Обмен информацией между КСПА и РАДВ осуществляется по специально выделенным каналам связи. При потере связи между устройствами верхнего и нижнего уровней, устройство РАДВ работает автономно на основе местной информации.

3. ОЦЕНКА ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ ОЭС СИБИРИ

Оценка текущего состояния (ОС) энергообъединения обеспечивает процессы формирования математических моделей для выделенных районов управления и выбора дозировки управляющих воздействий полной и достоверной информацией о текущем режиме работы электроэнергетической системы. Оценка состояния осуществляет первичную фильтрацию и достоверизацию полученных из ОИК ОДУ Сибири телеизмерений и телесигналов. Оценка состояния функционирует в соответствии с алгоритмом [1].

С учетом специфики работы КСПА, можно отметить следующие особенности алгоритма ОС:

- 1) Работа в реальном времени без вмешательства оператора.
- 2) Эффективная процедура фильтрации телеметрии и восстановления наблюдаемости ненаблюдаемых участков сети.
- 3) Алгоритм проверки достоверности оцененных режимов.

Использование результатов ОС для нужд противоаварийного управления и, соответственно значительное влияние возможных ошибок в оцененном режиме на объем выбираемых управляющих воздействий, потребовало разработки ряда процедур, позволяющих автоматически оценивать достоверность полученных режимов. Полученный в результате ОС режим подвергается проверке по ряду критериев:

- значение среднеквадратичного отклонения измеренных и расчетных значений режимных параметров;
- отсутствие грубых ошибок в телесигнализации;
- отсутствие значительных локальных отклонений между ТИ и расчетным значением для режимных параметров сети 500 кВ;
- контроль уровня напряжений в сети 500-220 кВ.

По результатам проверки принимается решение о допустимости использования режима для работы алгоритма I-До и алгоритма определения внешних эквивалентов энергорайона.

Результаты опытной эксплуатации КСПА позволяют говорить о высокой эффективности как работы блока оценивания состояния в целом, так и предложенных авторами процедур определения достоверности оцененных режимов.

4. ФОРМИРОВАНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Алгоритм по принципу I-ДО при выборе УВ использует математическую модель района управления в виде системы уравнений узловых напряжений, применяемую при расчете установившихся режимов. Такая математическая модель энергорайона содержит системообразующую сеть, источники и приемники электрической энергии в основных узлах, а также эквивалент шунтирующей сети более низкого напряжения и эквиваленты примыкающих энергосистем.

Задача формирования математической модели энергорайона разделена на следующие этапы:

1) Задание базовой информации о структуре и параметрах учитываемой сети, пусковых органах, местах приложения и ступенях управляющих воздействий. Параметры сети задаются в виде параметров схем замещения ее отдельных элементов (линий электропередач, трансформаторов и реакторов) и зависимостей мощностей генераторов и нагрузок узлов от напряжения и частоты.

2) Определение параметров внешних эквивалентов энергорайона.

3) Определение параметров внутренних эквивалентов энергорайона.

4) Уточнение состава включенного оборудования, значений мощностей генераторов и нагрузок в узлах расчетной схемы на основе данных системы телеизмерений района управления.

5) Определение параметров (дорасчет) текущего режима математической модели энергорайона.

Основные затруднения при решении задачи формирования математической модели энергорайона на уровне РАДВ вызваны ограниченными возможностями систем телеизмерений, используемых в районных центрах управления. Ввиду того, что в ОДУ Сибири имеется достаточно полная информация о режиме всей энергосистемы, поставляемая ОИК, задача формирования математических моделей энергорайонов решается на основе этой информации в координирующем центре управления.

В зависимости от уровня развития системы телеизмерений в районе управления в КСПА могут выполняться либо все этапы решения задачи формирования математической модели энергорайона, либо только некоторые из них. При слабом развитии этой системы формирование математической модели энергорайона осуществляется в КСПА, а в РАДВ производится лишь уточнение параметров текущего режима. При достаточно развитой системе телеизмерений (пример – ССПИ для АДВ на ПС Итатская) в КСПА производится только определение параметров внутренних и внешних эквивалентов энергорайона, а окончательное формирование математической модели осуществляется в РАДВ.

5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭКВИВАЛЕНТОВ ЭНЕРГОРАЙОНА И ИХ КОРРЕКЦИЯ ДЛЯ ТЕКУЩЕГО РЕЖИМА

Задача определения внешних эквивалентов энергорайона состоит из сворачивания полной схемы сети ОЭС Сибири до границ района управления и расчета параметров эквивалентов в граничных узлах. Для более быстрого решения первой части задачи используется алгоритм одновременной свертки схемы сети относительно граничных узлов всех районов управления [2]. Внешние эквиваленты энергорайонов представляются в виде задающих мощностей генераторов и нагрузок, коэффициентов их статических характеристик по частоте и напряжению, пределов по реактивной мощности эквивалентных генераторов и дополнительных шунтов на землю в граничных узлах энергорайона. Эквивалентирование схемных и режимных параметров сворачиваемого участка сети производится по алгоритму, описанному в [3]. Особенностью применяемой в алгоритме эквивалентирования методики является разложение задающих токов эквивалентруемых узлов на задающий ток генератора и задающий ток нагрузки, представленный в виде трех составляющих, которые соответствуют постоянству мощности, постоянству тока и постоянству проводимости. Дополнительные шунты в узлах пересчитываются в добавки к задающим токам, соответствующим постоянству проводимости. По напряжению узла составляющие задающих токов переводятся в составляющие задающих мощностей. Такой алгоритм эквивалентирования обеспечивает соответствие генераторной и нагрузочной мощности эквивалента суммарной генераторной и нагрузочной мощности узлов исключаемой части схемы.

Полученные для каждого района управления эквиваленты передаются по каналу связи из КСПА в центр управления энергорайона, где пристыковываются к схеме контролируемой сети энергорайона. Для более полного совпадения статических свойств эквивалентов и статических свойств замещаемой ими части схемы, алгоритм эквивалентирования обеспечивает сохранение в эквивалентах суммарных значений мощностей генераторов и потребителей, исключаемых узлов и определяет коэффициенты эквивалентных статических характеристик генераторов и нагрузок по частоте и напряжению.

Задача определения внутренних эквивалентов состоит в расчёте параметров эквивалента шунтирующей сети внутри энергорайона, которая не охвачена системой сбора данных РАДВ, но информация о состоянии и режиме работы которой имеется в ОИК. Решение этой задачи производится одновременно с определением внешних эквивалентов путем сворачивания шунтирующей сети энергорайона относительно внутренних узлов, входящих в состав его математической модели. Полученные в КСПА параметры внутренних эквивалентов также передаются в РАДВ. Быстродействие алгоритмов эквивалентирования позволяет проводить формирование математических моделей районов управления на каждом цикле расчета дозировки управляющих воздействий.

Корректировка полученных значений мощностей генераторов и нагрузок внешних и внутренних эквивалентов в граничных узлах осуществляется по данным телеизмерений текущего баланса мощностей в этих узлах, выполняемых системой сбора информации для АДВ района управления [4]. Необходимость корректировки внешних эквивалентов вызвана тем, что параметры текущего режима сети, при которых рассчитывается внешний эквивалент, не соответствуют параметрам режима, при котором внешний эквивалент пристыковывается к расчетной схеме района управления. В связи с этим появляется “временная” погрешность в параметрах внешних эквивалентов к расчётным схемам РУ. В результате этой погрешности нарушится баланс мощностей в узлах примыкания эквивалентов, что приведёт к искажению текущего режима системы, отображаемого на математической модели РУ. Существенные искажения текущего режима могут сопровождаться неправильной дозировкой управляющих воздействий, рассчитываемых в АДВ РУ. “Временная” погрешность в параметрах внешних эквивалентов может быть разделена на две составляющие: “схемная” погрешность, возникающая из-за изменений схемы сети в эквивалентированной части системы, и “режимная” погрешность, появляющаяся из-за изменения генерации и потребления в эквивалентированной части системы. Схемные изменения отражаются на параметрах, как эквивалентных узлов, так и эквивалентных связей. Режимные изменения отражаются на параметрах эквивалентных узлов. Серьезные изменения схемы сети эквивалентированной части системы вне цикла эквивалентирования маловероятны и учесть их невозможно. Поэтому приходится идти на сохранение параметров эквивалентных связей между циклами получения эквивалентов. Некоторая компенсация “схемной” погрешности может быть получена за счет коррекции параметров эквивалентных узлов, направленной на сохранение баланса мощностей в расчетной схеме района управления, соответствующего дорассчитанному текущему режиму. На основе такой коррекции одновременно может быть получена компенсация “режимной” погрешности.

6. РАСЧЕТ УПРАВЛЯЮЩИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ ДЛЯ РАЙОНОВ УПРАВЛЕНИЯ

Выбор УВ в КСПА осуществляется на основе алгоритма управления, реализующего принцип I-ДО, в условиях подробной математической модели системы. Расчетная схема энергосистемы содержит порядка 150 узлов и 250 связей напряжением 500–110 кВ. Степень детализации математической модели соответствует допущениям, обычно применяемым при анализе статической апериодической устойчивости сложных энергосистем (учитываются статические характеристики нагрузки по частоте и напряжению, моментно-скоростные характеристики турбин, условия регулирования напряжения на шинах генераторов).

Задачей алгоритма I-ДО, входящего в состав технологических алгоритмов КСПА, является проверка устойчивости послеаварийных режимов системы, рассчитанных в условиях ее математической модели при заданном наборе аварийных ситуаций, и выбор оптимальных управляющих воздействий, обеспечивающих ввод режимов в допустимую область. Решение этой задачи осуществляется на осно-

ве итерационного решения расширенной системы уравнений предельных режимов, включающей в себя уравнения установившегося режима и уравнения границы области возможных режимов работы системы [5].

Работа алгоритма I-ДО предусматривает три этапа:

- определение показателя запаса статической устойчивости в текущем установившемся режиме;
- определение показателя запаса статической устойчивости в послеаварийном режиме, соответствующем срабатыванию одного из пусковых органов;
- выбор управляющих воздействий, если показатель запаса статической устойчивости послеаварийного режима ниже заданного.

Второй и третий этапы алгоритма выполняются в цикле для всех пусковых органов.

Управляющее устройство при выборе УВ решает следующие задачи:

1. Определение необходимости ввода УВ для каждой из расчетных аварий (пусковых органов – ПО) в условиях сложившейся схемно-режимной ситуации.

2. Выбор наиболее слабой части системы.

3. Выбор наиболее эффективного вида управления.

4. Выбор наиболее эффективного места приложения УВ данного вида.

5. Выбор достаточной для сохранения устойчивости ступени управления.

Решение этих задач проводится на основе следующего алгоритма [6].

Определение коэффициента запаса устойчивости. Первая задача состоит в определении коэффициента запаса устойчивости рассматриваемого послеаварийного режима. Если коэффициент запаса меньше допустимого (или послеаварийный режим не существует), то необходим ввод управляющих воздействий. Данная задача решается с помощью метода определения предельных режимов, предложенного ЗАО «ИАЭС» [5]. Этот метод основан на совместном решении уравнений установившегося режима (УУР) подробной математической модели электроэнергетической системы и уравнений границы области предельных режимов в форме произведения транспонированной матрицы Якоби УУР на собственный вектор этой матрицы, отвечающий нулевому собственному значению. В качестве одной из переменных совокупной системы уравнений выступает коэффициент напряженности режима k_n , связанный с коэффициентом запаса устойчивости соотношением $k_n = 1 - k_{зус}$.

Выбор слабой части системы. Разработанный алгоритм реализует известное для простейших систем положение об эффективности ОГ в передающей системе более слабой по мощности, чем приемная система, и эффективности ОН в приемной системе, более слабой по мощности, чем передающая система [7].

При выборе УВ полная расчетная схема сети сворачивается относительно узлов примыкания аварийно отключаемых связей – «аварийных узлов». Таких узлов может быть два, если отключается одна связь, или несколько, если одновременно отключаются две (или более) связи, имеющие разные узлы примыкания. Сворачивание схемы сети осуществляется по алгоритму эквивалентирования, описанному в [3]. При сворачивании схемы сети используются исходные параметры аварийных связей.

После эквивалентирования схемы сети каждый из аварийных узлов содержит эквивалентный генератор и эквивалентную нагрузку, соответствующие доаварийному режиму. Все аварийные узлы ранжируются в порядке возрастания мощности эквивалентного генератора. В качестве наиболее слабой части системы выбирается аварийный узел, имеющий наименьшую мощность эквивалентного генератора.

Выбор эффективного вида управления. Требуемый для обеспечения необходимого запаса устойчивости системы в послеаварийном режиме вид УВ (ОГ или ОН) определяется по направлению перетока мощности по сечению между наиболее слабым аварийным узлом и остальными аварийными узлами. При направлении перетока от слабого узла в слабой части системы необходимо произвести ОГ, при направлении перетока к слабому узлу в слабой части системы необходимо произвести ОН.

Выбор эффективного места приложения УВ. Возможные места приложения УВ каждого вида определены заранее и соответствуют «управляемым узлам». Каждый управляемый узел может быть связан через сеть с любым из аварийных узлов. Степень близости управляемого узла к любому из аварийных узлов характеризуется величиной эквивалентного реактивного сопротивления между этими узлами. Для определения этих сопротивлений производится сворачивание полной схемы сети к

эквивалентам в виде пары узлов «управляемый узел — аварийный узел» при использовании алгоритма эквивалентирования [3]. Аварийные связи в этом случае при сворачивании схемы сети отключены, и эквивалентное сопротивление между парами узлов определяется по параметрам шунтирующей сети. После определения реактивных сопротивлений между аварийным узлом и управляемыми узлами, для аварийного узла составляются списки управляемых узлов (по эффективному для аварийного узла виду УВ). Номера управляемых узлов в списке располагаются в порядке увеличения реактивного сопротивления между аварийным и управляемыми узлами.

Выбор необходимых ступеней управления. Выбор УВ начинается с ввода первой ступени управления требуемого вида в наиболее близком к слабой части системы управляемом узле. Если по данным оценки параметров текущего режима ввод ступени УВ заданной мощности невозможен (отключены генераторы или снижена нагрузка), ввод ступени УВ осуществляется в следующем по списку управляемом узле. Если требуемый для аварийного узла вид УВ отсутствует, то выбор вида и ступени УВ проводится для следующего по рангу аварийного узла.

После выбора ступени УВ производится расчет послеаварийного режима и определяется коэффициент напряженности k_n . Если коэффициент напряженности меньше нормативного значения, то расчет УВ для рассматриваемого ПО заканчивается. Если коэффициент напряженности больше нормативного значения, то выполняется выбор следующей ступени управления.

При выборе УВ контролируется возникший от ввода управления небаланс мощности в системе. Если при вводе очередной ступени УВ этот небаланс превышает допустимое значение, то осуществляется балансировка режима за счет ввода управления противоположного знака в аварийном узле, расположенном на другом конце аварийной связи.

7. НАСТРОЙКА РАЙОННЫХ ЦЕНТРОВ УПРАВЛЕНИЯ

Первым этапом настройки районных центров управления является расчет УВ для всех ПО районов управления.

Алгоритм работы КСПА по настройке РАДВ включает в себя следующее:

- 1) Выбор района управления, для которого осуществляется настройка РАВД, заданных пусковых органов и располагаемых мест приложения и ступеней управляющих воздействий;
- 2) Расчет дозировки УВ;
- 3) Передача выбранных управлений по каналу связи в центр управления энергорайона.

При расчете дозировки УВ для пусковых органов конкретного района управления учитываются места приложения и ступени УВ, имеющиеся в пределах этого района. Если собственных ресурсов управления энергорайона недостаточно для сохранения устойчивости, то привлекаются ресурсы соседних районов.

При функционировании КСПА и каналов связи приоритет отдается дозировкам, полученным в КСПА, а на дозировки, полученные в РАДВ, возлагаются резервные функции. Периодически со стороны КСПА производится контроль дозировок, выбранных в РАДВ.

8. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Координирующая система ПА установлена в ОДУ Сибири и в конце 2008 года запущена в опытную эксплуатацию. В состав технологического программного обеспечения КСПА входит алгоритм выбора УВ, время цикла которого для 40 ПО составляет 30 секунд.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Вторушин А.С., Грунин О.М. Оценивание состояния электроэнергетической системы в задачах противоаварийной автоматики // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. — Новосибирск: Изд-во ФГОУ ВПО «НГАВТ», 2009. №1.

- [2] Захаркин О.В., Ивахненко Е.Ю. Алгоритмы получения эквивалентов для районов управления в КСПА // Технологии управления режимами энергосистем XXI века. Сб. докладов Всерос. науч.-практ. конф. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2006. – С. 135-141.
- [3] Захаркин О.В., Ивахненко Е.Ю. Особенности эквивалентирования электрической схемы ЭЭС при формировании математических моделей районов управления // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – Новосибирск: Изд-во ФГОУ ВПО «НГАВТ», 2009. № 1.
- [4] Захаркин О.В., Ивахненко Е.Ю. Коррекция параметров внешних эквивалентов расчётной схемы по данным текущего режима ЭЭС // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – Новосибирск: Изд-во ФГОУ ВПО «НГАВТ», 2009. № 1.
- [5] Аржанников С.Г., Захаркин О.В., Петров А.М. Оценка запаса устойчивости установившегося режима ЭС и выбор управлений для его ввода в допустимую область // Электрон. журн. «Новое в российской электроэнергетике», 2005, № 5.
- [6] Аржанников С.Г., Захаркин О.В., Ивахненко Е.Ю., Лоцман Д.С. Алгоритм определения вида, места приложения и ступеней управляющих воздействий для централизованной системы ПА // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – Новосибирск: Изд-во ФГОУ ВПО «НГАВТ», 2009. № 1.
- [7] Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. – М.: Энергоавтомиздат, 1990. – 392 с.

Противоаварийная автоматика энергосистем, современные технические решения. Стандарт IEC 61850 и его влияние на функции релейной защиты и противоаварийной автоматики

**О.С. БОРОДИН, П.А. КОПЫЛОВ, Ю.В. ИВАНОВ,
А.Е. ЛЕСНОВ, К.И. АПРОСИН
ООО «ПРОСОФТ-СИСТЕМЫ»**

**Российская Федерация
ivanov@prosoftsystems.ru**

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Стандарт IEC 61850, intelligent electronic device (IED), функции релейной защиты и противоаварийной автоматики.

1. ВВЕДЕНИЕ

В последние годы в отечественной энергетике все большее распространение получает коммуникационный стандарт IEC 61850. Публикуется большое количество статей на эту тему, проводятся конференции и семинары. Немало и практических реализаций, использующих стандарт IEC 61850 в отечественной энергетике. Такое внимание связано с тем, что стандарт IEC 61850 действительно предоставляет большие возможности в области разработки устройств, инжиниринга и эксплуатации.

Публикации на тему внедрения стандарта IEC 61850, а так же материалы различных конференций и круглых столов поднимают довольно широкий круг вопросов связанных с внедрением стандарта IEC 61850. Выделим главные темы обсуждений:

- общие проблемы внедрения
- технические решения по построению технологической вычислительной сети и ее резервирования
- экономический эффект от внедрения стандарта
- увеличение надежности ввода и обмена информации между устройствами
- возможность объединения в единую информационную среду устройств различных производителей.

В этой связи хотелось бы заметить, что при всем многообразии поднимаемых вопросов за рамками обсуждения оказывается один из важных моментов, а именно – как повлияет внедрение стандарта IEC 61850 непосредственно на алгоритмы, реализующие функции релейной защиты и противоаварийной автоматики? В данной статье рассматривается возможное развитие собственно функций релейной защиты и противоаварийной автоматики в связи с внедрением стандарта IEC 61850 и теми возможностями, которые он предоставляет.

2. СТАНДАРТ IEC 61850 И НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ В ОБЛАСТИ РАЗРАБОТКИ АЛГОРИТМОВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ

Предполагая, что стандарт IEC 61850 со временем найдет самое широкое применение в отечественной энергетике, выясним, какие новые возможности появятся в области разработки алгоритмов реализующих функции релейной защиты и противоаварийной автоматики.

Выделим два аспекта, являющихся результатом широкого внедрения стандарта IEC 61850.

Аспект 1: информационная совместимость микропроцессорных устройств (IED) различных производителей.

В ближайшем будущем устройства различных производителей смогут обмениваться данными, из чего следует, что одно отдельно взятое микропроцессорное устройство будет иметь возможность увеличить спектр своих входных данных. То есть микропроцессорное устройство становится независимым от собственных физических каналов ввода аналоговой и дискретной информации. В настоящее время, ограниченное число собственных физических каналов ввода аналоговой и дискретной информации микропроцессорного устройства является основным фактором, сужающим возможности при разработке алгоритмов релейной защиты и противоаварийной автоматики. Увеличение спектра входных данных ведет к тому, что на микропроцессорном устройстве можно реализовать более сложные и надежные алгоритмы. Однако увеличение спектра входных данных ничего не дает, если при этом не обеспечена их своевременность.

Аспект 2: наличие инструмента GOOSE – сообщений.

В стандарте IEC 61850 определен протокол GOOSE – сообщений (IEC 61850-8-1), как протокол высокоскоростного обмена данными между устройствами. Результаты испытаний различных реализаций протокола GOOSE – сообщений, существующих на данный момент, дают времена прохождения сигнала от устройства к устройству в диапазоне от 1 мс до 4 мс. Этого вполне достаточно для организации обмена данными между устройствами в режиме реального времени.

Принимая во внимание два вышеуказанных аспекта, и допуская, что микропроцессорные устройства располагают достаточной вычислительной мощностью, приходим к выводу - в ближайшем будущем появляются реальные возможности для развития функций релейной защиты и противоаварийной автоматики.

Остановимся на двух главных направлениях развития функций релейной защиты и противоаварийной автоматики:

- разработка новых функций
- упрощение реализации уже существующих функций.

Рассмотрим практическое применение предоставляемых стандартом IEC 61850 возможностей на примере некоторых функций.

2.1. Функция дифференциальной защиты шин (ДЗШ)

В классической реализации функция ДЗШ выполняется на отдельной панели, в которую заводятся токи всех присоединений данной системы шин.

Предлагаемая реализация функции ДЗШ с учетом возможностей стандарта IEC 61850 приведена на **Рис. 1**.

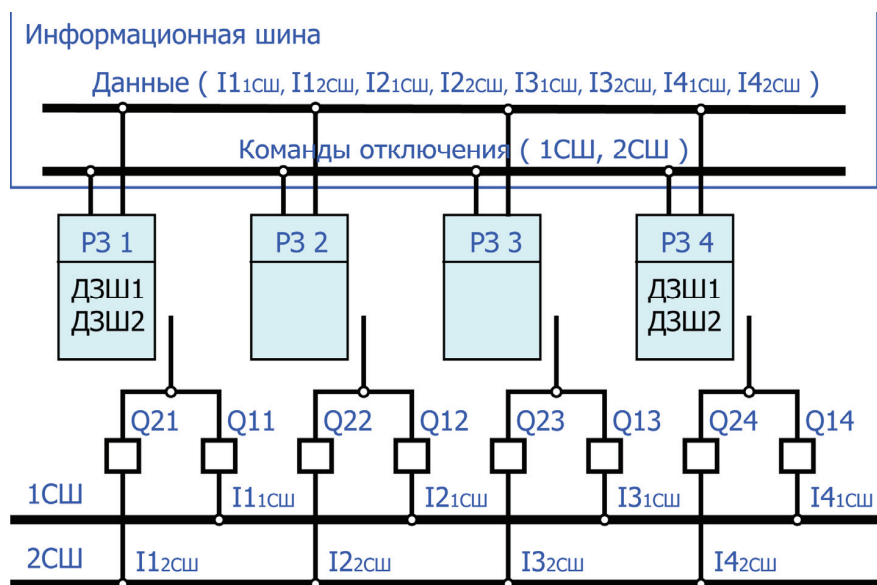


Рис. 1: Реализации функции ДЗШ с использованием стандарта IEC 61850

РЗ 1, РЗ 2, РЗ 3, РЗ 4 – панели линейных защит, микропроцессорные с поддержкой стандарта 61850.

$I_{11сш}, I_{12сш}, I_{21сш}, I_{22сш}, I_{31сш}, I_{32сш}, I_{41сш}, I_{42сш}$ – трехфазные токи первой системы шин.

$I_{12сш}, I_{22сш}, I_{32сш}, I_{42сш}$ – трехфазные токи второй системы шин

Алгоритм ДЗШ реализуется шкафом линейных защит. Шкаф линейных защит должен быть оборудован вычислительным устройством достаточной мощности для выполнения функций линейных защит и ДЗШ двух систем шин, и поддерживать стандарт 61850.

Микропроцессорное устройство шкафа линейных защит принимает посредством GOOSE – сообщений значения токов остальных присоединений, выполняет алгоритм ДЗШ и выдает (так же посредством GOOSE – сообщений) сигналы на отключение выключателей поврежденной системы шин. Оперативный ток на электромагнитные отключения подает соответствующий шкаф линейных защит.

Функция ДЗШ должна быть реализована только на двух шкафах линейных защит (исходя из условий резервирования), на каждом из шкафов должна быть реализована функция ДЗШ первой и второй системы шин.

Предложенная схема позволяет избавиться от отдельного шкафа ДЗШ и упростить цепи управления выключателем – теперь сигнал на отключение выдает только шкаф линейных защит.

Отметим, что в данной схеме сигнал УРОВ также подается на каждый из шкафов линейных защит посредством GOOSE – сообщений.

2.2. Функция дифференциальной защиты трехобмоточного трансформатора (ДЗТ)

В настоящее время функция ДЗТ трансформатора выполняется в шкафу, в который заводятся токи всех сторон трансформатора. При наличии обходной системы шин (ОСШ) переключение на токи обходного выключателя (ОВ) производится при помощи испытательных блоков.

Предлагаемая реализация функции ДЗТ с учетом возможностей стандарта IEC 61850 приведена на **Рис. 2**.

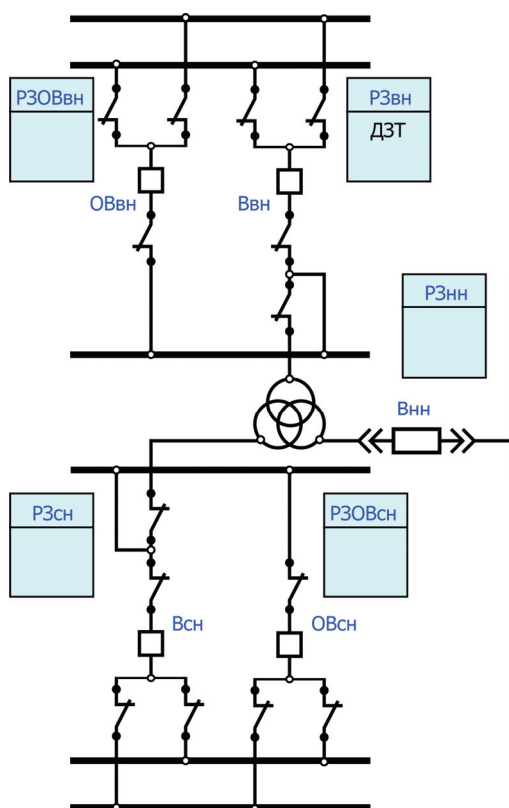


Рис. 2: Реализация функции ДЗТ с использованием стандарта IEC 61850

Используя стандарт IEC 61850, функция ДЗТ трехобмоточного трансформатора может быть реализована в шкафу присоединения трансформатора со стороны высокого напряжения. В этом же шкафу находятся резервные защиты трансформатора (дистанционная защита или МТЗ). Замеры тока средней стороны берутся со шкафа присоединения средней стороны трансформатора посредством GOOSE – сообщений, замеры тока по низкой стороне трансформатора берутся с защит ввода шин б (10) кВ так же посредством GOOSE – сообщений. В случае использования на высоком или среднем напряжении схем с ОСШ токи ОВ могут браться со шкафа защит ОВ посредством GOOSE – сообщений, переключение между токами своего и обходного выключателей происходит на логическом уровне (алгоритмически).

Алгоритм ДЗТ при этом разбивается на две части:

- непосредственно алгоритм дифференциальной защиты, сравнивающий три трехфазных тока.
- входной алгоритм, который выбирает нужные токи из набора сигналов, получаемых по вычислительной сети.

Устройство с функцией ДЗТ трехобмоточного трансформатора получает по вычислительной сети следующие вектора:

- токи фаз своего выключателя среднего напряжения.
- токи фаз обходного выключателя среднего напряжения.
- токи фаз выключателя низкого напряжения.
- токи фаз обходного выключателя высокого напряжения.

В этом случае шкаф, в котором установлена функция ДЗТ, непосредственно измеряет только токи своего выключателя высокой стороны.

Переключение между токами своего и обходного выключателей может производиться ключом или автоматически, на основе информации о блок – контактах разъединителей.

Кроме этого факт перевода присоединения трансформатора на работу через ОВ может быть установлен на основе анализа токов трансформатора. Векторная сумма токов всех сторон трансформатора в нормальном режиме равна нулю. При переводе трансформатора со «своего» выключателя на ОВ в какой-то момент времени векторы токов этих выключателей становятся равны друг другу (т.к. выключатели включены параллельно). Эта ситуация может быть легко зафиксирована, т.к. в ней векторная сумма токов сторон трансформатора станет равной нулю, только если к ней добавить ток обходного выключателя. Такое сравнение может быть произведено автоматически, на основе его результатов можно сделать вывод о переводе присоединения трансформатора на работу через ОВ. При этом не требуется участие оперативного персонала, а алгоритм автоматического переключения не использует ненадежные сигналы состояния блок – контактов разъединителей.

Схема реализации функции ДЗТ на основе передачи замеров и команд по вычислительной сети позволяет сократить количество токовых цепей (каждый шкаф измеряет токи только своего присоединения) и реализовать надежный автоматический перевод функции ДЗТ в состояние работы через ОВ.

2.3. Дифференциальные защиты главной схемы блока

Традиционная реализация защиты главной схемы блока электростанции предусматривает наличие трех комплектов защит: защит генератора, защит блочного трансформатора и защит блока. Трансформатор собственных нужд (ТСН) также имеет свой комплект защит. Данная схема имеет существенный недостаток - наличие протяженных связей между устройствами расположенными в машинном зале и на открытом распределительном устройстве (ОРУ). Причем на ОРУ приходится заводить не только цепи дискретных сигналов, но и токовые цепи генератора которые необходимы для работы дифференциальной защиты блока.

Предлагаемая реализация защиты главной схемы блока с учетом возможностей стандарта IEC 61850 приведена на **Рис. 3**.

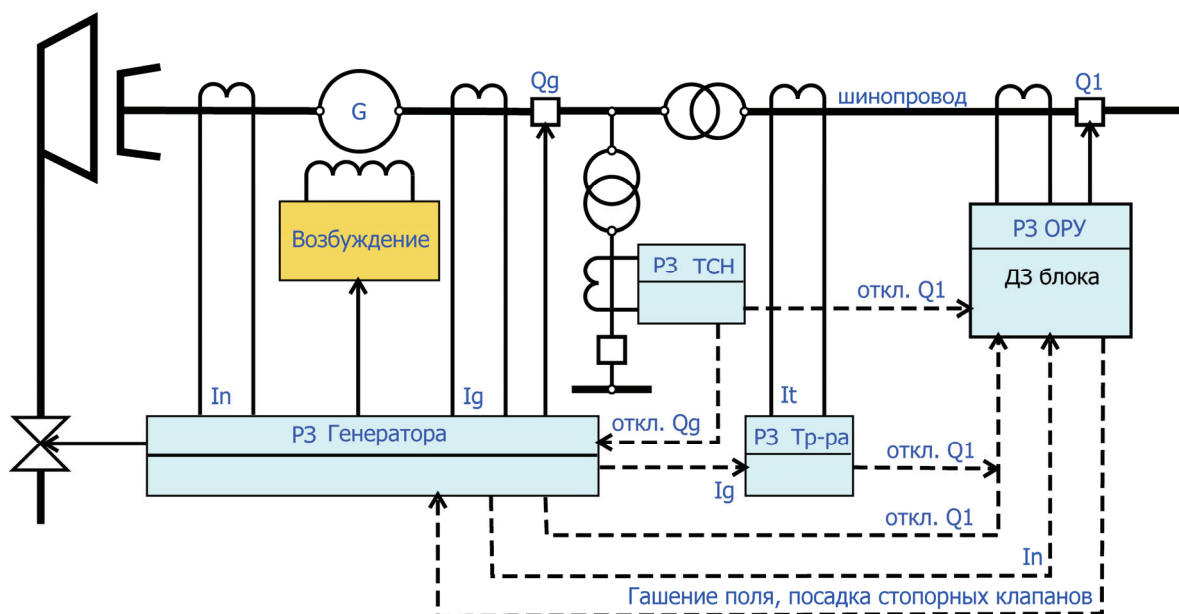


Рис. 3: Реализации защиты главной схемы блока с использованием стандарта IEC 61850

Пунктиром обозначены сигналы, передаваемые по вычислительной сети

Используя стандарт IEC 61850, токи нейтрали генератора и ТСН могут быть переданы на панель дифференциальной защиты блока по вычислительной сети посредством GOOSE – сообщений. В этом случае замер тока генератора может осуществлять защита генератора (как показано на **Рис. 3**) либо

отдельная панель дистанционной защиты блока (подключенная к токам нейтрали генератора и напряжениям его выводов). Если дифференциальная защита блока использует замер тока нейтрали из панели генераторных защит, то должно быть предусмотрено дублирование генераторных защит, для того чтобы отказ генераторной защиты не привел к отказу защиты блока. Команда на гашение поля при отключении от дифференциальной защиты блока передается так же по вычислительной сети, как и замеры токов нейтрали генератора и реализуется той же защитой, которая произвела эти замеры.

Сигнал отключения присоединения блока на ОРУ от защит генератора и блочного трансформатора так же может передаваться по вычислительной сети для непосредственного отключения высоковольтных выключателей от панели дифференциальной защиты блока. Для надежной работы такой схемы должен существовать механизм резервного отключения блока с помощью гашения поля генератора с последующим отключением выключателя нагрузки установленного на генераторном напряжении. Такой механизм отключения блока необходим для резервирования отказа канала связи между ОРУ и машинным залом.

Предложенная схема позволит избавиться от токовых цепей генератора на ОРУ и упростит конструкцию панелей защит блока.

3. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Из приведенных примеров видно, что с точки зрения физических принципов выявления замыкания не имеет значения способ передачи тока в алгоритм дифференциальной защиты. Поэтому селективность и чувствительность дифференциальных защит не изменится от применения передачи токов по стандарту IEC 61850.

С другой стороны, приведенные схемы дифференциальных защит с передачей тока по вычислительной сети обладают хорошей масштабируемостью, т.е. не зависят от количества контролируемых присоединений. Это особенно важно для ДЗШ. Второе существенное преимущество схем с цифровой передачей токов дифференциальной защиты – отсутствие отстройки от нагрузочного тока. При потере замера тока принимаемого по цифровому каналу связи появляется сигнал отказа канала. При появлении этого сигнала действие защиты может быть заблокировано (с одновременным ускорением резервных защит).

Таким образом, как видно из вышесказанного, внедрение стандарта IEC 61850 предоставляет большие практические возможности, как для усовершенствований существующих, так и для создания новых, более сложных функций, что приведет к увеличению надежности при снижении стоимости системы релейной защиты и противоаварийной автоматики в целом.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Атабеков Г.И. Теоретические основы релейной защиты высоковольтных сетей – М.–Л: Госэнергоиздат, 1957.
- [2] Федосеев А.М. Релейная защита электрических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1984.
- [3] IEC 61850. Part 8-1: Specific Communication Service Mapping (SCSM) – Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3.

Методы повышения точности измерительной части микропроцессорных РЗА

В.К. ВАНИН, М.Г. ПОПОВ

**ГОУ ВПО Санкт-Петербургский государственный
политехнический университет**

А.В. МОКЕЕВ

**ГОУ ВПО Архангельский государственный технический
университет**

Россия

PopovMG@eef.spbstu.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Релейная защита и автоматика, микропроцессорная система, измерительная часть РЗА, совершенствование микропроцессорных средств РЗА, быстродействующие методы подавления апериодической составляющей.

1. ВВЕДЕНИЕ

В докладе рассматривается современный метод уменьшения влияния свободных (в первую очередь апериодических) составляющих переходного процесса на точность обработки измерительной информации в микропроцессорных средствах релейной защиты и автоматики, контроля, диагностики и управления.

Представлен алгоритм цифровой реализации одного из методов быстродействующей измерительной системы микропроцессорных средств релейной защиты и автоматики. Выполнена оценка быстродействия и показателей точности восстановления контролируемых сигналов МП РЗА. Установлено, что предлагаемый способ цифровой фильтрации можно отнести к классу методов нестационарной фильтрации.

2. БЫСТРОДЕЙСТВУЮЩИЙ МЕТОД ЦИФРОВОЙ ФИЛЬТРАЦИИ СВОБОДНЫХ СОСТАВЛЯЮЩИХ ПЕРЕХОДНОГО ПРОЦЕССА

2.1. Общая постановка задачи фильтрации входных сигналов

В подавляющем большинстве современных микропроцессорных устройств защиты в качестве полезной информации используются сигналы тока и напряжения промышленной частоты [1]. В то же время в энергетических системах при нормальных и аварийных режимах и в самих устройствах противоаварийной автоматики происходят искажения сигналов, которые вызываются нелинейными параметрами оборудования, нестационарностью протекаемых процессов и различными помехами. В целом измерительный процесс защиты является случайным. Повышение точности и, следовательно, достоверности контроля режимов достигается применением различных фильтров.

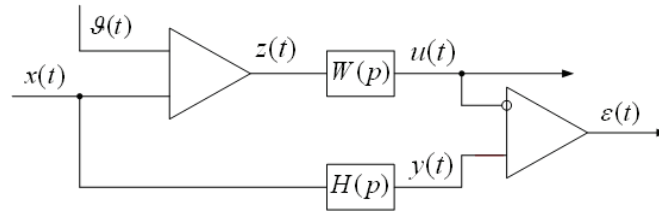


Рис. 1: Структурная схема стационарной фильтрации

Традиционно задача фильтрации (сглаживания) состоит в отделении полезного сигнала от аддитивной помехи измерения и подавлении последней. Часто, кроме задачи воспроизведения полезного сигнала, дополнительно решаются задачи запаздывания, упреждения и др. Эти задачи фильтрации соответствуют структурной схеме рис. 1 для стационарного случая.

Входной сигнал $x(t)$ обрабатывается динамической системой с передаточной функцией $W(p)$ при наличии аддитивной случайной помехи $\vartheta(t)$. Тогда результирующий сигнал, действующий на входе,

$$z(t) = x(t) + \vartheta(t) \quad (1)$$

Когда помеха отсутствует, $W(p)$ должна соответствовать идеальному оператору преобразования $H(p)$, согласно которому воспроизводится сигнал

$$y(t) = H(p)x(t) \quad (2)$$

где $p = d/dt$ – символ дифференцирования при рассмотрении процессов во временной области или $p = c + j\omega$ при рассмотрении процессов в частотной области.

В зависимости от вида оператора решаются задачи воспроизведения $H(p) = 1$, запаздывания $H(p) = e^{-pt}$, упреждения $H(p) = e^{pt}$, дифференцирования и др.

Наличие различного рода помех $\vartheta(t)$ и динамической ошибки системы приводит к тому, что идеальная функция преобразования не может быть реализована. Поэтому выходной сигнал $u(t)$ будет отличаться от воспроизводимого сигнала $y(t)$, а случайная ошибка преобразования (мгновенное значение) определяется как:

$$\varepsilon(t) = y(t) - u(t) \quad (3)$$

Задача синтеза фильтра состоит в том, чтобы найти такую физически реализуемую оптимальную передаточную функцию $W_{opt}(p)$ или импульсную характеристику $h_{opt}(p)$, при которой ошибка фильтрации минимально возможная. При такой формулировке задача фильтрации еще не определена. Определенность и однозначность решения задачи достигается выбором критерия оптимальности, за который принимается условие минимума средней квадратической ошибки или просто среднего значения квадрата ошибки:

$$\overline{\varepsilon^2} = \overline{\{y(t) - u(t)\}^2} = \min \quad (4)$$

Аналогично представляется задача нестационарной фильтрации, когда отыскивается, в общем, многомерная нестационарная линейная динамическая система. На основе концепции пространства состояний входной сигнал этой системы представляется r -мерным вектором наблюдения $z(t)$, фильтр вырабатывает оптимальную оценку $u(t)$ n -мерного вектора состояния $x(t)$. При этом ошибка фильтрации $\varepsilon(t)$ представляет собой векторную функцию. Минимум среднего значения квадрата ошибки принимается также в качестве критерия оптимальности. Использование такого классического под-

хода построения фильтров в технике релейной защиты возможно, если входные переменные МП РЗА могут быть представлены в виде (1). Качественное доказательство приемлемости такого представления состоит в следующем.

Наибольшие искажения сигналов возникают при нестационарных процессах, обусловленных короткими замыканиями и другими повреждениями. Используя методы расчета, основанные на операционном исчислении, результирующий процесс можно представить в виде суммы отдельных периодических и свободных (апериодических) и затухающих колебательных составляющих [1].

При искажениях, вызванных нелинейными параметрами оборудования, процесс представляется рядом Фурье. В остальных случаях, когда искажения обуславливаются сопутствующими наводками при передаче и преобразовании сигналов, помехи в основном носят аддитивный характер.

2.2. Быстродействующий метод фильтрации свободных составляющих переходного процесса с повышенной точностью

Рассмотрим задачу восстановления установившихся значений токов и напряжений после какого-либо возмущения режима работы электроэнергетической системы, обусловленного, например, коротким замыканием на линии электропередачи. В силу ранее представленных рассуждений об аддитивности помехи общий сигнал представим следующим выражением:

$$z(t) = X_m \cdot \cos(\omega \cdot t + \varphi) + Y_m \cdot e^{-\beta t} \quad (5)$$

где X_m , Y_m , φ , β – независимые случайные величины.

При этом мгновенное значение дискретизированного (подвергнутого аналогово-цифровому преобразованию) входного сигнала $z(t)$ зависит от характеристик АЦП (разрядность, опорное напряжение), а также от коэффициентов передачи первичных и вторичных преобразователей аналоговых сигналов. Дальнейшая обработка дискретных отсчетов (мгновенных значений) входного сигнала $z(t)$ выполняется с привлечением соответствующего прикладного программного обеспечения.

Здесь, не касаясь тонкостей разработки упомянутого программного обеспечения, укажем, что алгоритм метода цифровой фильтрации [2] свободных составляющих переходного процесса описывается выражением:

$$\underline{u}(t) = z(t - \tau/2) - 1/\tau \int_{-\tau/2}^{\tau/2} z(t) dt \quad (6)$$

где $z(t)$, $\underline{u}(t)$ – входной и выходной дискретизированный сигналы; τ – постоянная времени, принимаемая равной периоду колебаний промышленной частоты T_0 .

Дискретная форма записи выражения (6) при условии равномерной дискретизации (постоянной частоте) опроса АЦП имеет вид:

$$\underline{u}_k = z_k - \frac{\sum_{m=k-N/2}^{k+N/2} z_m}{N} \quad (7)$$

где N – количество отсчетов (точек) опроса АЦП на период промышленной частоты; k – текущий отсчет выходного дискретизированного сигнала с идеальным запаздыванием, равным $N/2$.

Физический смысл выражений (6,7) состоит в последовательном выполнении следующих арифметико-логических операций:

- определение интеграла на конечном интервале с использованием явного метода численного интегрирования;
- нахождение среднего значения входного дискретизированного сигнала z за период интегрирования τ ;
- вычисление мгновенного значения восстановленного u_k сигнала как разность между мгновенным значением входного сигнала z_k (определяемым в момент времени $t_k = t - \tau/2$) и полученным средним значением.

Также отметим, поскольку целью настоящего исследования является анализ качественных показателей предлагаемого метода цифровой фильтрации, дополнительное влияние инструментальных погрешностей (помех), обусловленных характеристиками АЦП, датчиков и измерительных трансформаторов, не учитывается.

Оценка качества цифровой фильтрации осуществляется в результате контроля мгновенного значения погрешности (3) и максимального интервала времени (запаздывания), в котором погрешность имеет величину выше предельно допустимой (5%). При этом осуществлялась широкая вариация начального угла полезного сигнала $\varphi = 0..180$ градусов, амплитуды $Y_m = -2..2$ о.е. и декремента затухания $\beta = 0..1000$ с⁻¹ помехи при фиксированном значении амплитуды ($X_m = 1$ о.е.) полезного сигнала (см. рис. 2, 3).

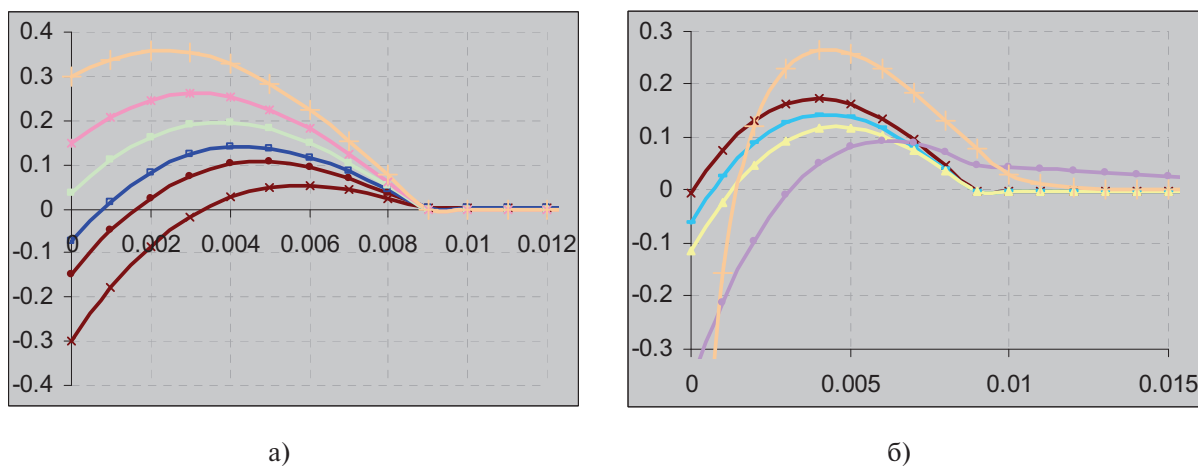


Рис. 2: Мгновенная погрешность при изменении амплитуды (а) и декремента затухания (б) помехи

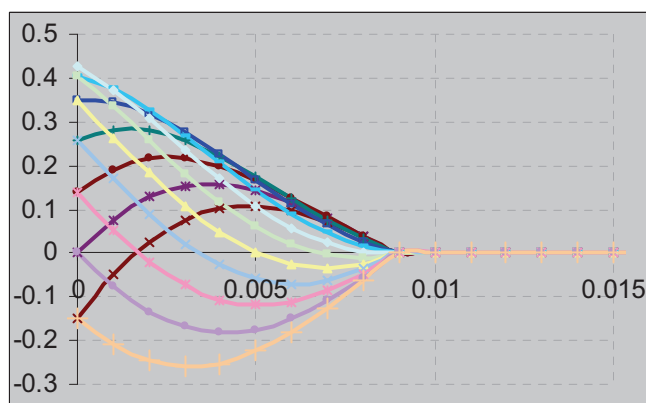


Рис. 3: Изменение мгновенной погрешности при изменении начального угла полезного сигнала

Анализ представленных на рис. 2, 3 характеристик мгновенной погрешности позволяет сделать вывод о достаточно высоком быстродействии (около 10 мс) подавления свободных составляющих переходного процесса. Во всех расчетных и нерасчетных случаях по истечении интервала времени,

Москва, 7–10 сентября 2009 г.

не более 10 мс, величина мгновенной погрешности составляла не более 5%. Кроме этого, следует также отметить и относительно низкую чувствительность фильтра к изменению как амплитуды, так и декремента затухания сигнала помехи.

3. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Учитывая характер процесса фильтрации предлагаемое цифровое устройство можно отнести к нестационарным фильтрам. При этом обеспечивается повышенное быстродействие восстановления контролируемого сигнала с улучшенными показателями точности.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Ванин В.К., Павлов Г.М. Релейная защита на элементах вычислительной техники. – 2 изд., перераб. и доп. – Л.: Энергоиздат, 1991, – 336 с.
- [2] Ванин В.К., Попов М.Г. Элементы автоматических устройств. Программирование микропроцессорных систем релейной защиты и автоматики. (учеб. пособие). СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2007. 108 с., ил. и табл.

Простой метод тестирования реле дифференциальной защиты трансформаторов

Z. GAJIĆ, ABB AB, SA Products, Швеция, zoran.gajic@se.abb.com
A. BONETTI, Megger Sweden AB, Швеция, andrea.bonetti@megger.com

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Дифференциальная защита трансформатора, Тестирование реле, Симметричные составляющие.

1. ВВЕДЕНИЕ

Дифференциальная защита силовых трансформаторов применяется на протяжении десятилетий. В основе этой защиты лежит принцип равенства ампер-витков всех обмоток, установленных на общем магнитопроводе. Для правильного применения дифференциальной защиты трансформатора необходимо обеспечить следующие условия:

- Привести к единому базису по величине (сбалансировать по величине) токи, измеренные и сравниваемые на разных сторонах защищенного трансформатора;
- Сбалансировать по фазе токи, измеренные и сравниваемые на разных сторонах защищенного трансформатора;
- Скомпенсировать (т.е. исключить, если необходимо) ток нулевой последовательности.

Современные цифровые реле дифференциальной защиты трансформаторов позволяют обеспечить все указанные выше условия при помощи встроенного программного обеспечения. Поэтому довольно сложно протестировать цифровое реле дифференциальной защиты трансформатора путем подачи величин во вторичные цепи для того, чтобы убедиться в правильности задания уставок защиты трансформатора в каждом конкретном случае. В данной работе рассматриваются указанные проблемы. Также предложены стандартные решения по тестированию дифференциальной защиты трансформаторов различных производителей путем подачи токов ее во вторичные цепи. В основе метода лежит теория симметричных составляющих, применяемая к защите трехфазных силовых трансформаторов. Данный метод можно легко реализовать при помощи специальной испытательной установки реле защиты [14], чтобы упростить задачу специалисту по испытаниям. Чтобы лучше понять представленные методы тестирования, необходимо вспомнить основы теории.

2. ТЕОРИЯ СИММЕТРИЧНЫХ СОСТАВЛЯЮЩИХ

Суть метода симметричных составляющих состоит в переходе от трехфазной несимметричной системы векторов тока или напряжения (рисунок 1а) к трем сбалансированным системам векторов, известным как составляющие нулевой, прямой и обратной последовательностей (рисунок 1):

- Нулевая последовательность состоит из трех векторов (например, I_{A0} , I_{B0} и I_{C0}), которые равны по величине и совпадают по фазе (рисунок 1b);
- Прямая последовательность состоит из трех векторов (например, I_{A1} , I_{B1} и I_{C1}), равных по величине и сдвинутых по фазе на 120 градусов таким образом, чтобы при вращении против часовой стрелки они следовали в последовательности А-В-С (рисунок 1c);
- Обратная последовательность состоит из трех векторов (например, I_{A2} , I_{B2} и I_{C2}), равных по величине и сдвинутых по фазе на 120 градусов таким образом, чтобы при вращении против часовой стрелки они следовали в последовательности А-С-В (рисунок 1d).

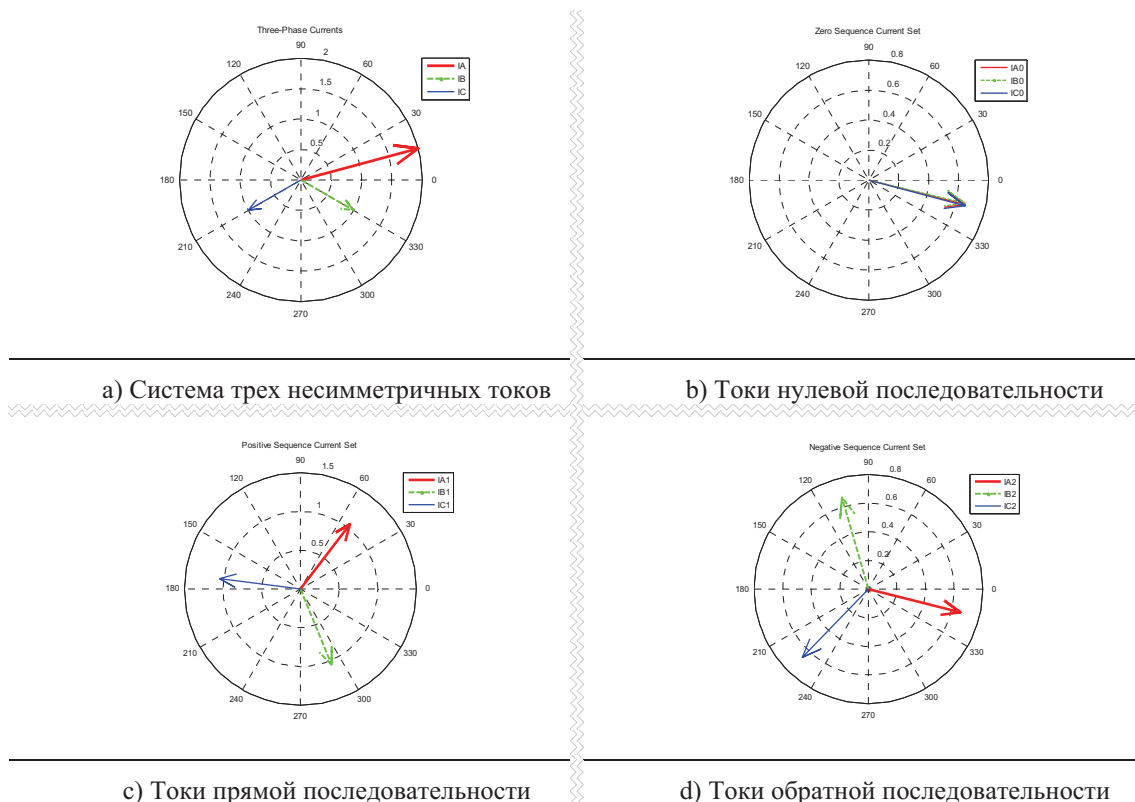


Рис. 1: Переход от трехфазной несимметричной системы векторов токов к трем симметричным системам векторов – прямой, обратной и нулевой последовательностей

Очень важно подчеркнуть, что любая из этих последовательностей всегда существует в виде трех векторов. Т.е. вектора I_{A1} или I_{B1} или I_{C1} никогда не могут существовать поодиночке или парами, только одновременно все три. Для технических расчетов достаточно определить только один вектор в каждой последовательности (обычно I_{A1} , I_{A2} и I_{A0}), на основе которого можно легко рассчитать два других вектора той же последовательности. Именно по этой причине мы часто говорим, что составляющая прямой, обратной и нулевой последовательности рассчитывается с привязкой к опорной фазе А. Для расчета первых векторов последовательностей I_{A1} , I_{A2} и I_{A0} каждой составляющей использовать следующие векторные уравнения, которые приведены в документах [10] и [11]:

$$I_{A0} = |I_{A0}| \angle \delta_0 = \frac{1}{3} \cdot (I_A + I_B + I_C),$$

$$I_{A1} = |I_{A1}| \angle \delta_1 = \frac{1}{3} \cdot (I_A + a \cdot I_B + a^2 \cdot I_C),$$

$$I_{A2} = |I_{A2}| \angle \delta_2 = \frac{1}{3} \cdot (I_A + a^2 \cdot I_B + a \cdot I_C),$$

где a – комплексный оператор поворота вектора на 120° .

$$a = 1 \angle 120^\circ = \frac{-1}{2} + j \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = -0.5 + j \cdot 0.866.$$

После определения этих базовых векторов последовательностей, можно рассчитать их остальные вектора:

Вектора нулевой последовательности

$$\begin{aligned} \underline{IA0} &= |\underline{IA0}| \angle \delta_0 \\ \underline{IB0} &= |\underline{IA0}| \angle \delta_0 \\ \underline{IC0} &= |\underline{IA0}| \angle \delta_0 \end{aligned}$$

Вектора прямой последовательности

$$\begin{aligned} \underline{IA1} &= |\underline{IA1}| \angle \delta_1 \\ \underline{IB1} &= |\underline{IA1}| \angle (\delta_1 + 240^\circ) \\ \underline{IC1} &= |\underline{IA1}| \angle (\delta_1 + 120^\circ) \end{aligned}$$

Вектора обратной последовательности

$$\begin{aligned} \underline{IA2} &= |\underline{IA2}| \angle \delta_2 \\ \underline{IB2} &= |\underline{IA2}| \angle (\delta_2 + 120^\circ) \\ \underline{IC2} &= |\underline{IA2}| \angle (\delta_2 + 240^\circ) \end{aligned}$$

Обратите внимание, что на основании этих трех групп векторов последовательностей всегда можно вычислить три исходных вектора тока каждой из фаз электрической системы:

$$\underline{IA} = \underline{IA0} + \underline{IA1} + \underline{IA2},$$

$$\underline{IB} = \underline{IB0} + \underline{IB1} + \underline{IB2},$$

$$\underline{IC} = \underline{IC0} + \underline{IC1} + \underline{IC2}.$$

2.1. Реакция силового трансформатора на симметричные составляющие

Положительные общепринятые (опорные) направления напряжений и токов трехфазного двухобмоточного силового трансформатора, показаны на рисунке 2.

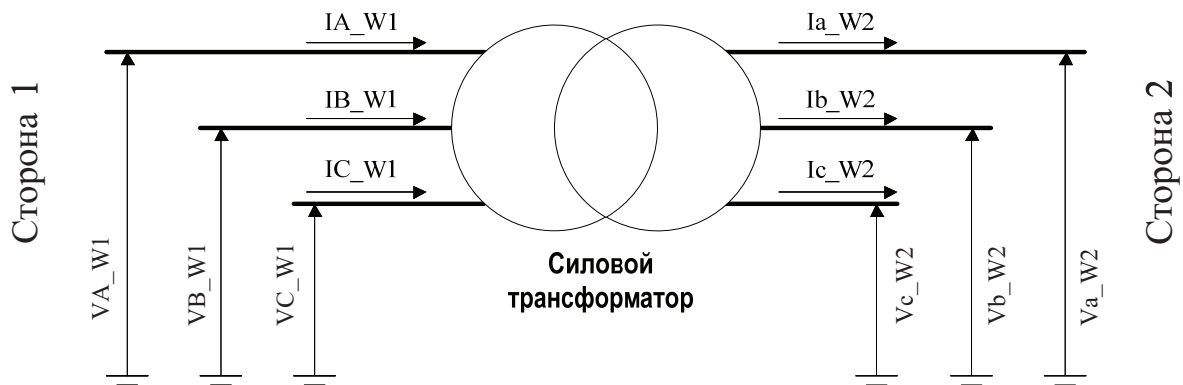


Рис. 2: Положительные общепринятые направления напряжений и токов трехфазного двухобмоточного силового трансформатора

Практически в любом трехфазном силовом трансформаторе между одноименными векторами напряжений и токов есть смещение фазного угла Θ . В стандартных трехфазных силовых трансформаторах используется фиксированное смещение фазного угла Θ , равное $n \cdot 30^\circ$ ($n=0, 1, 2, \dots, 11$), между напряжениями холостого хода одноименных обмотки 1 и обмотки 2. Этот угол сдвига фаз учитывается при определении векторной группы силового трансформатора.

Следует иметь в виду, что фазовый сдвиг между векторами сторон любого трехфазного силового трансформатора нормируется для режима холостого хода (рисунок 3). Более подробную информацию об этом и ее использовании для целей дифференциальной защиты трансформатора можно найти в [5], [8] и [9].

Как следует из рисунка 3, следующие положения будут верными для составляющих напряжения прямой, обратной и нулевой последовательности в режиме холостого хода трансформатора:

- вектор напряжения прямой последовательности режима холостого хода обмотки 1 ($\underline{VA1-W1}$) будет опережать вектор напряжения прямой последовательности холостого хода обмотки 2 ($\underline{Va1-W2}$) на угол Θ ;

- вектор напряжения обратной последовательности режима холостого хода обмотки 1 (\underline{V}_{A2-W1}) будет отставать от вектора напряжения обратной последовательности холостого хода обмотки 2 (\underline{V}_{a2-W2}) на угол Θ ;
- вектор напряжения нулевой последовательности обмотки 1 (\underline{V}_{a0-W1}) режима холостого хода будет совпадать по направлению с вектором нулевой последовательности обмотки 2 (\underline{V}_{a0-W2}), несмотря на то, что составляющие напряжения нулевой последовательности могут вообще не передаваться (не трансформироваться) через силовой трансформатор.

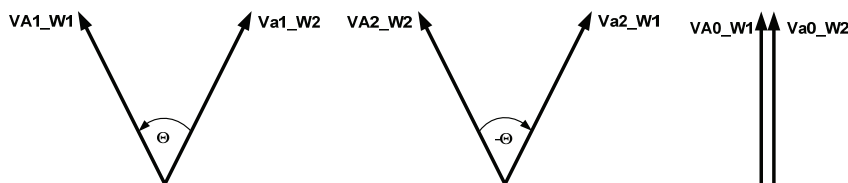


Рис. 3: Векторные диаграммы составляющих прямой, обратной и нулевой последовательностей напряжения сторон силового трансформатора в режиме холостого хода

Как только силовой трансформатор будет поставлен под нагрузку, такое соотношение напряжений больше не будет соответствовать реальности из-за падения напряжения в трансформаторе. Можно показать, что такое же соотношение фазных углов (как и на рисунке 3) будет иметь место для симметричных составляющих тока [5] (рисунок 4). Опорные направления токов указаны на рисунке 2.

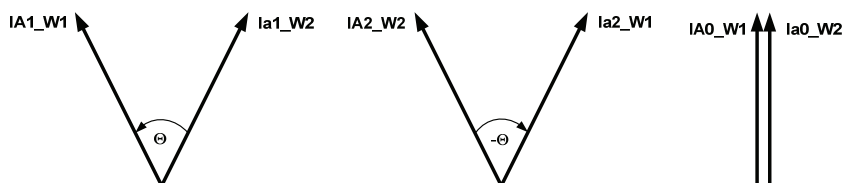


Рис. 4: Векторные диаграммы составляющих тока прямой, обратной и нулевой последовательности сторон силового трансформатора

Как следует из рисунка 4, следующие положения будут верными для составляющих токов прямой, обратной и нулевой последовательности в режиме холостого хода трансформатора:

- вектор тока прямой последовательности обмотки 1 (\underline{I}_{A1-W1}) будет опережать вектор тока прямой последовательности обмотки 2 (\underline{I}_{a1-W2}) на угол Θ ;
- вектор тока обратной последовательности обмотки 1 (\underline{I}_{A2-W1}) будет отставать от составляющей напряжения обратной последовательности обмотки 2 (\underline{I}_{a2-W2}) на угол Θ ;
- вектор тока нулевой последовательности обмотки 1 (\underline{I}_{a0-W1}) будет совпадать по направлению с вектором нулевой последовательности обмотки 2 (\underline{I}_{a0-W2}), несмотря на то, что составляющие тока нулевой последовательности могут вообще не передаваться (не трансформироваться) через силовой трансформатор.

Эти свойства симметричных составляющих можно использовать для тестирования цифровой дифференциальной защиты любого производителя, как описано далее в этом документе. А именно, если тестирование основано на одновременном вводе только одной составляющей тока последовательности с обеих сторон дифференциальной защиты трансформатора, то можно вывести простые процедуры тестирования, которые воспринимаются на интуитивном уровне и не вызывают затруднений по сравнению с процедурами пофазного тестирования.

3. ОСНОВЫ НОВОГО ПРИНЦИПА ТЕСТИРОВАНИЯ

Как указывалось ранее, для работы дифференциальной защиты трансформатора необходимо:

- Привести к единому базису по величине (сбалансировать по величине) токи, измеренные и сравниваемые на разных сторонах защищенного трансформатора;
- Сбалансировать по фазе токи, измеренные и сравниваемые на разных сторонах защищенного трансформатора;
- Скомпенсировать (т.е. исключить, если необходимо) ток нулевой последовательности.

При использовании микроэлектронных (или даже электромеханических) реле [2] указанное выполнялось при помощи промежуточных ТТ и специальной схемы их соединения по схеме «треугольника». Значение максимальной номинальной мощности защищенного трансформатора использовалась для расчета коэффициентов трансформации промежуточных ТТ [2], [13]. Однако расчет промежуточных ТТ может производиться только при среднем (нулевом) положении системы регулирования выходного напряжения под нагрузкой (РПН). Таким образом, как только положение РПН уходит со среднего положения, появляются ложные дифференциальные токи. Типовая схема дифференциальной защиты с использованием промежуточных ТТ приведена на рисунке 5.

При использовании современных цифровых реле дифференциальной защиты трансформатора [3], [4] промежуточные ТТ не нужны, так как программное обеспечение позволяет пользователю выполнять всю необходимую компенсацию при помощи программного обеспечения. Некоторые реле могут даже выполнять оперативную компенсацию дифференциального тока при изменении положения РПН [3], [4] и [7]. Таким образом, иногда бывает довольно сложно провести тестирование цифрового реле дифференциальной защиты трансформатора путем подачи величин во вторичные цепи, чтобы проверить правильность задания уставок для защиты трансформатора в каждом конкретном случае. Еще одну трудность обуславливают схемы подключения ТТ защиты. Как правило цифровыми реле используют ТТ, соединенные по схеме «звезда» со всех сторон защищаемого трансформатора (рисунок 6), но в некоторых случаях все еще применяются ТТ, подключенные по схеме «треугольника».

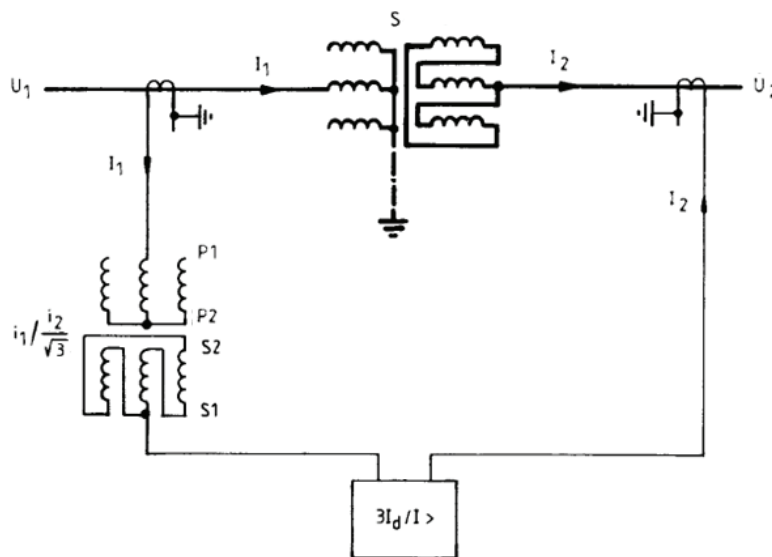


Рис. 5: Схема дифференциальной защиты силового трансформатора с использованием промежуточных ТТ

Ранее упоминалось, что любую группу трех векторов токов можно представить в виде линейной комбинации трех симметричных составляющих. Соответственно и токи повреждения при любом типе внешних или внутренних повреждений можно представить в виде линейной комбинации составляющих токов прямой, обратной и нулевой последовательности. Таким образом, выполняя тестирование

Москва, 7–10 сентября 2009 г.

дифференциальной защиты трансформатора для каждой составляющей последовательности необходимо проверить, что дифференциальная защита будет стабильна (не будет срабатывать) при всех симметричных и несимметричных внешних повреждениях, а также в режиме сквозной нагрузки. Эти испытания должны также подтвердить, что реле дифференциальной защиты будет срабатывать при любом внутреннем повреждении.

Алгоритм тестирования, описываемый в данной статье, реализован в выпускаемой серийно испытательной установке реле защиты [14]. Сложность заключается не только в том, чтобы реализовать математический алгоритм в испытательной установке, но также в том, чтобы дать специалисту по испытаниям эффективное руководство.

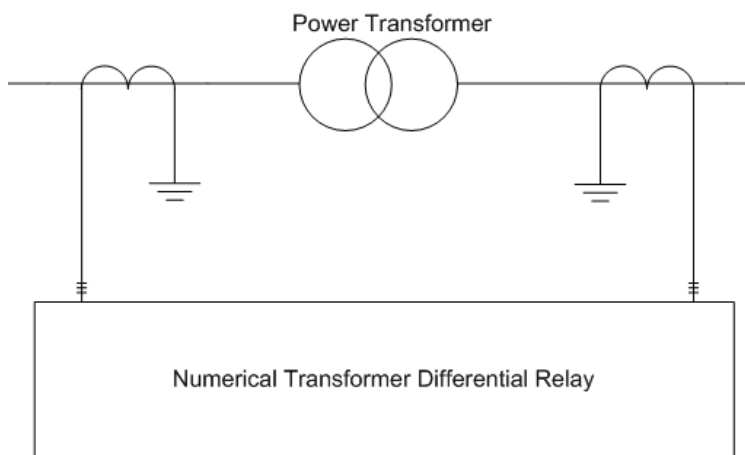


Рис. 6: Типовое подключение цифрового реле дифференциальной защиты силового трансформатора

4. ПРЕДЛАГАЕМАЯ ПРОЦЕДУРА ТЕСТИРОВАНИЯ

Если величины и углы векторов симметричных составляющих известны, то можно при помощи процедур, описанных в данном разделе, проверить работу реле дифференциальной защиты. Чтобы облегчить понимание этих процедур тестирования, в разделе будет использоваться один конкретный пример (рисунок 7).

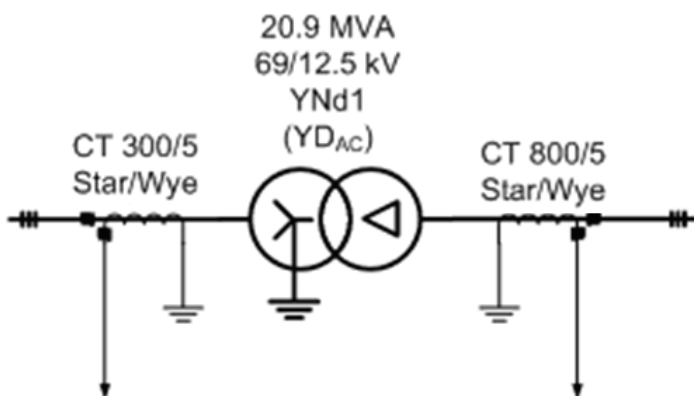


Рис. 7: Пример выполнения дифференциальной защиты трансформатора

Для такого силового трансформатора можно принять следующие данные:

Номинальная мощность, S_{Base}	20.9 МВА
Смещение фазного угла между векторами обмоток 1 и 2 трансформатора Θ	30°
Номинальное междуфазное напряжение холостого хода обмотки 1	69кВ
Номинальное междуфазное напряжение холостого хода обмотки 2	12.5кВ

Табл. 1: Основные данные по силовому трансформатору

Данные силового трансформатора и трансформаторов тока защиты вводятся в программное обеспечение испытательной установки (рисунок 8).

Рис. 8: Ввод исходных данных силового трансформатора и трансформаторам тока защиты в программу испытательной установки

На основании этих данных и в соответствии с теорией силовых трансформаторов можно рассчитать следующие параметры для защиты – таблица 2.

	ТТ защиты подключенные по схеме «звезда с заземленной нейтралью» со сторон 1 и 2	ТТ защиты подключенные по схеме треугольника со стороны 1 и схеме «звезда с заземленной нейтралью» со стороны 2
Базовый первичный ток стороны 1 (69 кВ)	$\frac{1000 \cdot 20.9}{\sqrt{3} \cdot 69} = 175A$	$\frac{1000 \cdot 20.9}{\sqrt{3} \cdot 69} = 175A$
Базовый вторичный ток стороны 1 (69 кВ)	$\frac{175}{300/\sqrt{5}} = \frac{175}{60} = 2.917A$	$\sqrt{3} \frac{175}{300/\sqrt{5}} = 5.052A$
Базовый первичный ток стороны 2 (12,5 кВ)	$\frac{1000 \cdot 20.9}{\sqrt{3} \cdot 12.5} = 965A$	$\frac{1000 \cdot 20.9}{\sqrt{3} \cdot 12.5} = 965A$
Базовый вторичный ток стороны 2 (12,5 кВ)	$\frac{965}{800/\sqrt{5}} = \frac{965}{160} = 6.031A$	$\frac{965}{800/\sqrt{5}} = \frac{965}{160} = 6.031A$

Табл. 2: Расчетные параметры для каждого из двух случаев схем подключения ТТ к защите

Все параметры, необходимые для выполнения проверки защиты путем подачи токов во вторичные цепи по предлагаемому методу, приведены в таблице 2.

Все эти данные автоматически рассчитываются программным обеспечением испытательной установки на основании введенных данных силового трансформатора и ТТ защиты (коэффициенты трансформации и точка «заземления» – рисунок 8).

4.1. Тестирование дифференциальной защиты для конкретных применений

Назначение этих испытаний заключается в том, чтобы определить правильность задания уставок для балансировки цифрового реле дифференциальной защиты

- по величинам токов сторон силового трансформатора;
- по смещению фазного угла между одноименными векторами токов силового трансформатора;
- по току нулевой последовательности.

Программа, выполняющая эту процедуру в программном обеспечении испытательной установки, называется «Wizard» («Мастер»). Она помогает специалисту по испытаниям выполнить эту процедуру последовательно - шаг за шагом.

4.1.1. Проверка несрабатывания реле подачей токов только прямой (100%) последовательности

На обе стороны защиты подаются токи соответствующие только прямой последовательности. Величины подаваемых токов должны быть равны базовому току (т.е. 100%) на обеих сторонах. Должна учитываться разность фаз между векторами токов прямой последовательности в зависимости от заданных векторных групп обмоток силового трансформатора.

Дифференциальное реле должно быть устойчивым (не должно излишне срабатывать).

Токи, показанные на рисунке 9, выдаются испытательной установкой при помощи программы «Wizard».

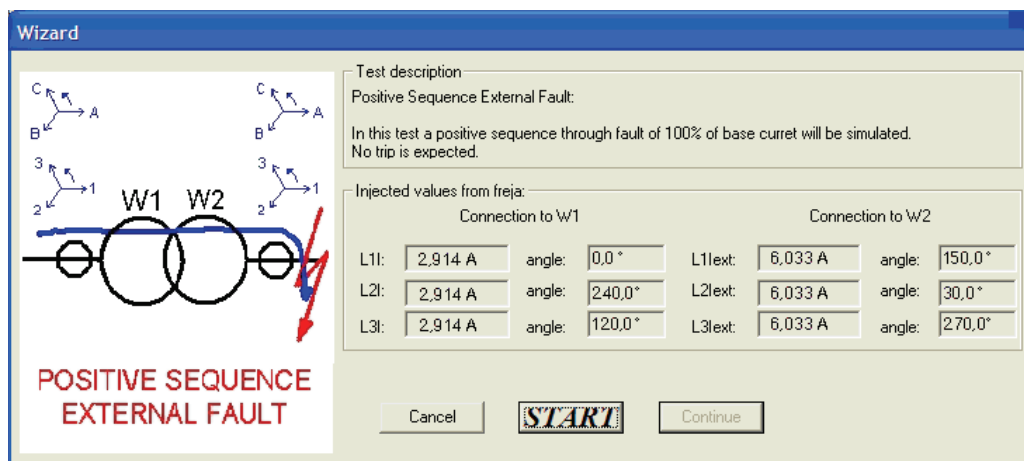


Рис. 9: Имитация внешнего повреждения в трансформаторе токами прямой последовательности

Если реле срабатывает, то пользователь получает сообщение о том, что проверка не была успешной.

Если реле не срабатывает, то программа «Wizard» перейдет к выполнению следующей стадии проверки.

4.1.2. Проверка срабатывания реле подачи токов прямой (100%) последовательности

Для этой проверки требуется только изменить фазный угол всех трех токов, предварительно рассчитанных для одной сторон трансформатора, на 180° (по сравнению с проверкой п. 4.1.1). При подаче такого тока дифференциальное реле должно сработать.

Для выполнения этой проверки в программе «Wizard» испытательной установки задаются значения тока, показанные на рисунке 10.

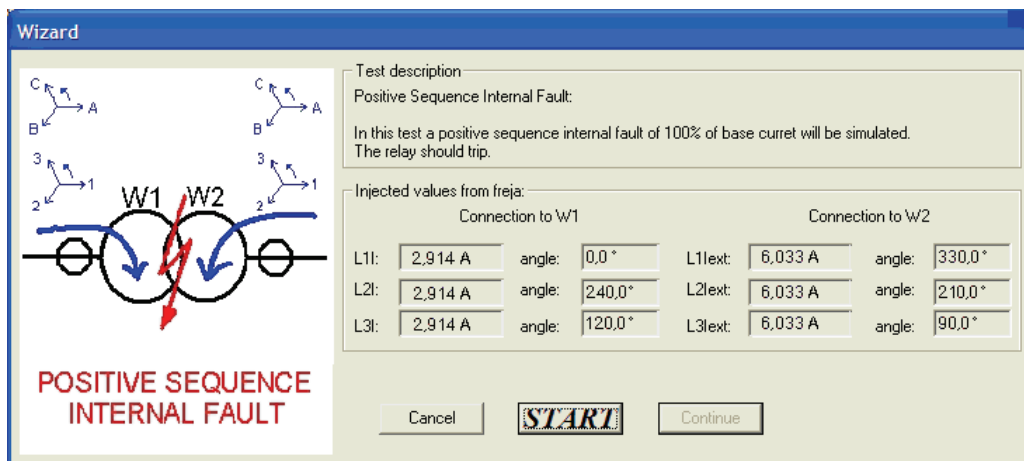


Рис. 10: Имитация внутреннего повреждения в трансформаторе токами прямой последовательности

Если реле не срабатывает, то пользователь получает сообщение о том, что проверка не была успешной.

Если реле срабатывает, то программа «Wizard» перейдет к выполнению следующей стадии проверки.

4.1.3. Проверка несрабатывания реле подачи токов обратной (100%) последовательности

На испытуемое реле с обеих сторон подаются токи обратной последовательности. Величины вводимых в защиту с обеих сторон трансформатора токов устанавливаются равными базовому току (т.е. 100%). Должен быть учтен сдвиг фазового угла между токами обратной последовательности в зависимости от заданных векторных групп силового трансформатора. Дифференциальное реле не должно срабатывать.

Программа «Wizard» достигнет этой стадии проверки только в том случае, если проверка имитацией внутреннего повреждения токами прямой последовательности пройдет успешно. Для выполнения этой проверки программой «Wizard» вводятся токи, показанные на рисунке 11.

Если реле срабатывает, то пользователь получает сообщение о том, что проверка не была успешной.

Если реле не срабатывает, то программа «Wizard» перейдет к выполнению следующей стадии проверки.

4.1.4. Проверка срабатывания реле подачи токов обратной (100%) последовательности

Для такой проверки требуется только изменить фазный угол всех трех токов с одной из сторон трансформатора на 180° . Теперь дифференциальное реле должно сработать мгновенно.

Для выполнения этой проверки задаются токи, показанные на рисунке 12.

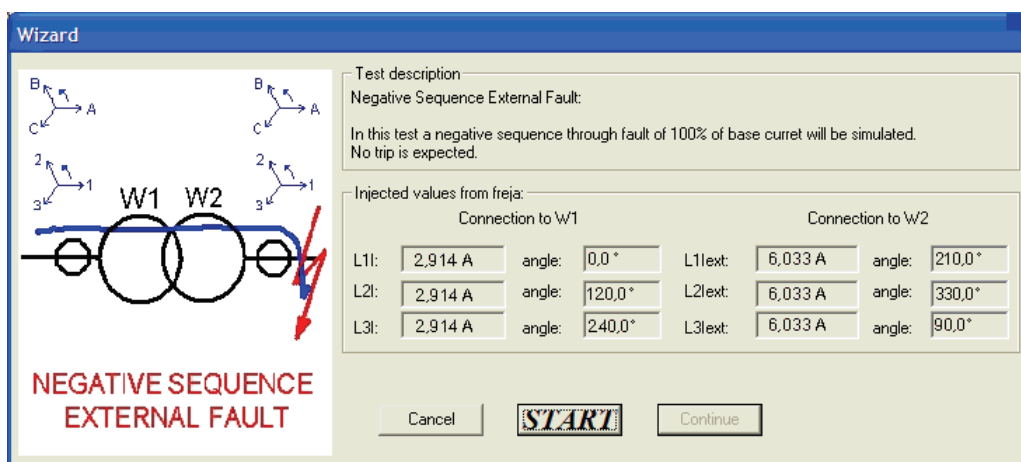


Рис. 11: Имитация внешнего повреждения в трансформаторе токами обратной последовательности

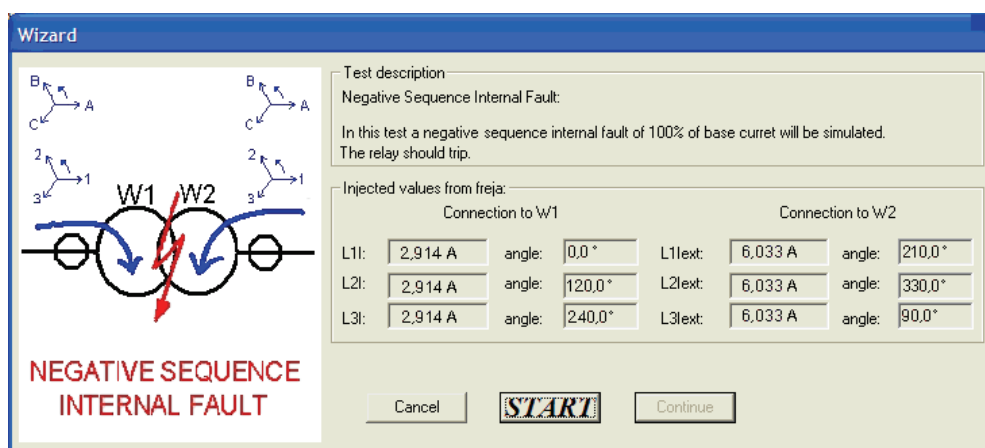


Рис. 12: Имитация внутреннего повреждения в трансформаторе токами обратной последовательности

Если реле не срабатывает, то пользователь получает сообщение о том, что проверка не была успешной.

Если реле срабатывает, то программа «Wizard» перейдет к выполнению следующей стадии проверки.

4.1.5. Проверка реле односторонней подачей тока нулевой последовательности

Обычно токи нулевой последовательности трансформируются через защищаемый силовой трансформатор некорректно. Следовательно, проверка на устойчивость не требуется. Однако исключительно важно выполнять проверку реле дифференциальной защиты токами нулевой последовательности, так как такая проверка определяет устойчивость (несрабатывание) реле при внешних повреждениях.

Чтобы выполнить такую проверку, ток нулевой последовательности от испытательной установки подается в реле с одной стороны трансформатора. Величина подаваемого тока должна быть равна базовому току (т.е. 100%). Во время этой проверки дифференциальное реле либо сработает, либо останется устойчивым.

Срабатывание реле означает, что ток нулевой последовательности с этой стороны не устраняется в программном обеспечении реле. В этом случае необходимо убедиться имеется ли заземление нейтрали

обмотки силового трансформатора в зоне действия дифференциальной защиты. Типовыми примерами такого заземления являются — непосредственное заземление обмоток, соединенных по схеме «звезда» или наличие заземляющего трансформатора в зоне действия дифференциальной защиты. Если такое заземление имеет место, то это будет означать, что неправильно заданы уставки реле. В таком случае реле ложно сработает при внешних КЗ на землю с этой стороны трансформатора.

Для принятого примера ток нулевой последовательности со стороны 1 (69 кВ, обмотка с непосредственным заземлением нейтрали) должен быть удален. Соответственно реле дифференциальной защиты во время подачи тока нулевой последовательности с этой стороны не должно сработать. Если во время такой проверки реле сработает, можно ожидать излишнее срабатывание реле при однофазных КЗ на землю со стороны 1 (69 кВ).

Перед началом проверки программа «Wizard» предлагает специалисту по проведению испытаний ответить на вопрос о наличии заземления со стороны предполагаемой подачи тока нулевой последовательности (рисунок 13):

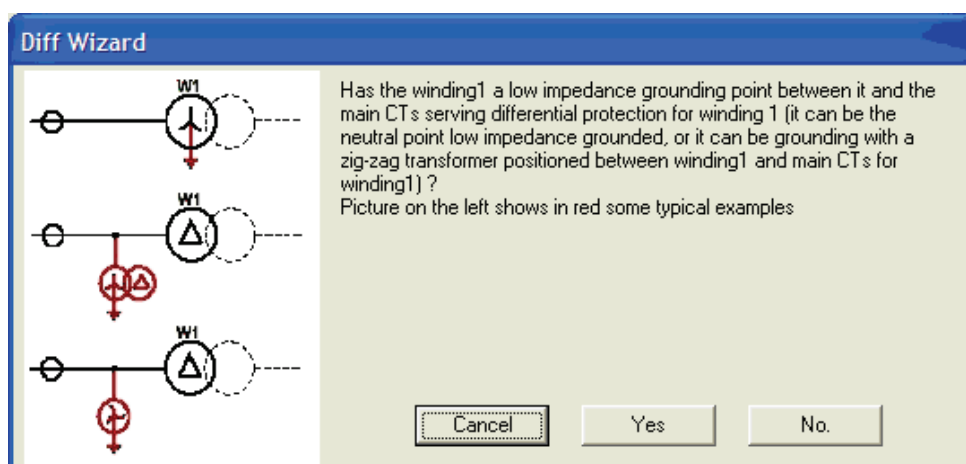


Рис. 13: Ввод информации в программу Wizard о наличии заземления со стороны обмотки 1

В рассматриваемом примере инженер по испытаниям ответит на этот вопрос «Да». Программа Wizard подает токи (рисунок 14).

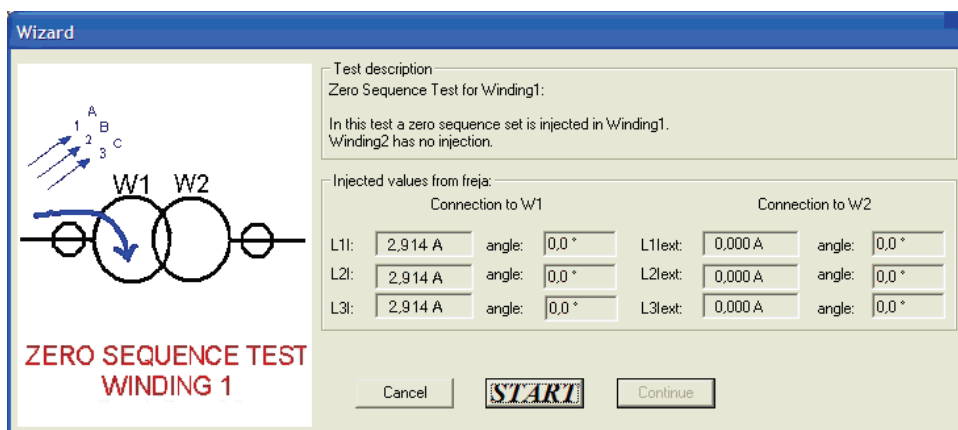


Рис. 14: Испытание защиты подачей тока нулевой последовательности со стороны Обмотки 1

Если реле срабатывает при подаче тока нулевой последовательности, инженеру по испытаниям выдается предупредительное сообщение о том, что алгоритм устранения тока нулевой последовательности для этой обмотки задан неправильно.

Если реле дифференциальной защиты не сработает, это означает, что реле устраняет ток нулевой последовательности с этой стороны. Это считается корректным действием, и программа Wizard перейдет к выполнению следующей стадии проверки.

4.1.6. Проверка реле при односторонней подаче тока нулевой последовательности только со стороны обмотки 2

В этом случае необходимо повторить точно такую же процедуру, как и в предыдущем испытании. Для принятого примера устранение тока нулевой последовательности на стороне 12,5 кВ не является критически важным. Причина заключается в том, что на стороне 12,5 кВ отсутствует точка заземления в зоне дифференциальной защиты. Таким образом, срабатывание дифференциального реле при подаче этого тока нулевой последовательности не является критически важным. В этом случае инженер по проведению испытаний вводит в программу Wizard соответствующую информацию ответом «Нет» (рисунок 15).

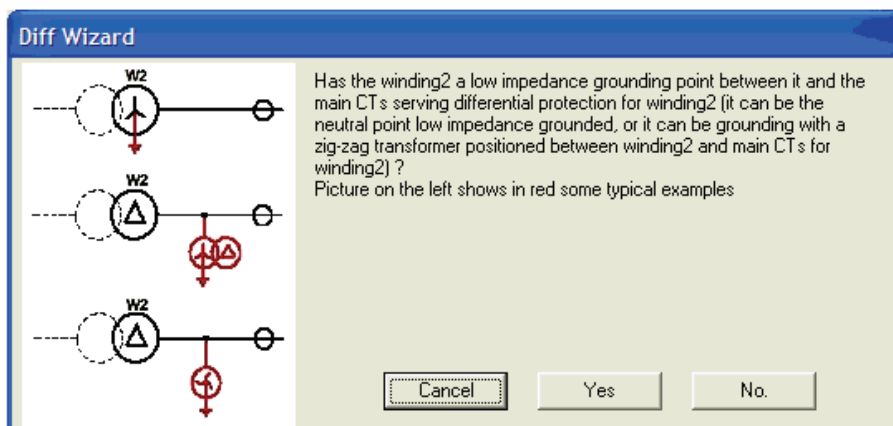


Рис. 15: Ввод информации в программу Wizard о наличии заземления со стороны обмотки 2

Для данной проверки программой Wizard должны подаваться токи, как показано на рисунке 16.

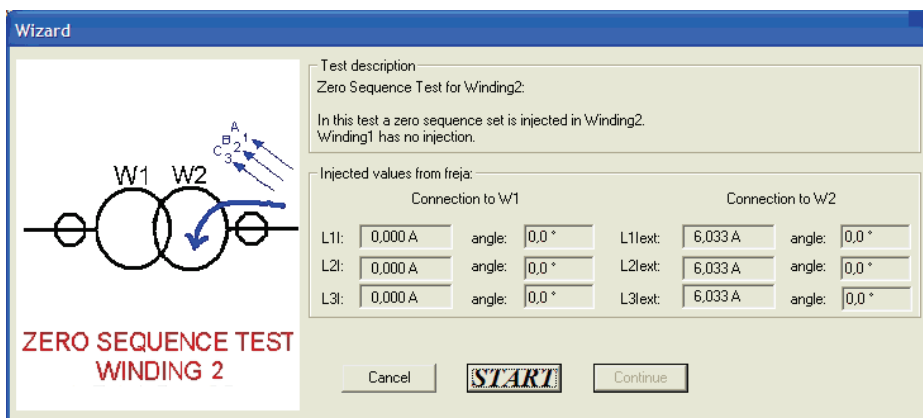


Рис. 16: Испытание защиты подачей тока нулевой последовательности со стороны Обмотки 2

Для принятого примера программа Wizard принимает от реле сигналы о срабатывании или несрабатывании.

На рисунке 17 показан заключительный отчет от программы Wizard, согласно которому все этапы проверки были выполнены успешно:

```
Test results:
1) Positive Sequence External Fault:
PASSED
Relay did not operate for simulation of an external three-phase fault at 100% of base current.

2) Positive Sequence Internal Fault:
PASSED
Relay operated for simulation of an internal three-phase fault at 100% of base current.

3) Negative Sequence External Fault:
PASSED
Relay did not operate for simulation of an external negative three-phase fault at 100% of base current.

4) Negative Sequence Internal Fault:
PASSED
Relay operated for simulation of an internal negative three-phase fault at 100% of base current.

5) Zero Sequence Test for Winding1:
PASSED
Relay did not operate for zero sequence injection of 100% of base current.

6) Zero Sequence Test for Winding2:
PASSED
Relay operated for zero sequence injection of 100% of base current.
```

Рис. 17: Заключительный отчет, выданный программой Wizard инженеру по проведению испытаний

5. ВЫВОДЫ

Предлагаемый метод может эффективно использоваться для тестирования любой цифровой трехфазной защиты силовых трансформаторов, независимо от производителя трансформатора. Хорошо известен факт, что токи повреждения при любом типе внешних или внутренних повреждений можно представить в виде комбинации составляющих токов прямой, обратной и нулевой последовательности. Таким образом, проведение испытаний дифференциальной защиты трансформатора по каждой последовательности дает возможность проверить устойчивость дифференциальной защиты к симметричным и несимметричным внешним повреждениям и нагрузочному режиму. Эти испытания также должны подтвердить, что реле дифференциальной защиты будет срабатывать при любом внутреннем повреждении.

При помощи данного метода можно проверить дифференциальную защиту N-обмоточного трансформатора, выполнив отдельные проверки для каждой пары сторон реле.

Следует отметить, что в точности такой же метод тестирования можно применять и к традиционным аналоговым схемам дифференциальной защиты трансформатора, использующим промежуточные ТТ для выполнения компенсации величины токов, фазных углов и тока нулевой последовательности. Единственным предварительным условием такой проверки является то, что токи вводятся в первичную обмотку ТТ, а не непосредственно в дифференциальное реле.

Предлагаемый метод испытаний не заменяет уже известные методы испытаний реле дифференциальной защиты: проверку минимального тока срабатывания, проверку характеристики торможения для прямой последовательности, проверок, которые дают ценную информацию для проверки других свойств реле защиты, таких как проверку уставки блокировки по гармоникам и др.

Предлагаемые испытания должны рассматриваться как дополнительные испытания к уже известным методам.

Москва, 7–10 сентября 2009 г.

Данный алгоритм был реализован в испытательной установке серийного производства [14], и успешно используется для тестирования цифровых реле дифференциальной защиты разных производителей.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Elmore WA, 1995, “Protective Relaying Theory and Applications”, ABB.
- [2] RADSB User’s Guide, 1MRK 504 002-UEN, ABB.
- [3] RET670 Technical reference manual, 1MRK 504 086-UEN, ABB.
- [4] RET521 Application manual, 1MRK 504 037-UEN, ABB.
- [5] Electrical Transmission and Distribution reference Book, Westinghouse Electric Cooperation.
- [6] ABB Transformer Handbook, Document Number 1LAC 000 010.
- [7] F. Mekic, Z. Gajić, S. Ganesan “Adaptive Features on Numerical Differential Relays”, (29th Annual Western Protective relay Conference, Spokane, WA, October 22-24, 2002).
- [8] Z. Gajić, “Differential Protection Methodology for Arbitrary Three-Phase Power Transformer”, DPSP 2008 Conference, Glasgow, UK, March 2008.
- [9] Z. Gajić, “Differential Protection for Arbitrary Three-Phase Power Transformer”, PhD Thesis, Lund University, Sweden, February 2008, ISBN: 978-91-88934-47-5.
- [10] C.F. Wagner, R.D. Evans, Symmetrical Components, Mc Graw-Hill, 1933.
- [11] J.L. Blackburn, Symmetrical Components for Power System Engineering, Marcel Dekker, 1993, ISBN: 0-8247-8767-6.
- [12] Application Note “Universal Testing Method for Power Transformer Differential Protection”, SA2008-000355, ABB, available at: www.abb.com/substationautomation.
- [13] Instruction for Planning Differential Protection Schemes, CH-ES 53-10 E, BBC January 1980.
- [14] FREJA 306 and FREJA Win User’s Manual, ZP-ZP-CF02E, NOV 2008, Programma Electric AB.

Магнитный поток рассеяния и его влияние на работу релейной защиты

Z. GAJIĆ, ABB AB, SA Products, Швеция, zoran.gajic@se.abb.com

S. HOLST, ABB AB, SA Products, Швеция, stig.holst@se.abb.com

**D. BONMANN, ABB AG, Transformers, Германия,
dietrich.bonmann@de.abb.com**

D. BAARS, ELEQ bv, Нидерланды, Douwe.Baars@eleq.com

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Трансформатор тока, частичное насыщение, релейная защита, дифференциальная защита.

1. ВСТУПЛЕНИЕ

Как правило, трансформаторы тока (ТТ) отлично работают при условии корректного использования в соответствующих условиях. В то время как установившийся рабочий режим работы, влияющий на работу ТТ, обычно хорошо распознается и соответствующим образом учитывается, имеется один фактор, важность которого иногда недооценивается, а порой и вовсе не учитывается. Это – влияние внешнего магнитного потока рассеяния, который создается:

- Резким перегибом провода первичной обмотки ТТ рядом с местом установки ТТ;
- Смежными с ТТ шинами, по которым могут протекать значительные токи;
- Другими источниками магнитных полей расположенные в непосредственной близости с ТТ (например, ТТ, установленные в силовом трансформаторе или в баке шунтирующего реактора).

Если ТТ используется некорректно (например, без учета наличия магнитных потоков рассеяния), вторичный ток ТТ при определенных обстоятельствах может значительно отличаться от первичного тока ТТ, что, в свою очередь, может привести к ложному срабатыванию чувствительных реле защиты, например, дифференциальной защиты.

Как правило, ТТ стержневого типа (т.е. с тороидальным сердечником; с проемом для первичной цепи) проектируются, допуская, что магнитный поток в сердечнике однороден и индуцируется током в первичной обмотке ТТ.

Это означает, что:

- провод первичной обмотки ТТ идеально центрирован в середине тороидального магнитного сердечника ТТ;
- провод первичной обмотки ТТ прямой и бесконечно длинный;
- отсутствуют какие-либо внешние магнитные поля, которые могли бы навести дополнительный магнитный поток в какой-либо части сердечника ТТ.

Однако в реальности провод первичной обмотки никогда не бывает прямым и бесконечно длинным, а ТТ обычно установлены в трехфазной системе. Поэтому магнитные поля, по крайней мере, двух фаз существуют вблизи от ТТ. Такие "внешние магнитные поля" могут, при определенных обстоятельствах, создать значительный магнитный поток рассеяния в магнитном сердечнике ТТ, что, в свою очередь, может привести к проблемам в системах защиты, использующей этот ТТ.

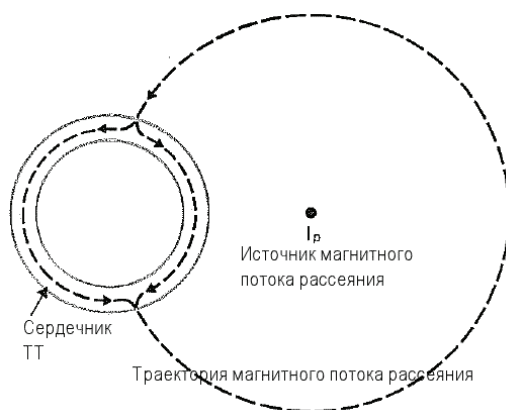


Рис. 1: Влияние магнитного потока рассеяния на сердечник ТТ [9]

Как показано на рисунке 1, магнитный поток рассеяния будет разделяться на два параллельных потока внутри сердечника ТТ. Таким образом, на одной стороне сердечника ТТ результирующий поток будет равен сумме векторов «обычного магнитного потока», созданного первичным током ТТ и магнитным потоком рассеяния, а на другой стороне сердечника ТТ результирующий поток будет равен разнице векторов между обычным потоком и магнитным потоком рассеяния. Очевидно, что результирующий магнитный поток будет иметь разные значения в разных частях сердечника ТТ, и может возникнуть частичное насыщение ТТ.

По вопросу точности работы ТТ в данном режиме работы опубликовано несколько статей [2,7,8,9,10]. В этих материалах на удивление мало внимания уделено обсуждению вопроса влияния магнитного потока рассеяния на работу системы релейной защиты. В некоторых из указанных статей говорится, что магнитный поток рассеяния не должен оказывать большого влияния на релейную защиту. Это было бы справедливо для реле, срабатывающих с выдержкой времени, например, реле МТЗ от межфазных замыканий и замыканий на землю. Однако магнитный поток рассеяния может легко вызвать ложное срабатывание быстродействующих и чувствительных реле, например, дифференциальной защиты. Необходимо обратить внимание на то, что это касается реле дифференциальной защиты выполненных как на низкоимпедансном так высокоимпедансном принципах. В настоящей статье представлены осциллограммы сигнала вторичного тока ТТ под влиянием магнитного потока рассеяния. Они были зарегистрированы как во время лабораторных испытаний, так и на реальных объектах. Поясняется влияние указанных эффектов искажения вторичных токов ТТ на работу релейной защиты. Описаны типовые случаи, когда может наблюдаться данное явление, и предлагаются простые способы облегчения этих проблем.

2. ИСПЫТАНИЯ В ЛАБОРАТОРИИ

Лабораторные испытания были проведены для двух сердечников ТТ, обозначенных на рисунке 2 как ТТ #1 и ТТ #2.

Оба ТТ имеют коэффициент трансформации 800/1 А и относительно небольшие секции магнитопровода. Единственная разница между двумя сердечниками ТТ заключается в размерах поперечного сечения: ТТ #1 – 17.1 см², у ТТ#2 – 1.9 см². Как видно на рисунке 3, влияние магнитного потока рассеяния проверялось путем размещения сердечника ТТ рядом со смежным проводником первичной обмотки. Рисунок 3а – это фото, сделанное цифровой камерой во время лабораторных испытаний. Рисунок 3б представляет упрощенный геометрический вид испытательной установки. Расстояние X во время проведения этих испытаний было равно 6 см. Подавался переменный ток частотой 50 Гц с действующим значением 6.5 кА. Первичный ток может содержать или не содержать аperiodическую составляющую. Подаваемый ток первичной обмотки ток и индуцированный вторичный ток ТТ регистрировались осциллографом как Канал 1 и Канал 2, соответственно. Эти осциллограммы показаны

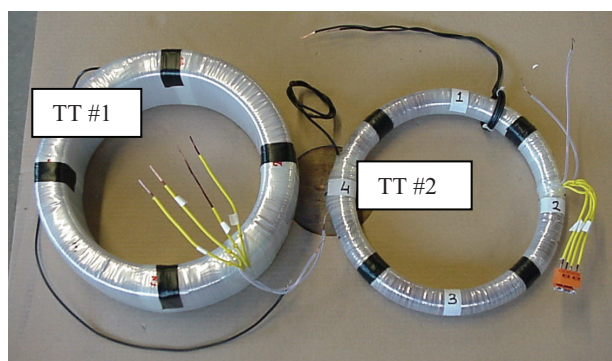


Рис. 2: Образцы ТТ для испытаний в лаборатории [3]

на рисунке 4 [3]. На рисунке 4а показан случай испытаний с наличием аperiodической составляющей в первичном токе. Максимальный вторичный ток ТТ 1.5А был зарегистрирован во время этих испытаний. На рисунке 4б показан случай испытаний без аperiodической составляющей в синусоидальном первичном токе с действующим значением 6.5 кА. Записанное максимальное значение вторичного тока ТТ во время этих испытаний достигает 0.2 А. Необходимо отметить, что выбросы вторичного тока во время испытаний наблюдались только в ТТ #2, а в ТТ #1 нет.

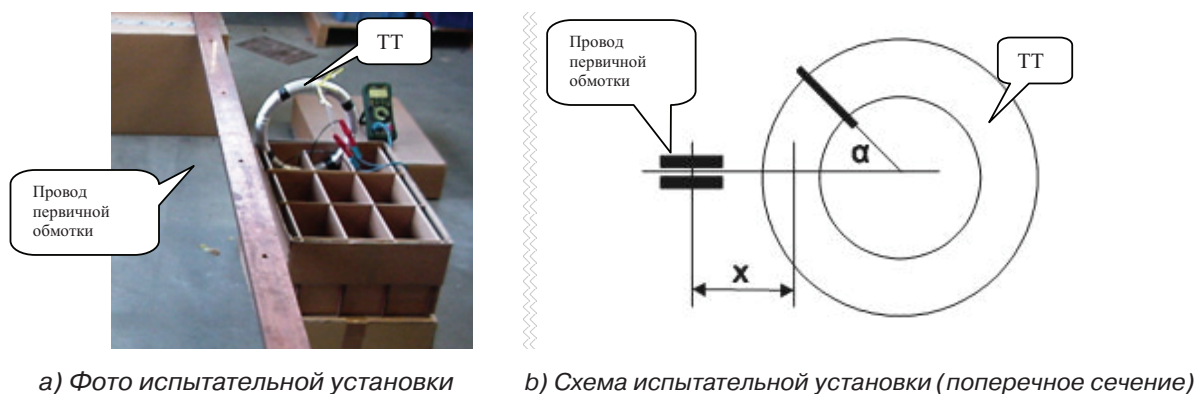


Рис. 3: Установка для проведения лабораторных испытаний ТТ [3]

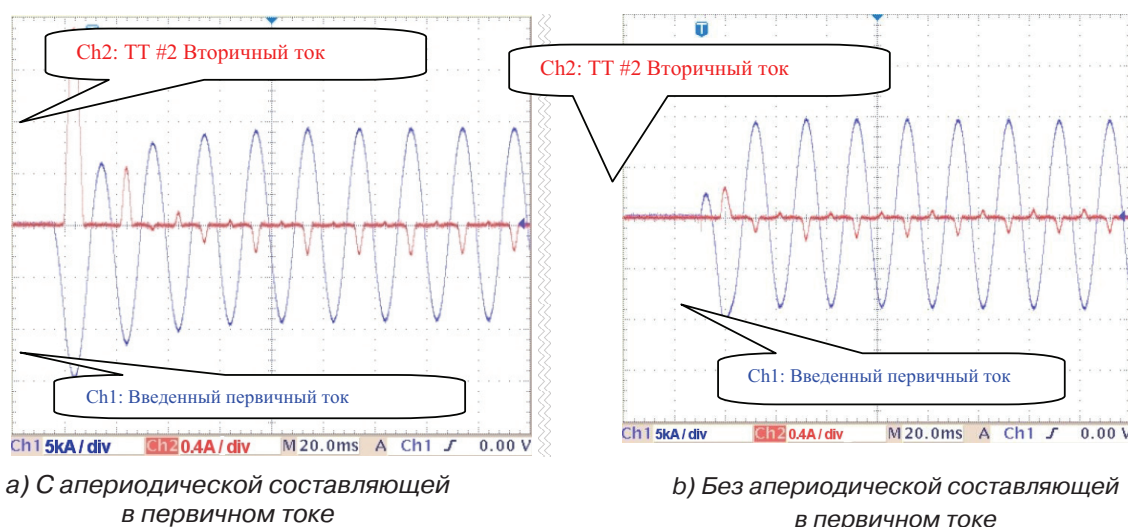


Рис. 4: Осциллограммы токов ТТ #2 (испытания в лабораторных условиях) [3]

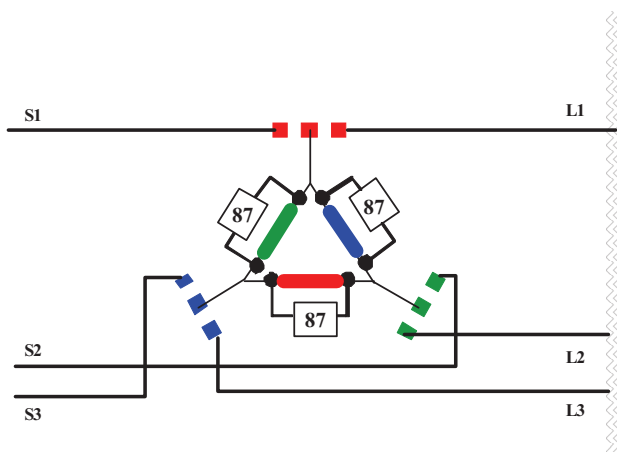
3. ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ИСПЫТАНИЯ

Авторы данной статьи наблюдали и регистрировали это явление во время эксплуатации оборудования, в основном, в фазорегулирующих трансформаторах (PST) [5, 6]. Как описано в статье [5] схемы защиты для таких специальных трансформаторов часто требуют встроенные ТТ в баке трансформатора.

3.1. Первый пример

В симметричном PST с одним сердечником [6] со следующими номинальными данными:

450 МВА, 138/138 кВ, $\pm 58^\circ$, 60 Гц, используются шесть встроенных ТТ с коэффициентом трансформации 3000/5, класс С800. В схеме дифференциальной защиты используются два ТТ – по одному на каждой стороне каждой фазы обмотки, соединенной в треугольник (рисунок 5а).



а) Принципиальная схема симметричного PST с одним сердечником



б) Два встроенных ТТ, установленных рядом друг с другом в одном углу обмотки, соединенной в треугольник

Рис. 5: Схема и вид объекта первого примера

Два записанных тока должны иметь одинаковую форму сигнала с противоположной полярностью (т.е. их сумма должна быть равна нулю). Очевидно, что один из двух токов искажен (рисунок 6). Позднее был сделан вывод о том, что такое искажение формы тока было вызвано магнитным потоком рассеяния индуцированного первичным током соседней фазы PST (рисунок 5б).

3.2. Второй пример

В симметричном PST с двумя сердечниками [6] со следующими номинальными данными: 600 МВА, 232/232 кВ, $\pm 35^\circ$, 50 Гц, встроены ТТ (номинальные данные: 1200/1А; 10Р20; 60 ВА). ТТ установлены в точке нейтрали обмотки первичного возбудителя каждой фазы PST – в соответствии со схемой дифференциальной защиты, рекомендованной в [5] и показанной на рисунке 7а. ТТ дифференциальной защиты со стороны нейтрали расположены вслед за ярмом магнитного сердечника трансформатора возбуждения из-за ограниченного пространства внутри бака (рисунок 7б). Ложное срабатывание дифференциальной защиты возникло случайно во время постановки PST под напряжение.

Бросок тока фазы L1 PST, зарегистрированный встроенным в реле дифференциальной защиты осциллографом, показан на рисунке 8а. Поскольку выключатель на стороне нагрузки был в отключенном положении, то при подаче напряжения на PST оба контролируемых тока должны иметь одинаковую форму сигнала с противоположной полярностью (т.е. их сумма должна быть равна нулю). Очевидно, что ток ТТ со стороны нейтрали (NP) искажен. Позднее был сделан вывод о том, что ис-

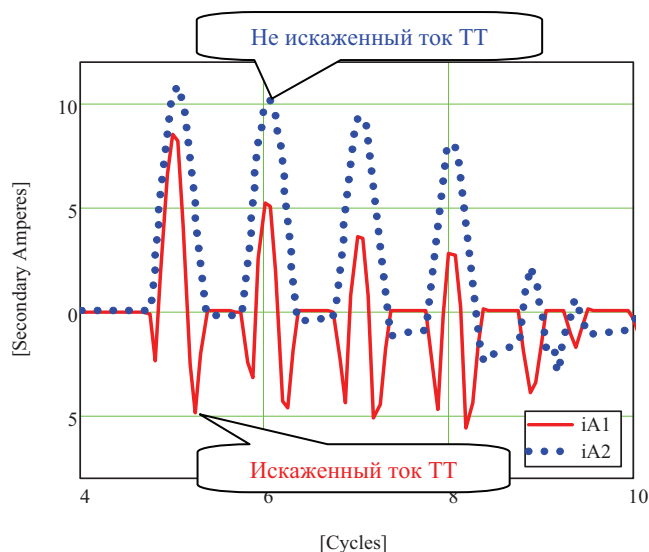
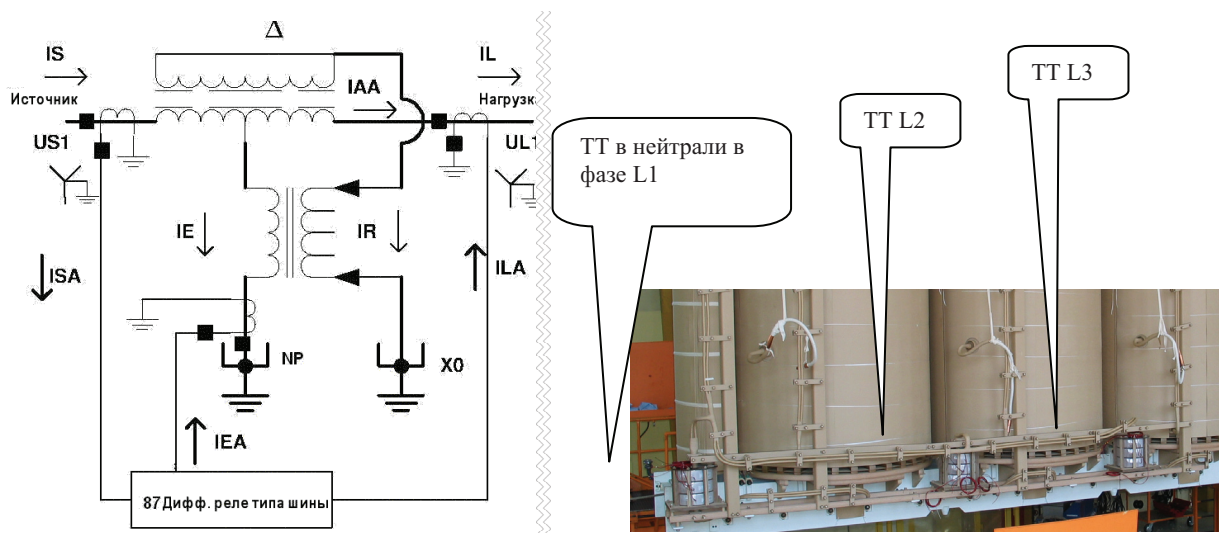


Рис. 6: Зарегистрированные токи по концам обмотки, соединенной в треугольник в фазе L1



а) Принципиальная схема симметричного PST с двумя сердечниками

б) Встроенные ТТ, установленные рядом с сердечником трансформатора

Рис. 7: Информация о применении во второй полевой установке

кажение его формы сигнала было вызвано магнитным потоком рассеяния от обмотки возбуждения трансформатора возбуждения PST.

Было зарегистрировано несколько ложных срабатываний реле дифференциальной защиты. При другом броске тока искаженный ток ТТ достигал более 25 А во вторичной обмотке, в фазе L3 (рисунок 8б). Такой большой ток вызвал излишнее срабатывание даже дифференциальной отсечки.

Расчеты магнитного поля по методу конечных элементов выполнялись для данного PST с целью проверки магнитного потока рассеяния при броске тока и при внешнем повреждении. При внешних повреждениях существует баланс ампервитков между первичной и вторичной обмотками трансформатора возбуждения, и значительный магнитный поток рассеяния возникает во внутренних контурах между двумя обмотками. При броске тока вторичная обмотка закорачивается, и магнитное поле, наведенное броском тока, распространяется по всему баку трансформатора. Из этих расчетов можно сделать вывод о том, что в месте установки ТТ наблюдается гораздо больший магнитный по-

Москва, 7–10 сентября 2009 г.

ток рассеяния при броске тока, чем при внешнем повреждении. Такие теоретические расчеты были подтверждены практическими испытаниями. Различные типы внешних повреждений имитировались на стороне нагрузки PST. Дифференциальная защита излишне не срабатывала.

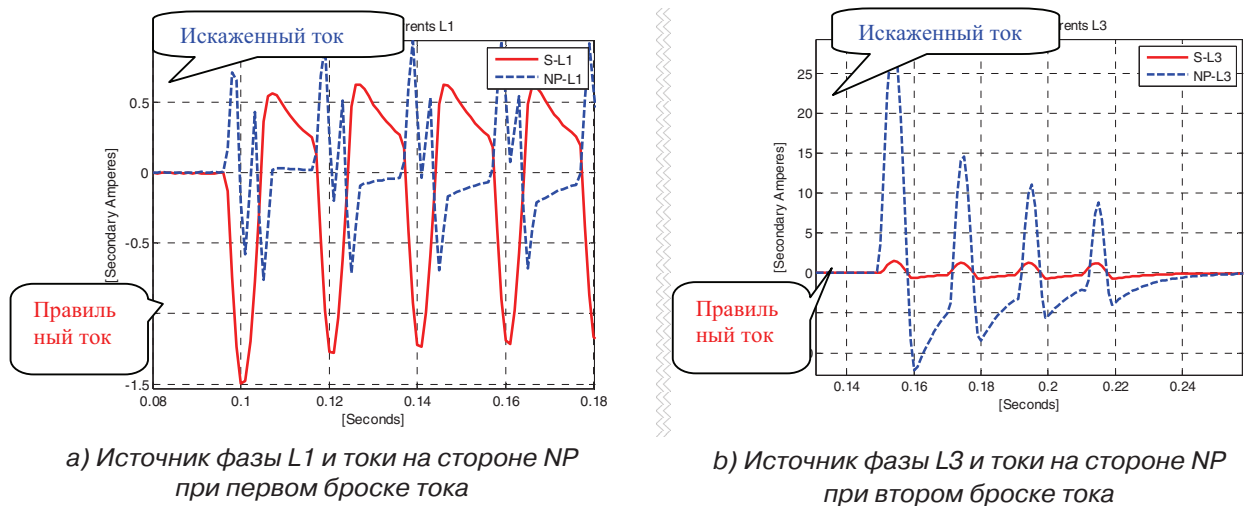


Рис. 8: Примеры зарегистрированных осциллограмм во второй установке

3.3. Третий пример

В баке автотрансформатора с номинальными данными 500 МВА, 400/132 кВ, 50 Гц со стороны нейтрали установлен ТТ с коэффициентом 2400/1. Было зарегистрировано несколько излишних срабатываний дифференциальной защиты нулевой последовательности (REF) при включении автотрансформатора. На рисунке 9 показан один из зарегистрированных бросков тока намагничивания во время которого наблюдалось излишнее срабатывание защиты REF. Из записанной осциллограммы видно, что ток ТТ со стороны нейтрали автотрансформатора искажен. Его максимальные значения намного выше соответствующего утроенного тока нулевой последовательности $3I_0$ стороны 400 кВ. Такое искажение тока вызвано магнитным потоком рассеяния сердечника автотрансформатора.

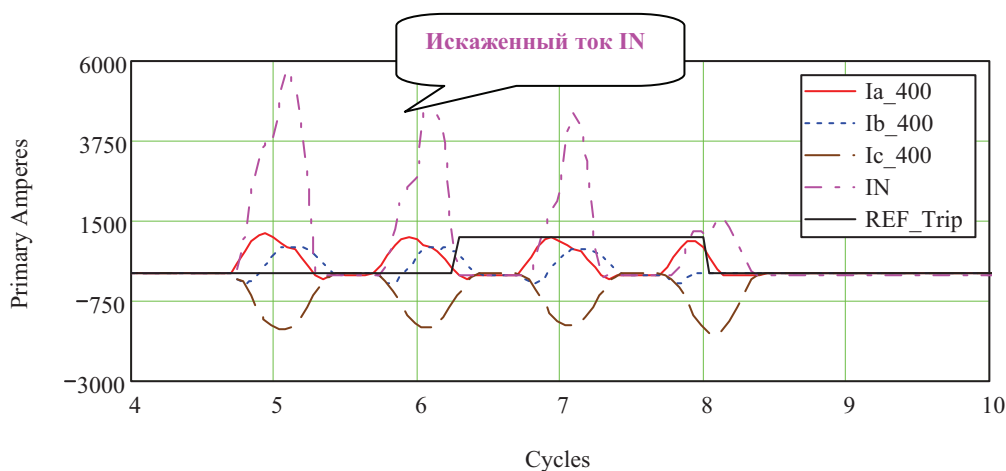


Рис. 9: Осциллограммы токов при включении автотрансформатора со стороны 400 кВ

4. ВЛИЯНИЕ МАГНИТНОГО ПОТОКА РАССЕЯНИЯ НА РАБОТУ РЕЛЕ ЗАЩИТЫ

Как было показано в предыдущих разделах, наличие магнитного потока рассеяния в месте установки ТТ вызывает импульсы тока на его вторичной обмотке. Такие импульсы имеют переменную величину и могут существовать лишь в определенные моменты периода промышленной частоты. Такие импульсы тока поступают в реле защиты, подключенные к этим ТТ. Как уже говорилось, основное воздействие этих импульсов проявляется в опасности излишнего срабатывания реле защиты. Обычно дифференциальные реле подвергаются наибольшему воздействию. Их излишние (ложные) срабатывания часто приводят к путанице, и требуют специальных исследований с тем, чтобы понять и устранить проблему. Таким образом, специалисты по релейной защите должны знать о возможных проблемах, вызываемых магнитным потоком рассеяния, поскольку ложные срабатывания такого происхождения могут иметь весьма дорогостоящие последствия и потребовать длительного анализа причин.

Необходимо учесть, что проблемы, связанные с магнитным потоком, могут возникать в случаях, где в месте установки ТТ существуют сильные внешние магнитные поля. Такие установки обычно характеризуются высокими токами и небольшими расстояниями между фазами или крутым изгибом проводов первичной обмотки рядом с местом установки ТТ. Установки, где такая проблема возникает чаще, это:

- ТТ в бронированном НКУ и КРУ среднего напряжения;
- ТТ в высоковольтном КРУЭ (с элегазовой изоляцией);
- ТТ на зажимах генератора;
- ТТ в магистральных шинах генератора;
- Встроенные ТТ, установленные в баках трансформатора, РСТ или шунтирующего реактора.

Когда такие проблемы возникают на практике, можно сделать следующее:

- Повысить уставки срабатывания реле («заглубить» защиту);
- Намеренно добавить выдержку времени на срабатывание реле;
- Использовать блокировку второй гармоники для дифференциальной защиты шин;
- Использовать принцип дифференциальной защиты, который не требует установки встроенных ТТ [4];
- Изменить место установки ТТ (по возможности);
- Если возможно, заменить имеющийся ТТ на ТТ с уравнивающей обмоткой.

Что предпринять в каждом конкретном случае в значительной степени зависит от масштаба проблемы. В применениях, где используется блокировка второй гармоники, с целью стабилизации реле дифференциальной защиты, аналогичных дифференциальным защитам шин, рекомендуется проверять, не снижает ли это надежность срабатывания дифференциального реле при внутренних повреждениях. Другой вариант – использовать дифференциальное реле, способное обойти критерий блокировки второй гармоники при внутренних повреждениях [1].

5. ТРАНСФОРМАТОР ТОКА С УРАВНИТЕЛЬНОЙ ОБМОТКОЙ

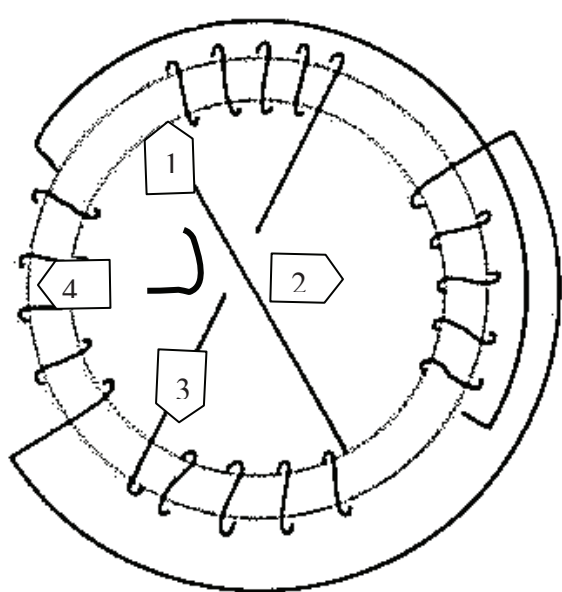
Трансформаторы тока могут защищаться от магнитного потока рассеяния экраном. Первое решение было использовать отдельные сплошные медные экраны, как было предложено в статье [2]. Позднее было предложено использовать уравнивающую обмотку (см. обсуждения в статье [8]). Принципы работы уравнивающей обмотки объяснены в статьях [7, 8, 9, 10].

Когда уравнивающая обмотка не сочетается с обычной вторичной обмоткой ТТ, она может быть представлена как отдельная обмотка, поделенная на четыре сегмента, равномерно распределенных по окружности сердечника ТТ (рисунок 10). Иногда на практике такая обмотка может иметь больше, чем обыкновенно, сегментов. Все они должны иметь одинаковое число витков.

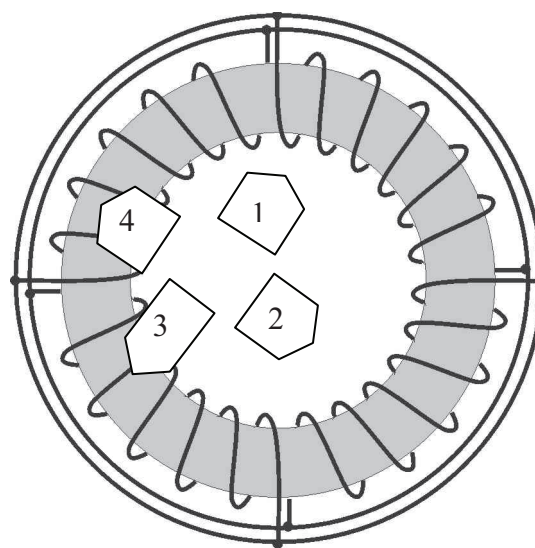
В первом решении крестовое соединение двух сегментов, расположенных на диаметрально противоположных частях сердечника ТТ (т.е. 1 и 3 и 2 и 4 на рисунке 10а), позволяет создать путь

для потока циркулирующего тока между каждой парой сегментов уравнивающей обмотки в условиях магнитного потока рассеяния. Эти циркулирующие токи наводят магнитное поле в сердечнике ТТ с противоположным магнитному потоку рассеяния направлением, уменьшая его влияние на ТТ. Необходимо учесть, что эти циркулирующие токи отсутствуют в нормальном режиме работы ТТ, когда практически нет магнитного потока рассеяния.

Во втором решении (рисунок 10а) все сегменты уравнивающей обмотки соединены параллельно. Такое исполнение обеспечивает путь для потока циркулирующих токов между всеми сегментами обмотки во время возникновения магнитных потоков рассеяния. Эти циркулирующие токи будут индуцировать магнитное поле в сердечнике ТТ во встречном направлении по отношению к потоку рассеяния, снижая его влияние на работу ТТ. Необходимо учесть, что эти циркулирующие токи отсутствуют в нормальном режиме работы ТТ, когда практически нет магнитного потока рассеяния.



а) Параллельное подключение противоположных сегментов уравнивающей обмотки



б) Параллельное соединение всех сегментов уравнивающей обмотки

Рис. 10: Способы соединения сегментов уравнивающей обмотки

Необходимо учитывать то, что на обоих сердечниках ТТ (рисунок 2) имеется уравнивающая дополнительная обмотка. Она делится на четыре равные части, равномерно распределенные вокруг окружности сердечника (рисунок 2, черные метки на обоих ТТ). Необходимо учитывать и то, что влияние уравнивающей обмотки можно включать и отключать, изменяя внешние подключения концов четырех сегментов. Ранее представленные результаты лабораторных испытаний ТТ были приведены для случая отключенного влияния уравнивающей обмотки.

После повтора лабораторных испытаний ТТ#2 (рисунок 2) с включенной уравнивающей обмоткой (включенной путем подключения ее четырех сегментов согласно второму решению, рисунок 10б), выбросов вторичного тока (рисунок 3 и рисунок 4) не наблюдалось.

На практике уравнивающая обмотка может быть как автономной обмоткой, так и соединенной со вторичной обмоткой ТТ, как это описано в статьях [8, 9] и показано на рисунке 11.

Если в электроустановке существует опасность возникновения магнитного потока рассеяния влияющего на корректную работу реле защиты, можно порекомендовать всегда заказывать и использовать специально выполненные ТТ с уравнивающей обмоткой.

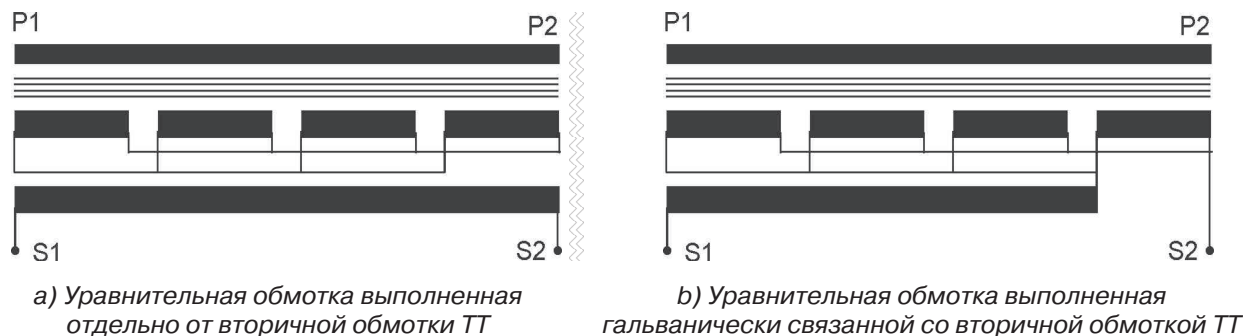


Рис. 11: Возможность практической реализации уравнительной обмотки

6. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Круг специалистов по релейной защите должен знать о возможном влиянии магнитного потока рассеяния на работу реле защиты. Магнитный поток рассеяния создает импульсы тока на вторичной обмотке ТТ. Это может привести к ложному (излишнему) срабатыванию реле защиты с таким ТТ. Исследование подобных проблем, как правило, трудный процесс, занимающий много времени. Поэтому, по крайней мере для вновь включаемых электроустановок, можно порекомендовать всегда использовать специальные ТТ с уравнительной обмоткой, если существует вероятность возникновения магнитного потока рассеяния при работе оборудования. Такое незначительное усовершенствование может оказаться очень полезным!

ЛИТЕРАТУРА

- [1] ABB Document 1MRK 504 086-UEN, «Technical reference manual, Transformer Protection IED RET 670», Product version: 1.1, ABB Power Technologies AB, Västerås, Sweden, (2007).
- [2] A.H.M. Arnold. “Leakage Phenomena in Ring-Type Current Transformers”, Transactions IEE, 74, pp. 413-423, (1934).
- [3] D.A.W. Baars. “Invloed van een uitwending magnetisch veld op een ringkernstroomtransformator”, ELEQ Report FR405R04a, (2005).
- [4] Z. Gajić. “Differential Protection Solution for Arbitrary Phase Shifting Transformer”, International Conference on Relay Protection and Substation Automation of Modern EHV Power Systems, Moscow – Cheboksary, Russia, (2007).
- [5] IEEE Special Publication. “Protection of Phase Angle Regulating Transformers (PAR),” A report to the Substation Subcommittee of the IEEE Power System Relaying Committee prepared by Working Group K1, (1999).
- [6] International Standard IEC 62032/IEEE C57.135. “Guide for the application, specification, and testing of phase-shifting transformers”, First edition (2005).
- [7] K.W. Jones. “Addressing Window Type Transformer Proximity Errors”, 59th Annual Conference for Protective Engineers, Texas A&M, College Station, USA (2006).
- [8] R.A. Pfuntner. “The Accuracy of Current Transformers Adjacent to High-Current Busses”, AIEE. Transactions, 70, pp. 1656-1661, (1951).
- [9] S. Seely. “Effect of Stray Flux on Current Transformers”, IEE Journal of Science & Technology, 37, pp. 115-120, (1970).
- [10] H. Yu, J. Yuan, J. Zou. “Design of Novel Structure Current Transformer with Shielding Coils for Overcoming the Saturation of Core”, IEEE Transactions on Magnetics, volume 42, pp. 1431-1434, (2006).

Разработка методик и автоматизация расчета уставок РЗА

В.А. ЕФРЕМОВ, И.С. КЛИМАНОВА
ООО «Исследовательский центр «Бреслер»

В.М. КОЗЛОВ
ОАО ФСК ЕЭС

Россия
klimatova_is@ic-bresler.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Микропроцессорная защита, расчет уставок, методика расчета уставок, программа расчета уставок, параметрирование.

1. ВВЕДЕНИЕ

Для внедрения устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) энергосистем необходима разработка соответствующего методического и программного обеспечения, в том числе и на этапе расчета уставок.

Существующие методики расчета уставок, базирующиеся главным образом на руководящих указаниях для электромеханических защит, требуют кардинального пересмотра. Это связано и с учетом таких факторов, как:

- повышение качества защиты, ее точности и надежности;
- изменение алгоритмов реализации фильтров и измерительных органов защиты;
- увеличение информационной базы защит (например, использование информации о предрезервах);
- внедрение гибкого алгоритмического построения защит;
- появление возможности плавного регулирования уставок во всем диапазоне, ввода/вывода из работы различных измерительных органов.

В условиях современного переоснащения электрообъектов микропроцессорными устройствами релейной защиты трудоемкий процесс расчета уставок осложняется еще и наличием большого количества производителей устройств РЗА на рынке России. При этом количество параметров и уставок, задание которых необходимо для правильной работы микропроцессорного устройства РЗА, значительно превышает аналоги на электромеханической и микроэлектронной базе. Сопроводительная документация по расчету уставок заводов-изготовителей может включать не одну сотню страниц. При этом часто наблюдается ситуация, когда производитель создает новые методики расчета уставок, имеет свою систему обозначений и формат ввода данных в устройство защиты. В связи с этим возникает необходимость в автоматизации трудоемких этапов расчетных работ с применением современных технологий и унификации методик расчета уставок однотипных реле.

2. ЧТО ТАКОЕ «РАСЧЕТ УСТАВОК»

Традиционно термин «уставка» в релейной защите обозначает параметр, который устанавливает какое-то значение для регулируемой электрической величины, что определяет условие срабатывания

устройства РЗА. Необходимо отметить, что работа защитных функций зависит не только от рассчитанных и выбранных уставок, но и от величин выдержек времени и положений накладок (ключей, переключателей, в том числе программных в микропроцессорных устройствах РЗА). В докладе под «расчетом уставок» понимается расчет и выбор как раз тех параметров защиты (уставок, выдержек времени и накладок), которые обеспечивают селективную и надежную работу защитных функций устройств РЗА на конкретных защищаемых объектах в определенных проектных решениях.

3. ИНФОРМАЦИОННАЯ БАЗА РАСЧЕТА УСТАВОК

Важная роль в решении задачи расчета уставок отводится информационной базе, которой располагает расчетчик (работник, выполняющий расчет уставок). В общем случае всю необходимую информацию можно разделить на две большие категории (см. рис. 1).

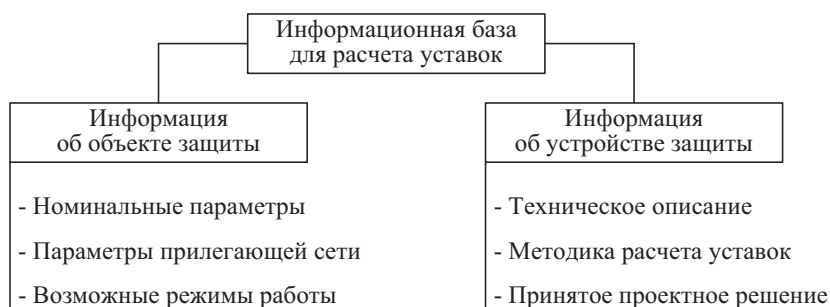


Рис. 1: Структура информационной базы для расчета уставок

3.1. Информация об объекте защиты

Расчетчик должен располагать достаточным количеством информации об объекте защиты, включая:

- каталожные данные (номинальные параметры) защищаемого объекта;
- схему и параметры прилегающей сети;
- возможные режимы работы объекта.

Каждый из перечисленных комплектов данных играет определенную роль и имеет свой источник. Например, без схемы и параметров прилегающей сети не возможен расчет электрических параметров режимов работы защищаемого объекта, т.е. токов и напряжений в нормальных и аварийных режимах. В условиях российской эксплуатации в большинстве случаев у расчетчиков имеется модель сети, которая составлялась постепенно в течение многих лет, по мере ее формирования. Необходимо отметить, что зачастую параметры такой модели являются устаревшими и не соответствуют реальным данным, что приводит к увеличению коэффициентов отстройки при расчете уставок, т.е. загромождению защиты, снижает ее надежность и в наихудшем случае может привести к неселективным срабатываниям. Известные и применяемые в большинстве российских энергосистем программы имитационного моделирования не обладают современным интерфейсом, имеют высокую стоимость и ограниченность по ряду возможностей расчета специфических режимов, в них не всегда присутствует информационная база по первичному оборудованию и ряд других ограничений, которые становятся тормозом при расчете уставок и приводят к необходимости создания других расчетных программ.

Кроме того, информация о прилегающей сети должна включать и данные по принятым уставкам и выдержкам времени защит смежных элементов. Без этих данных невозможен выбор уставок ступенчатых защит. На сегодняшний день программ для формирования полноценной электронной базы не предусмотрено, что часто ведет к принятию определенных допущений и, соответственно, к загромождению уставок и выдержек времени по условию согласования с защитами смежных элементов.

В микропроцессорных устройствах РЗА, в отличие от защит на электромеханической и микроэлектронной базах, реализованы более сложные, более совершенные, в том числе адаптивные алгоритмы, которые зачастую оперируют не расчетными данными, а первичными параметрами защищаемого

объекта (номинальными напряжениями, мощностями, токами, схемами соединения обмоток). Таким образом, если ранее расчетчик мог ограничиться адекватной схемой замещения сети, где все элементы, в том числе защищаемый объект, представлены расчетными сопротивлениями и проводимостями, то теперь появляется необходимость иметь удобную информационную базу каталожных данных.

Информация о возможных режимах работы защищаемого объекта позволит в дальнейшем определиться с расчетными условиями выбора уставок, а также с условиями расчетов токов и напряжений при повреждениях. Так, например, информация о том, что качания в рассматриваемой энергосистеме недопустимы по условиям устойчивости и исключаются действиями автоматики, позволяет исключить соответствующие условия отстройки от режимов качаний и асинхронного хода при расчете уставок. Или, например, при расчете уставок защиты трансформатора информация о максимальном напряжении сети приводит к использованию не полного диапазона регулирования трансформатора, а уточненного, т.е. максимально возможного для данной сети, что, в свою очередь, приводит к более точным результатам расчета токов и напряжения при расчетных видах коротких замыканий.

3.2. Информация об устройстве защиты

Вторая категория информации, необходимой для расчетчика, является информация об устройстве защиты, которая включает:

- техническое описание (руководство по эксплуатации);
- методику расчета уставок;
- принятое проектное решение применения защиты.

Это более сложная информационная система, инвариантная к производителю и типу защищаемого объекта.

На рынке релейной защиты и автоматики существует большое количество производителей, каждый из которых имеет свои уникальные алгоритмы, свои особенности ввода в эксплуатацию и работы с устройством защиты, оригинальные подходы к оформлению документации и к расчету уставок. Все это неизбежно приводит к необходимости переработки расчетчиком большого количества информации, затягиванию процесса расчета и ошибкам в результате путаницы с большим количеством однотипных устройств разных производителей.

Проблема осложняется еще и тем, что большинство производителей не имеют четких рекомендаций по расчету уставок для своих устройств. Так, например, производители защит со свободно конфигурируемой логикой чаще всего дают только описание возможностей своих устройств, при этом исключают описание особенностей расчета уставок при реализации общепринятых защит на базе тех или иных функций устройства, ссылаясь на руководящие указания и другие традиционно используемые методики. При этом расчет уставок по традиционным методикам приводит к недоиспользованию возможностей устройств, а расчетчики вынуждены тратить дополнительные ресурсы на поиск способов привязки традиционных методик к имеющимся устройствам.

Не менее важным является и принятое проектное решение. Многие устройства РЗА могут применяться по различному назначению и для различных объектов защиты. Информация о принятом проектном решении позволяет определиться с применяемой методикой расчета уставок и с функциональным составом устройства защиты.

Разработка методик расчета уставок для таких защит является на сегодняшний день актуальной задачей, т.к. не все производители имеют в достаточной степени понятные и полные методики, отражающие наиболее распространенные типовые варианты использования устройств. Исходя из вышесказанного, методика должна включать не только условия расчета и проверки чувствительности уставок, рекомендации по выбору выдержек времени и накладок, но и достаточное для понимания количество информации по работе самих защитных функций.

4. ЭТАПЫ РАСЧЕТА УСТАВОК

В общем случае в решении задачи расчета уставок можно выделить три основных этапа (см. рис. 2).

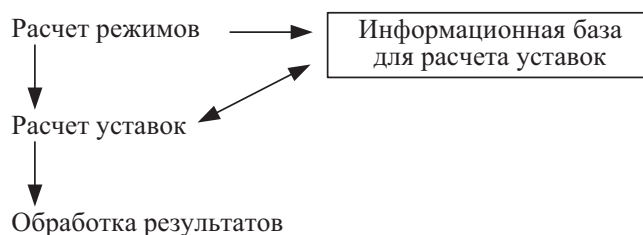


Рис. 2: Этапы расчета уставок

1. Расчет электрических параметров (токов, напряжений) режимов работы объекта, для которого уже разработано немало программных средств, от мощных универсальных программных комплексов до небольших узкоспециализированных программ, включая такие известные работы, как комплекс АРМ СРЗА и другие.

Важным моментом на данном этапе является выбор тех режимов работы защищаемого объекта, которые будут необходимы для расчета уставок и проверки чувствительности защиты. Данный этап является одним из наиболее трудоемких, который должен выполняться квалифицированным персоналом. Зачастую решения принимаются не только на основе руководящих документов, свойствах защищаемого объекта и особенностях режимов его работы, но и на личном опыте работника. Очевидно, что в выборе расчетных режимов в большей мере расчетчику должны помочь рекомендации по расчету уставок производителей и другие методические материалы.

2. Непосредственный расчет и проверка чувствительности уставок, выбор выдержек времени и значений программируемых накладок. На данном этапе происходит выбор алгоритмов, различных коэффициентов (отстройки, возврата и т.п.) и других параметров, необходимых для расчета, а также непосредственный расчет уставок. На этом этапе большое количество рутинных действий, часто выполняемых расчетчиками вручную, в результате которых появляются ошибки, связанные с человеческим фактором.

3. Формирование отчета о выполненном расчете и принятых решениях, а также подготовка задания на установку параметров в защите, соответствующую результатам расчета и выбора уставок. Для выполнения этого этапа расчетчик должен знать систему обозначения и формат ввода данных в устройство, принятые у производителей защит. Положение усугубляется большим количеством отечественных и зарубежных фирм, для каждой из которых обозначения и формат данных оказываются уникальными. При этом зачастую на одной и той же подстанции используются защиты нескольких производителей, что существенно снижает производительность труда расчетчика.

5. ТРЕБОВАНИЯ К РАЗРАБОТКЕ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДИК РАСЧЕТА УСТАВОК

Разработчик методики расчета уставок должен осознавать степень возложенной на него ответственности, что это наукоемкий процесс, требующий не только достаточного знания устройства, но самого объекта защиты, особенностей его эксплуатации и режимов работы, учитывая при этом накопленный опыт и знания в этой области.

Исходя из приведенного выше анализа информационной базы и этапов расчета уставок, описанных проблем и особенностей этого процесса можно сформулировать следующие требования, которым должны отвечать современные методики расчета уставок.

1. Методики должны в достаточной степени описывать всю необходимую для расчетов информацию об объекте защиты. Это не только параметры самого объекта и режимов его работы, но и требования к моделям, позволяющим получить эти режимы. В методике должно быть указано, как повлияет учет или неучет тех или иных параметров на расчет. Так, например, в расчетах на сильно упрощенных моделях или при неизвестных точных параметрах системы коэффициенты отстройки должны быть выше.

2. Методики расчета уставок должны описывать всю необходимую для расчетов информацию об устройстве защиты и ее функциях, рекомендации или возможные варианты использования этих функций. В особенности это касается новых еще мало используемых, но эффективных алгоритмах, которые зачастую пользователь боится вводить в эксплуатацию, пользуясь устаревшими, но проверенными решениями. Новые алгоритмы способны увеличить надежность работы устройства, его чувствительность и быстродействие. Так, например, использование дополнительных функций позволяет отстроить защиту от некоторых специфических режимов и не отстраивать от этих режимов традиционные основные функции защиты, повышая тем самым их чувствительность и быстродействие.

3. Методики расчета уставок должны учитывать существующий опыт эксплуатации не только подобных защит, но и самого рассматриваемого устройства. Сюда же можно отнести и опыт эксплуатации самой методики: все замечания и вопросы расчетных служб должны впоследствии уточняться и раскрываться в последующих вариантах рекомендаций по расчету уставок. Таким образом, современные методики должны постоянно развиваться и накапливать информацию.

4. Сами методики расчета и выбора уставок, выдержек времени и накладок должны быть сформулированы так, чтобы они были доступны для понимания даже начинающим расчетчикам. Это требование вызвано, в первую очередь, существующими кадровыми проблемами в ряде энергосистем. Устройство, сопровождающееся понятийно доступной документацией, не только становится более привлекательным в глазах его потенциального покупателя, но и улучшает отзывы об эксплуатации этого устройства, что очень важно в условиях сложившегося достаточно большого конкурентоспособного рынка релейной защиты и автоматики.

6. СИСТЕМА АВТОМАТИЗИРОВАННОГО РАСЧЕТА УСТАВОК

Современные темпы развития энергетики, реконструкции и переоборудования старых и ввода в эксплуатацию новых подстанций и линий электропередачи существенно увеличивает нагрузку служб релейной защиты энергосистем. Зачастую в одной энергосистеме, даже на одной подстанции используются защиты разных производителей, что требует от расчетчика знания не только своего защищаемого оборудования и режимных особенностей эксплуатации объекта, но и специфики большого числа устройств, изучения их многостраничных технических описаний, что существенно замедляет темпы расчетов, порой вызывает путаницу и может привести к ошибкам в расчетах, в том числе и по невнимательности. Поэтому максимальная автоматизация процесса расчета уставок, контроль выполняемых расчетов на всех этапах и ведение информационных баз остается одной из наиболее актуальных задач.

В общем случае такая автоматизированная система должна состоять из трех основных частей, схема взаимодействия которых показана на рис. 3: информационная база об энергосистеме, программа расчета режимов и программа расчета уставок.

1. Информационная база об энергосистеме. Как уже говорилось выше, такая база должна хранить не только первичные данные о защищаемом оборудовании и схеме сети, но и об установленных на данном оборудовании защитах и способах их подключения. На сегодняшний день не существует подобных полноценных электронных баз, чаще всего российские расчетчики берут эти сведения из предыдущих расчетов, сопоставляя с существующими схемами защищаемой сети и уточняя необходимые на текущий момент данные непосредственно на подстанции.

2. Программы расчета режимов работы энергосистемы. Исходя из представленной на рис.3 системы данная программа должна быть связана и с информационной базой, как источником информации о схеме замещения защищаемой сети и рассматриваемого энергообъекта в частности, так и с программой расчета уставок.

3. Программа расчета уставок. Источником информации о защищаемом объекте здесь становится информационная база, а источником информации о режимах его работы — программа расчета режимов. Кроме того, видится целесообразным автоматизирование формирования программой расчета уставок заданий на расчет режимов с возможностью корректировки этих заданий расчетчиком.

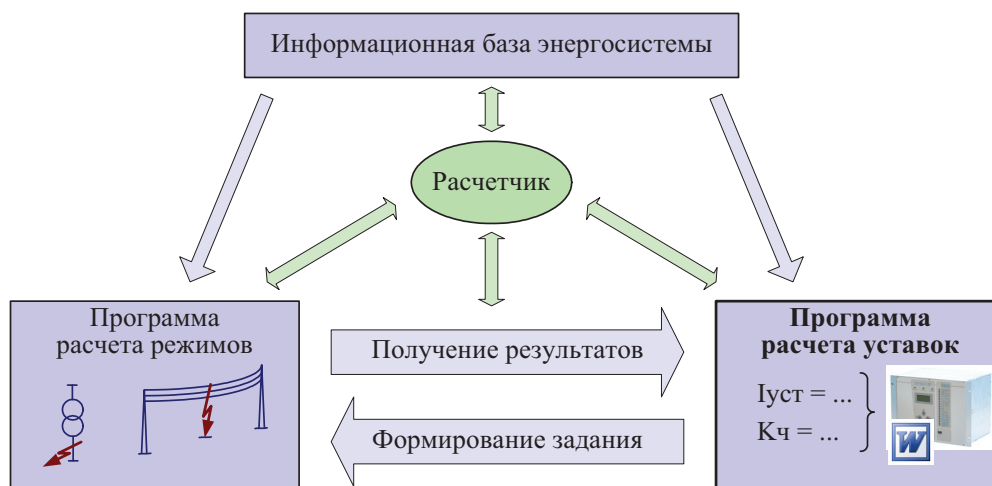


Рис. 3: Автоматизированная система расчета уставок

Далее речь пойдет только о третьей части данной системы – программе расчета уставок. Исходя из представленного выше анализа информационной базы и этапов расчета уставок можно сформировать перечень функций, которые должна выполнять эта программа (рис. 4):

- получение информации из базы данных энергосистемы;
- работа с программой расчета режимов: формирование задания на расчет и получение результатов расчета;
- непосредственный расчет уставок, выдержек времени и накладок по заложенным в программе алгоритмам;
- проверка чувствительности выбранных уставок;
- контроль вводимых и используемых в расчетах параметров и результатов на всех этапах расчета;
- формирования протоколов расчета, в том числе и кратких вариантов, содержащих лишь результирующие значения, для составления указаний для непосредственного параметрирования устройства на подстанции;
- подготовка файлов уставок для загрузки их в микропроцессорные устройства защиты.

В реализации такой программы возможны два типа интерфейса (рис. 4):

- открытый, когда все выполняемые расчеты открыты и доступны для корректировки;
- закрытый, когда пользователь вводит минимальное количество данных, на основе которых программа выполняет расчет, автоматически подбирая и выбирая значения всех коэффициентов.



Рис. 4: Функциональный состав программы расчета уставок

Москва, 7–10 сентября 2009 г.

Анализ разработанного по заказу ОАО «ФСК ЕЭС» программного комплекса «ПАРУС РЗА» [1] показывает, что указанная программа может лечь в основу программы расчета уставок для автоматизированной системы, т.к. практически полностью удовлетворяет требованиям к функциональному составу программы и предусматривает возможность реализации обоих видов алгоритмов расчета. Для внедрения в автоматизированную систему расчета уставок данный программный комплекс должен быть модернизирован: добавлен интерфейс связи с базой данных и функция автоматизированного формирования задания для программы расчета режимов.

7. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Проанализированы необходимая информационная база расчета уставок, описаны ее основные компоненты, а также этапы расчета уставок, их взаимосвязь с информационной базой.

2. Сформулированы требования к современным методикам расчета уставок.

3. Предложена схема системы автоматизации расчета уставок.

4. Показано, что программный комплекс расчета уставок «ПАРУС РЗА» по выполняемым функциям и возможностям, реализованным алгоритмам и степени автоматизации расчетных работ может стать базой при создании автоматизированной системы расчета уставок.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Ефремов В.А., Климатова И.С., Козлов В.М. Методики и программы расчета уставок микропроцессорных защит // Релейная защита и автоматика энергосистем-2008: Сб. докладов XVIII научно-технической конференции. С. 70-72.

Применение комплексной защиты с абсолютной селективностью на линиях 220-750 кВ

В.А. ЕФРЕМОВ, Н.В. ПОДШИВАЛИН
ООО «Исследовательский центр «Бреслер»

Г.С.НУДЕЛЬМАН
ОАО «ВНИИР»
Россия
Efremov_VA@ic-bresler.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Комплексная защита линий, дифференциально-фазная защита, избиратель поврежденных фаз, однофазное автоматическое повторное включение, орган сравнения фаз, орган контроля дуги подпитки, орган выявления успешности включения.

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в энергосистемах России широко внедрены различные типы защит абсолютной селективности воздушных линий (ВЛ) электропередачи [1]. Преимущества дифференциального и дифференциально-фазного принципов обусловили применение такого типа защит для линий разных классов напряжений. Интенсивная прокладка ВОЛС послужила стимулом к внедрению ДЗЛ с оптоволоконном.

Современная российская идеология построения защит абсолютной селективности воздушных линий высокого и сверхвысокого напряжения направлена в сторону использования комплексных защит, включающие помимо дифференциально-фазной защиты (ДФЗ), избиратель поврежденных фаз и вида повреждения (ИПФ) и устройство однофазного автоматического повторного включения (ОАПВ) с собственными органами контроля погасания дуги подпитки (ОКПД) и выявления успешности включения. Многолетний опыт эксплуатации таких комплексов показал эффективность этих решений, как средство повышения быстродействия, селективности и надежности функционирования защиты электрической системы. В докладе рассмотрены некоторые аспекты по разработке, применению комплексной дифференциально-фазной защиты и опыта ее эксплуатации на ВЛ 500кВ.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Выпускаемые отечественной промышленностью микропроцессорные дифференциально-фазные защиты (МП ДФЗ) для воздушных линий сверхвысокого напряжения (СВН), оборудованные выключателями с пофазным приводом, komponуются устройствами однофазного автоматического повторного включения. Впервые такие защиты разработаны Исследовательским центром (ИЦ) «Бреслер», установлены и пущены в работу на линиях 500 кВ МЭС Востока в 2004 году.

Внедрение МП ДФЗ с ОАПВ изменило идеологию построения и взаимодействия комплекса защит для линий СВН. Если устройства ОАПВ на электромеханической (АПВ-500) или микроэлектронной (ПДЭ-2004.03) базе предполагали подачу отключающих импульсов только ими самими, то в цифровых защитах каждый шкаф основной и резервной защит линии способен выполнить весь спектр функций ОАПВ и воздействовать на выключатель самостоятельно. Принятие такой идеологии предъявляет дополнительные требования к надежности защит в части выбора алгоритмов функционирования и принципов выполнения. Одним из путей повышения надежности, принятых в ИЦ «Бреслер», стало использование наряду с дистанционными избирателями в резервных защитах, токовых избирателей

поврежденных фаз в основной защите. Подобные принципы взаимодействия основных и резервных защит оказались эффективными и получили дальнейшее развитие [2].

Комплект основных защит для линий с пофазным управлением 220–750 кВ включает в себя:

- ДФЗ, которая обеспечивает абсолютную селективность защит при повреждениях по всей длине линии;
- токовый ИПФ, обеспечивающий селективность по поврежденным фазам;
- модуль ОАПВ, построенный на основе селективного выбора повреждения в контролируемой зоне действия и по поврежденным фазам.

Структурно функции ДФЗ для линий напряжением 110–220 кВ (ДФЗ-110) «Бреслер ШЛ 2604» и напряжением 330–750 кВ (ДФЗ-500) «Бреслер ШЛ 2704» строятся по одному и тому же принципу [3].

ДФЗ-500 предоставляют следующие возможности:

- работы с пусковыми и с отключающими измерительными органами (ИО), реагирующими: а) на ток и его составляющие при замене электромеханического ДФЗ-504 или совместной с ним работе; б) на компенсированное напряжение обратной последовательности при замене электромеханического ДФЗ-503 или совместной с ним работе; в) на весь спектр токов и напряжений и их аварийные составляющие для достижения высокой чувствительности защиты;
- компенсации емкостного тока линии в органе манипуляции и при необходимости в пусковых и отключающих ИО;
- работы в неполнофазных режимах цикла ОАПВ;
- ввода в работу дополнительных ИО реле сопротивления для селективной работы защиты при сложных видах повреждения в цикле ОАПВ [4];
- действия на отключение трех фаз и отключение одной фазы через устройство ОАПВ;
- работы без цепей напряжения;
- конфигурирования логики под нужды потребителя для различных режимов электрических систем.

Избиратель поврежденных фаз и вида повреждения (ИПФ) выполнен на токовом принципе без привлечения цепей напряжения и включает в себя два независимых канала:

- канал ИПФ, реагирующий на симметричные составляющие токов;
- канал ИПФ, реагирующий на аварийные составляющие токов режима.

Оба канала ИПФ работают постоянно; защитой же используются результаты работы только одного из каналов. Выбор канала определяется режимом работы защиты.

Если имеет место режим первого включения линии – опробование линии напряжением (ОЛ) или ТАПВ (сигналы РКВ или ТАПВ на входе защиты), то в ИПФ выбирается блок, работающий только по симметричным составляющим токов. В соответствии с алгоритмом функционирования ОАПВ любое повреждение при ОЛ или ТАПВ неизбежно приводит к трехфазному отключению независимо от состояния выходов ИПФ; избиратель в таком режиме выполняет только лишь вспомогательные функции. Его выходные сигналы, говорящие о поврежденных фазах и виде повреждения, фиксируются в аварийных осциллограммах, регистраторе событий и на светодиодном индикаторе на лицевой панели терминала, что может оказаться полезным при анализе аварии.

Алгоритм ИПФ на базе симметричных составляющих основан на фазовых соотношениях токов прямой, обратной и нулевой последовательностей при различных видах КЗ, которые вытекают из граничных условий в месте повреждения. Реализация угловых соотношений между составляющими токов выполнена с применением функции квазимощности, например,

$$\underline{S}_{v20} = P_{v20} + jQ_{v20} = \dot{I}_0 \cdot \dot{I}_{2v}^*$$

где $\dot{I}_0 \cdot \dot{I}_{2v}^*$ – соответственно вектор тока нулевой последовательности и сопряженный вектор тока обратной последовательности фазы $v = A, B, C$; \underline{S}_{v20} – комплексная мощность, P_{v20} и jQ_{v20} ее активная и реактивная составляющие. Сравнивая величины P_{v20} и jQ_{v20} , можно определить расположение вектора тока обратной последовательности в определенном угловом секторе относительно вектора тока нулевой последовательности.

Канал ИПФ, реагирующий на аварийные составляющие токов, использует информацию о токах предаварийного режима и способен работать, если токи фаз измеряются на протяжении трех и более периодов промышленной частоты. В качестве предшествующего режима может выступать и переходный режим при смене одного состояния объекта другим, в том числе и в цикле ОАПВ. В защите постоянно используется информация этого канала ИПФ. Он блокируется на определенное время внешними по отношению к ИПФ сигналами, поступающими в режимах ОЛ или ТАПВ.

В качестве информационных параметров канала ИПФ, реагирующего на аварийные составляющие токов режима, выступают аварийные составляющие (приращения) векторов фазных токов $\dot{I}_{A,ав}, \dot{I}_{B,ав}, \dot{I}_{C,ав}$, вектор тока нулевой последовательности \dot{I}_0 , безнулевые фазные аварийные составляющие $\dot{I}_{A,ав} = \dot{I}_{A,ав} - \dot{I}_0; \dot{I}_{B,ав} = \dot{I}_{B,ав} - \dot{I}_0; \dot{I}_{C,ав} = \dot{I}_{C,ав} - \dot{I}_0$, являющиеся, по сути, суммой аварийных составляющих прямой и обратной последовательностей, и величины квазимощностей между безнулевыми составляющими фаз и током нулевой последовательности $S_{v,0ав} = P_{v,0ав} + jQ_{v,0ав} = \dot{I}_0 \cdot \dot{I}_{v,0ав}^*$, $v = A, B, C$. Последнее выражение используется для выявления особой фазы при земляных КЗ. Преимущество аварийных составляющих токов проявляется в том, что они несут информацию только об аварийном режиме, так как из них устранены токи нагрузочного режима и емкостный ток линии.

При формировании уставок обоих каналов ИПФ следует иметь в виду, что выходной сигнал избирателя поступает в защиту после срабатывания отключающих измерительных органов ДФЗ, т.е. ДФЗ является пусковым органом для выходных сигналов избирателя. По этой причине уставки срабатывания ИПФ можно выбирать всего лишь по условиям отстройки от токов небаланса измерительных трансформаторов тока, с высоким коэффициентом чувствительности и практически независимо от длины линии.

Применение чисто токового ИПФ позволяет реализовать комплекс защит без цепей напряжения или при их потере, сохраняя при этом все предписанные защите функции, в том числе и исполнение полного цикла ОАПВ с отключением и повторным включением поврежденной фазы.

Универсальный ИПФ позволяет ввести в защиту еще одну дополнительную функцию – отключение только одной фазы при междуфазных замыканиях и выполнение затем ОАПВ, как при однофазных повреждениях.

Измерительные органы ОАПВ. Помимо традиционных ИО [5], в перечень ОАПВ включены органы, способствующие повышению устойчивости энергосистемы и ограничению перенапряжений. Непосредственно в модуле ОАПВ защиты «Бреслер ШЛ 2704» используются четыре измерительных органа: комбинированный ИО тока обратной и нулевой последовательностей ($I_2 + I_0$), комбинированный ИО приращения вектора тока обратной и нулевой последовательностей [$\Delta(I_2 + I_0)$], орган выявления успешности включения (ОВУВ) и орган контроля погасания дуги подпитки (ОКПД).

Перечень ИО функции ОАПВ с математическим описанием их алгоритмов приведен в таблице 1.

№	Наименование органа	Алгоритм действия
1	Комбинированный ИО тока ($I_2 + I_0$)	$[\text{mod}(I_2(k)) + \text{mod}(I_0(k))] \geq I_{уст}$
2	Комбинированный ИО приращения модуля вектора тока обратной и нулевой последовательностей [$\Delta(I_2 + I_0)$]	$I_{20}(k) = [\text{mod}(I_2(k)) + \text{mod}(I_0(k))]$ $I_{20}(k) - I_{20}(k) \geq I_{уст}$
3	Орган выявления успешности включения (ОВУВ)	$\text{mod}(U_\phi) \geq U_{уст} \mid \text{mod}(U'_{0l}) \leq U_{уст}$
4	Орган контроля погасания дуги подпитки (ОКПД)	$\left[\begin{array}{l} U_\phi / I_0 \geq Z_{уст} \cap I_0 \geq I_{т.р.} \\ U_\phi \geq U_{уст} \cap U_{ав} \leq U_{уст} \end{array} \right]$

Табл. 1

Традиционные реле тока и напряжения нулевой последовательности предыдущих версий ОАПВ в микропроцессорной защите заменены на **комбинированный ИО тока обратной и нулевой последовательностей** ($I_2 + I_0$), что способствует не только повышению чувствительности защиты к земляным замыканиям через переходные сопротивления, но и позволяет сохранить способность работать без

привлечения цепей напряжения. Комбинированный ИО тока обратной и нулевой последовательностей функции ОАПВ по структуре и принципу действия аналогичен органам, используемым в блокирующих и отключающих каналах ДФЗ. Его назначение заключается в контроле входных сигналов, поступающих на пуск ОАПВ от других (внешних) защит подстанции. Если он введен в действие, то пуск ОАПВ возможен только после его срабатывания. Предпосылкой выбора комбинированного ИО тока для контроля пусковых цепей ОАПВ явилось его высокое быстродействие, которое превышает быстродействие остальных защит подстанции. Выбор уставки его срабатывания осуществляется по критерию отстройки от токов небаланса в максимальном нагрузочном режиме.

Для защиты неповрежденных фаз (ЗНФ) в неполнофазном режиме цикла ОАПВ предназначен **комбинированный ИО приращения модуля вектора тока обратной и нулевой последовательностей** $[\Delta(I_2 + I_0)]$. Отказ от известных методов построения ЗНФ обусловлен ограничениями по уставкам и сложностью их выбора для реле, реагирующего на разность модулей токов неповрежденных фаз. В защите предусмотрена возможность реализации токовой ЗНФ с привлечением дифференциально-фазного принципа, что позволяет получить абсолютную селективность для ЗНФ. Токовая ЗНФ вводится в работу в начале неполнофазного режима цикла ОАПВ. При срабатывании этого ИО происходит отключение трех фаз.

Орган выявления успешности включения (ОВУВ). При реализации функции поочередного ОАПВ на конце линии, включаемом вторым, команда на включение дается после идентификации успешного включения этой фазы на первом конце линии. Выявление успешности включения выполняет специальный измерительный орган – ОВУВ. Задание очередности повторного включения отключавшейся фазы по концам ВЛ осуществляется оперативным переключателем.

ОВУВ должен надежно срабатывать при отсутствии КЗ на фазе, включенной с любой стороны линии, и не срабатывать при КЗ на фазе, отключенной с двух сторон или отключенной с той стороны, где установлен данный ОВУВ. Он не должен также срабатывать в неполнофазном режиме при отсутствии КЗ на фазе, отключенной с двух сторон. При симметричном расположении реакторов на линии ОВУВ может быть построен с помощью одного ИО максимального напряжения RH_ϕ , реагирующего на напряжение отключаемой фазы. Такой орган работает правильно и в том случае, если при симметричном расположении реакторов один из них почему-либо отключен. Срабатывание ИО фазного напряжения должно соответствовать срабатыванию ОВУВ, т.е. успешному включению фазы на другом конце линии:

$$U_{\text{ОВУВ, фаз}} = \text{mod}(\underline{U}_\phi) \geq U_{\text{уст}},$$

где \underline{U}_ϕ – фазное напряжение на отключенной фазе.

При больших значениях коэффициента поперечной компенсации одного ИО фазного напряжения RH_ϕ может оказаться недостаточно [4], поэтому ОВУВ дополнен ИО RH_0 напряжения нулевой последовательности U_0 , реагирующим на расчетное напряжение нулевой последовательности U'_{01} противоположного конца ВЛ, включаемого первым:

$$\underline{U}'_{01} = \underline{K}_u \cdot \underline{U}_{0П} - \underline{K}_i \cdot I_0,$$

где $\underline{U}_{0П}$ – напряжение нулевой последовательности наблюдаемого конца; I_0 – ток нулевой последовательности; $\underline{K}_u = \text{ch}(\gamma l)$, $\underline{K}_i = \underline{Z}_c \text{sh}(\gamma l)$ – комплексные коэффициенты, зависящие от удельных параметров нулевой последовательности линии.

ИО напряжения нулевой последовательности RH_0 выполнен как реле минимального напряжения:

$$U_{\text{ОВУВ}_0} = \text{mod}(\underline{U}'_{01}) \leq U_{\text{уст}}.$$

Срабатывание этого ИО подготавливает канал включения от ОВУВ.

На рис.1 на комплексной плоскости показаны области расположения расчетного значения напряжения нулевой последовательности \underline{U}'_{01} на ненаблюдаемом конце линии в цикле ОАПВ.

Орган контроля погасания дуги подпитки. Модуль ОАПВ в защите выполняется с расчетной и с адаптивной паузами. Длительность расчетной паузы определяется из наилучшего по длительности режима горения дуги подпитки, что приводит к неоправданным затяжкам неполнофазного режима ОАПВ. Длительность адаптивной паузы устанавливается с помощью специального органа контроля погасания дуги подпитки (ОКПД), который определяет момент погасания дуги подпитки на отключенной с двух сторон фазе.

Контроль погасания дуги начинает выполняться по истечении определенной выдержки времени, отсчитываемой от начала фиксации цикла ОАПВ. Выдержка может определяться, например, временем готовности выключателя к повторному включению или временем отстройки от переходного процесса.

Для работы ОКПД необходим предварительный выбор поврежденной фазы. Такая информация поступает от логики ОАПВ. Измерительный орган ОКПД включает в себя два канала, построенных:

- на основе комбинации максимальных направленного (PC1) и ненаправленного (PC2) реле сопротивления. Реле сопротивления PC1 и PC2 ОКПД реагируют на замер

$$Z_{изм} = U_{\phi} / I_0,$$

где U_{ϕ} – напряжение на отключенной фазе; I_0 – ток нулевой последовательности в линии.

- на основе комбинации максимального ИО фазного напряжения ($PH_{\phi} - max$), минимального ($PH_{ав} - min$) и максимального ($PH_{ав} - max$) ИО аварийной составляющей напряжения.

Реле максимального сопротивления PC1 и PC2 выполнены с круговой характеристикой и подключаются к напряжению отключаемой фазы и току нулевой последовательности.

На комплексной плоскости (рис. 2) показаны области расположения замеров Z для линии с реакторами и вариант охвата характеристиками PC1 и PC2 области срабатывания (рис. 3).

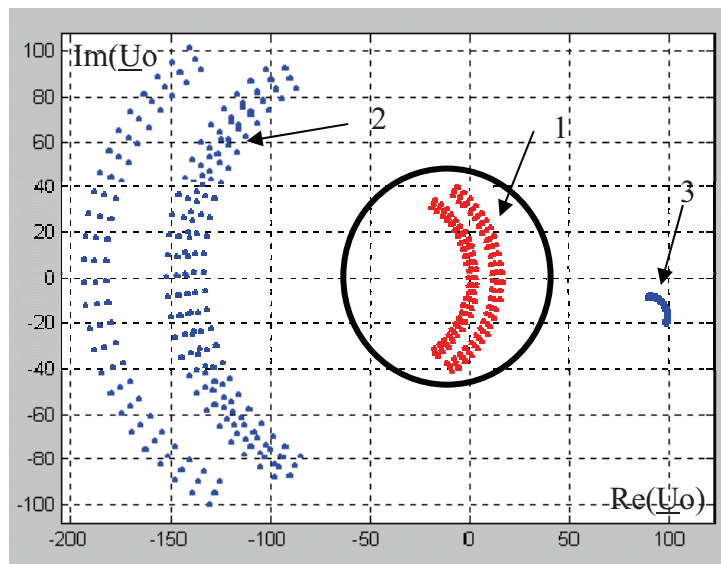


Рис. 1: Геометрическое место на комплексной плоскости расчетного значения напряжения нулевой последовательности \underline{U}'_{01} на ненаблюдаемом конце линии в цикле ОАПВ для длин ВЛ $l = 300..600$ км: 1 – значения при успешном включении; 2, 3 – значения при отключенной фазе с двух сторон без КЗ (3 – в режиме резонанса).

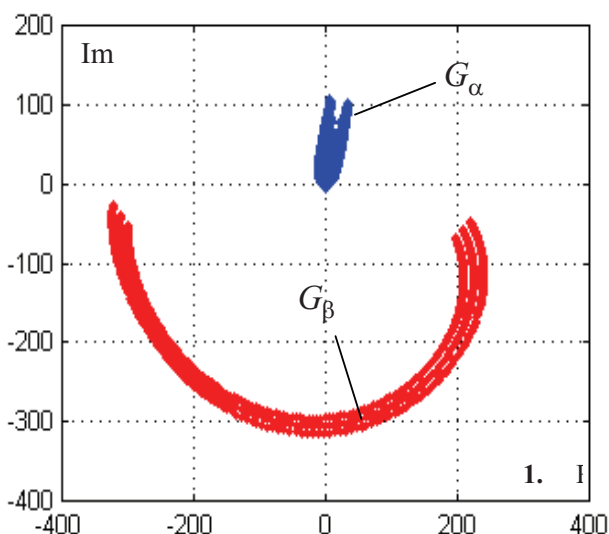


Рис. 2: Области замера РС для линии с реакторами: G_α – область несрабатывания; G_β – область срабатывания

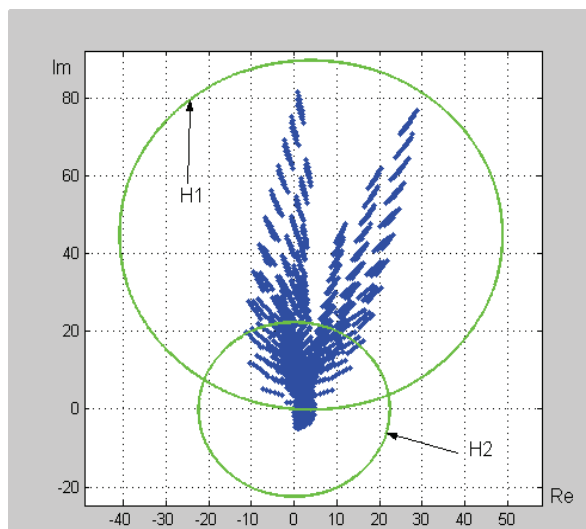


Рис. 3: Охватывание характеристиками РС области несрабатывания. H1 – характеристика направленного реле; H2 – характеристика ненаправленного реле

«Арбитром» выбора канала является максимальное ИО аварийной составляющей напряжения ($RH_{ав} - \max$), действующего совместно с реле максимального тока. При токах линии, не превышающих тока точной работы, а также при наличии биений, сопровождающихся значительной просадкой восстанавливающегося напряжения, при котором $Z_{изм}$ меньше уставки РС1 и РС2, в ОКПД всегда работает канал напряжения.

ИО фазного напряжения $RH_\phi - \max$ реагирует на величину напряжения на отключенной фазе, и при превышении модулем этого напряжения величины уставки разрешает выдачу каналом сигнала на повторное включение фазы $U_\phi \geq U_{уст}$.

Минимальный ИО аварийной составляющей напряжения $RH_{ав} - \min$ реагирует на величину

$$U_{RH,ав}(k) = \text{mod}(\underline{U}(k) - \underline{U}'(k)),$$

где $\underline{U}'(k)$ – предсказанная ФАС величина текущего значения напряжения

$$\underline{U}'(k) = \underline{U}(k) - 3\underline{U}(k - N/2) + 3\underline{U}(k - N) - \underline{U}(k - 3N/2).$$

Срабатывание ИО $RH_{ав} - \min$ происходит при условии $U_{RH,ав}(k) \leq U_{уст}$. Выход ИО $RH_{ав} - \min$ поступает на элемент времени с задержкой на срабатывание, определяемой временем повторного зажигания дуги.

Максимальный ИО аварийной составляющей напряжения $RH_{ав} - \max$ реагирует на ту же величину, что и $RH_{ав} - \min$. Срабатывание ИО $RH_{ав} - \max$ происходит при $U_{RH,ав}(k) \geq U_{уст}$. Выход ИО $RH_{ав} - \max$ поступает на элемент времени с задержкой на возврат, что исключает дребезг на выходе реле из-за пульсаций аварийной составляющей напряжения вблизи уставки срабатывания.

Применение ИО ОВУВ и ОКПД по разным концам линии позволяют значительно сократить бестоковую паузу цикла ОАПВ. На рис. 4 и рис. 5 приведены аварийные осциллограммы повреждения на линии «Хабаровская – Бурейская ГЭС 1 цепь». Отключение линии произошло менее чем за 50 мс, с учетом 15 мс задержек отключающих сигналов ДФЗ (введены ОДУ Востока).

Со стороны подстанции «Хабаровская», ОАПВ на которой выполняется первым, через время 415 мс от начала бестоковой паузы, определяемое деионизацией канала и способностью выключателя к повторному включению (рис.4), от ОКПД формируется команда на включение линии.

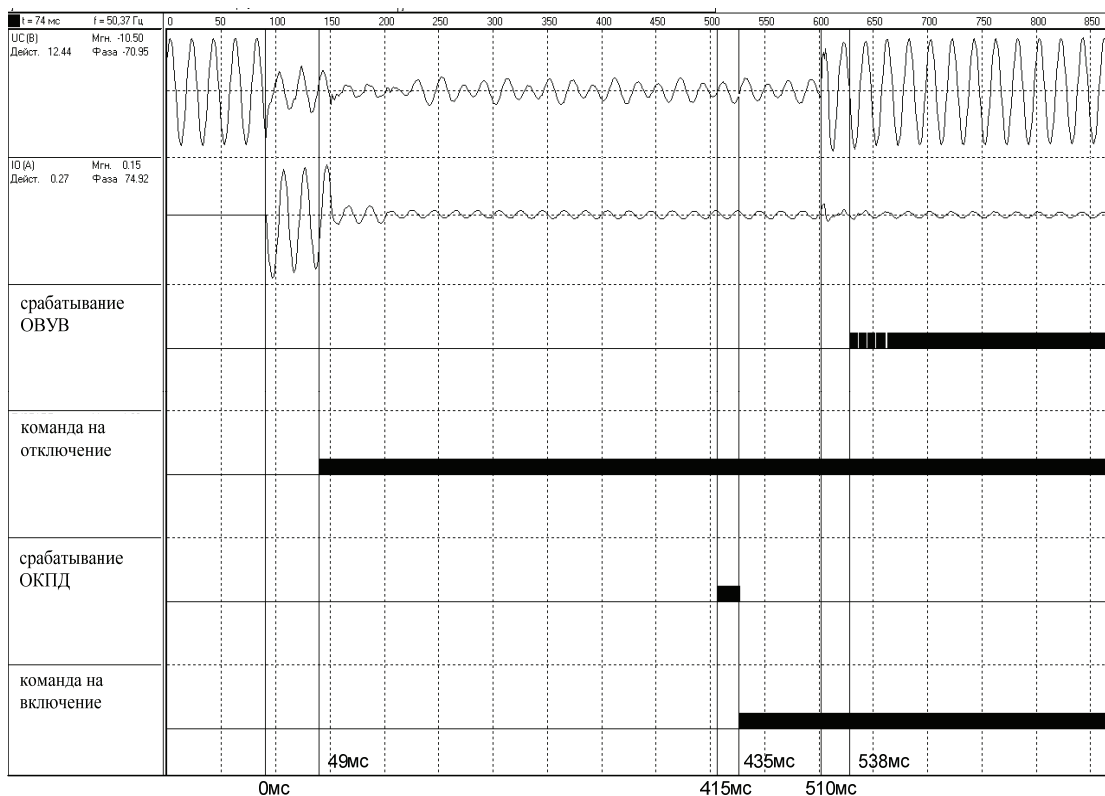


Рис. 4: Осциллограмма аварии на линии 500 кВ «Хабаровск- Буряя 1цепь». ПС «Хабаровская»

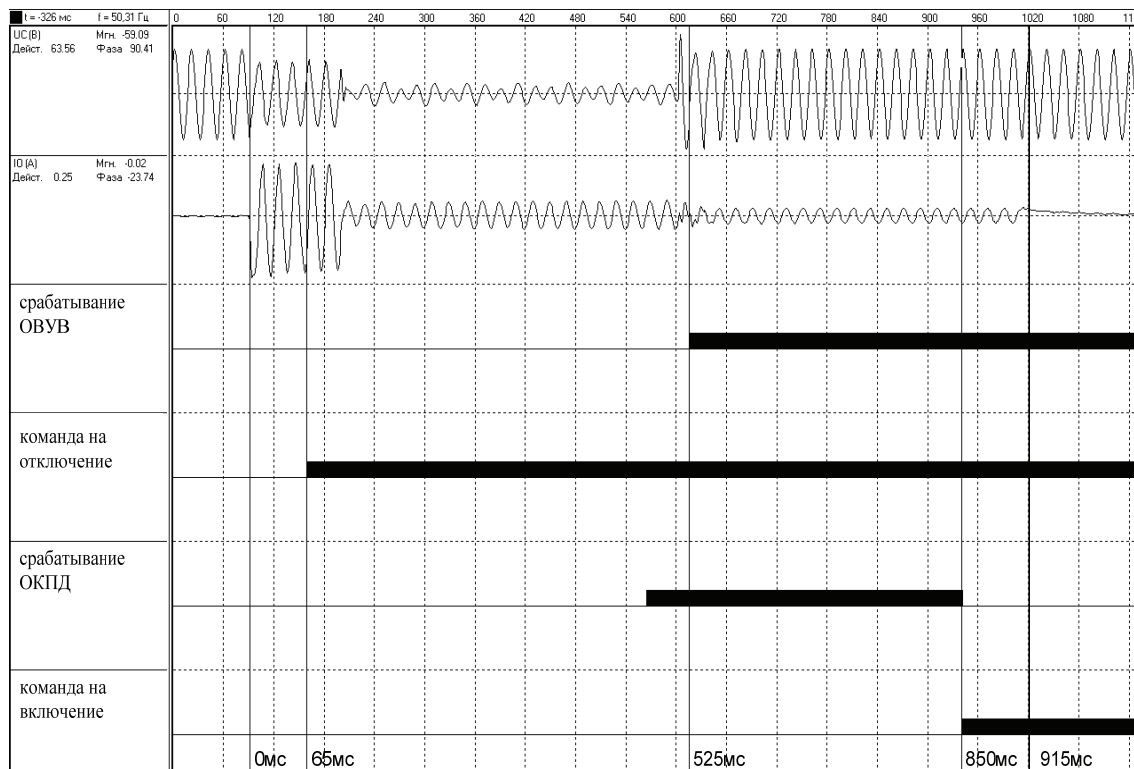


Рис. 5: Осциллограмма аварии на линии 500 кВ «Буряя-Хабаровск 1цепь». ПС «Бурейская ГЭС»

Москва, 7–10 сентября 2009 г.

Появившееся после успешного включения со стороны «Хабаровской» напряжение на линии на 525 мс вызывает срабатывание ОВУВ в полуконтакте защиты на подстанции «Бурейская ГЭС» (рис. 5). По истечении некоторой выдержки, необходимой для исключения повторного пробоя повреждения, на 850 мс от начала аварии подается команда на замыкание линии в транзит. Таким образом, полное восстановление линии после однофазного замыкания произошло за 900 мс. При этом следует заметить, что особенности работы выключателей, установленных по концам линии, не позволяют выполнять ОАПВ ранее 300–350 мс после отключения повреждения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Введение функции ОАПВ в основную защиту повышает ее функциональные возможности.
2. Применение токового избирателя поврежденных фаз и вида повреждения (фазового селектора) повышает надежность функционирования защит.
3. Описанные принципы построения измерительных органов ОАПВ позволяют сократить время бестокой паузы цикла ОАПВ.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита энергетических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.
- [2] Алимов Ю.Н., Белотелов А.К., Добродеев К.М. и др. Основные принципы построения релейной защиты оборудования 330–750 кВ с использованием микропроцессорных устройств серии ШЭ2710 // Электрические станции. 2005. № 9. С. 42–451–12.
- [3] Атабеков Г.И. Теоретические основы релейной защиты высоковольтных сетей. – М.-Л.: Госэнергоиздат, 1957. – 344 с.
- [4] Стрелков В.М., Фокин Г.Г., Якубсон Г.Г. Основные принципы выполнения многофункционального устройства АПВ ВЛ 1150 кВ. В кн. «Перенапряжение, конструкции и радиопомехи в электропередачах 1150 кВ». Сб. научных трудов ВНИИЭ. М.: Энергоатомиздат, 1984. С. 61–66.
- [5] Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 964 с.

Усовершенствование дифференциально-фазной защиты

В.А. ЕФРЕМОВ, Ю.В. РОМАНОВ
ООО «Исследовательский центр «Бреслер»
Россия
efremov_va@ic-bresler.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Дифференциально-фазная защита, быстродействие, селективность, реверс мощности, обрыв и замыкание фазы.

1. ВВЕДЕНИЕ

Дифференциально-фазная защита (ДФЗ), разработанная более 70 лет назад, практически без изменений и сегодня эффективно внедряется в энергосистемах России.

Известно, что сам дифференциально-фазный принцип наряду с очевидными преимуществами имеет ряд недостатков, наиболее существенным из которых является возможность отказа в действии при сложных видах повреждений, например, при одновременном замыкании и обрыве фазы линии электропередачи (ЛЭП). Такая ситуация ограничивает внедрение ДФЗ на линиях с пофазным управлением выключателями и вынуждает разработчиков вносить в защиты дополнительные фазные реле сопротивления, которые из-за вынужденной отстройки от субгармонических составляющих на отключенной с двух сторон фазе имеют большие времена срабатывания (до 100 мс и более).

Важным условием применения дифференциально-фазного принципа является его селективная работа в режиме реверса мощности, когда из-за различий протекания переходных процессов в элементах полуккомплектов защит при изменении направления тока в ВЧ-сигнале появляются условия, достаточные для неселективного срабатывания ДФЗ. Особенно такая ситуация вероятна при совместной работе электромеханической ДФЗ и микропроцессорной ДФЗ на разных концах одной и той же линии. К тому же при отключении внешнего замыкания низкий коэффициент возврата токовых измерительных органов электромеханической ДФЗ и большое время их возврата могут вызвать неселективное действие при отключении внешнего КЗ. Для отстройки от ложных срабатываний в этих режимах в защиты вынужденно вводят дополнительные задержки на отключения, что при постоянно увеличивающихся токах короткого замыкания приводит к увеличению теплового воздействия токов короткого замыкания на первичное оборудование.

2. ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

В докладе рассматриваются усовершенствованные алгоритмы ДФЗ, которые отстроены от рассмотренных выше недостатков. Для исследования проблемы применен метод информационного анализа [1].

Проблема. Неселективная работа ДФЗ при реверсе мощности. Задержки на отключение.

Описание схемы. В существующих версиях микропроцессорных (МП) защит абсолютной селективности (ДФЗ, направленная ВЧ-защита) российского производства при внешних повреждениях в канале наблюдается сплошной ВЧ-сигнал, который может служить индикатором повреждения вне зоны защиты. При появлении пауз в длительном сплошном ВЧ-сигнале на входе МП ДФЗ происходит дополнительное блокирование защиты посредством выдачи «сплошного» сигнала с выхода программируемого элемента времени, работающего на возврат. Уставка этого элемента времени определяется длительностью переходного процесса в фильтрах симметричных составляющих МП ДФЗ и с учетом

запаса не должна превышать 25 мс (у электромеханических ДФЗ, например ДФЗ-201, длительность переходного процесса намного короче). При этом происходит блокирование только своей МП защиты. Возникающие же в ВЧ-сигнале паузы в таких режимах иногда приводят к ложной работе ДФЗ-201. В качестве меры пресечения неселективного действия ДФЗ-201 в РАО ЕЭС России был выпущен циркуляр [2], который предписывал вносить задержки в цепи отключения защиты. Такое действие нельзя считать оптимальным, так как задержка на отключение вводится и при появлении КЗ в зоне защиты. На рис. 1 представлена усовершенствованная логическая схема для отстройки от режимов реверса мощности (тока).

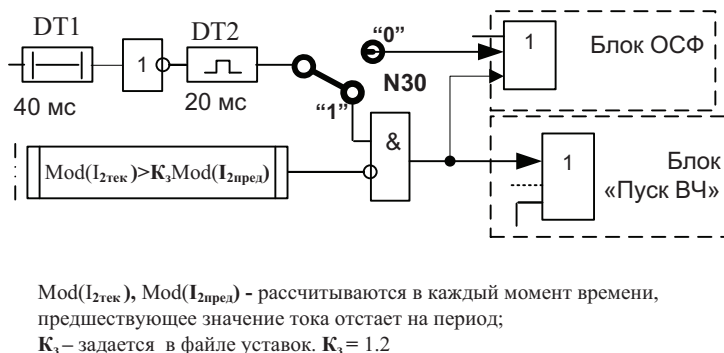


Рис. 1: Усовершенствованная логическая схема блока реверса

В предлагаемой схеме с помощью элемента времени на срабатывание ДТ1 фиксируется сплошной ВЧ-сигнал в канале, что является фактором наличия внешнего КЗ в системе. В дальнейшем при отключении выявленного повреждения МП защита при срабатывании ДТ2 посредством ВЧ-канала блокирует не только себя, но и защиту противоположного конца линии.

Наиболее сложной задачей в этой ситуации является быстрое отключение «вторичных КЗ» на своей линии, возникающих в местах с ослабленной изоляцией при протекании токов внешнего КЗ по защищаемой линии. Здесь можно рассмотреть несколько возможных случаев:

- внутреннее «вторичное КЗ» появляется раньше набора уставки элементом времени ДТ1 ($t < t_{устДТ1}$). В этом случае ДФЗ работает без задержек как при повреждении в зоне;
- внутреннее «вторичное КЗ» появляется по истечении выдержки времени уставки элементом времени ДТ1. В этом случае следует мгновенно снять блокировку защит по ВЧ-каналу и дать работать дифференциально-фазному принципу для обеспечения селективной работы защиты. В качестве критерия появления «вторичного КЗ» на защищаемой линии предлагается использовать реле тока обратной последовательности, уставка которого должна быть адаптирована к току внешнего КЗ. Появление указанного сигнала в момент истечения выдержки на возврат элемента времени ДТ2 приводит к деблокировке обоих полукомплектов ДФЗ линии и работе ДФЗ как при внутреннем КЗ. В случае несрабатывания реле тока при внутреннем «вторичном КЗ» из-за малого значения тока ДФЗ будет отключать линию с дополнительной задержкой до 20 мс;
- наиболее неблагоприятным является случай внешнего «вторичного КЗ» с увеличением тока, превышающим адаптивную уставку реле тока обратной последовательности (внешнее «вторичное КЗ» вблизи шин полукомплекта ДФЗ-201). При этом необходимо, чтобы было изменение направления тока в полукомплектах защит, что практически невозможно, т.е. здесь не будет провалов в ВЧ-сигнале. Наличие на обоих концах ВЛ МП ДФЗ решает эту задачу безусловно.

Основное достоинство предлагаемой схемы заключается в возможности обеспечения селективной работы полукомплектов ДФЗ в режимах реверса мощности в энергосистеме при наличии только одного полукомплекта МП ДФЗ на линии и отсутствии задержек на отключение при первичных и вторичных КЗ на защищаемой ВЛ. На рис. 2 приведена осциллограмма совместной работы полукомплектов ДФЗ-201 и МП ДФЗ «Бреслер ШЛ 2604» на разных концах линии при двойном изменении направления мощности и «вторичном» повреждении на защищаемой линии.

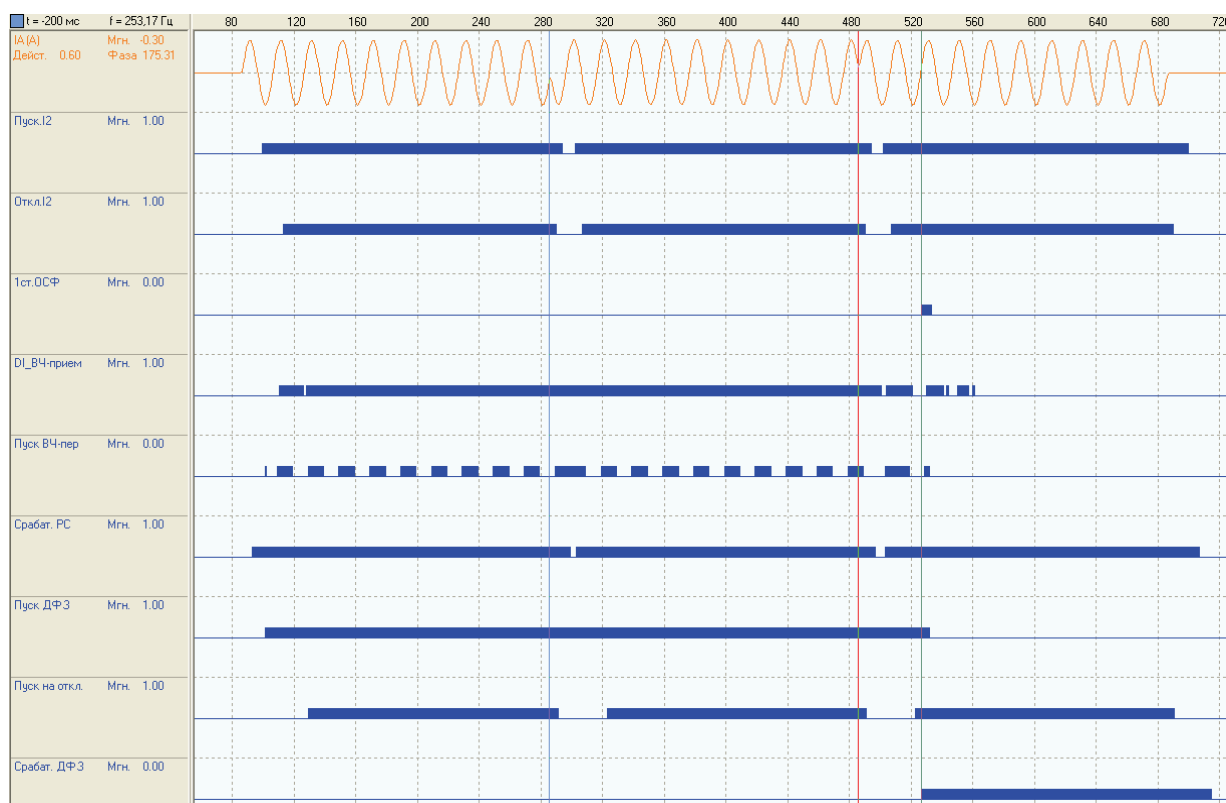


Рис. 2: Осциллограмма работы ДФЗ при реверсе мощности

Проведённые еще в 1941 г. Атабековым Г.И. исследования [3] показали, что при однофазном КЗ с разрывом фазы в зависимости от параметров системы могут иметь место неблагоприятные с точки зрения чувствительности ДФЗ фазовые соотношения между токами одной и той же последовательности по обе стороны от места повреждения. Оказалось, что при равенстве ЭДС эквивалентных источников фазовый сдвиг между одноименными симметричными составляющими тока всецело зависит от соотношения сопротивлений прямой (Z_{11}) и нулевой (Z_{01}) последовательностей участка электропередачи с той стороны, где заземлена фаза. При $Z_{11} > Z_{01}$ токи прямой и обратной последовательностей по концам повреждённого участка совпадают по фазе, а токи нулевой последовательности сдвинуты на 180° . При $Z_{11} < Z_{01}$ токи нулевой последовательности совпадают по фазе, а токи прямой и обратной последовательностей сдвинуты на 180° .

Относительно предотвращения отказа ДФЗ при однофазном КЗ в зоне с одновременным обрывом фазы заслуживает внимания идея, заключающаяся в остановке ВЧ-передатчика при выявлении обрыва в защищаемой линии. При этом если обрыв «за спиной», то имеет смысл, наоборот, блокировать защиты посредством посылки в канал сплошного ВЧ-сигнала. В результате система защиты окажется эффективной только при применении модифицированных защит по обоим концам ВЛ, в противном случае это может привести к неселективной работе при КЗ с обрывом вне зоны.

В результате проведенных с применением метода информационного анализа исследований выяснилось, что блок защиты от однофазных КЗ на землю при обрыве особой фазы можно построить на основе двух измерительных органов (см. рис. 3):

- ИО выявления обрыва;
- ИО направления мощности нулевой последовательности (РНМНП), который контролируется ИО тока нулевой последовательности.

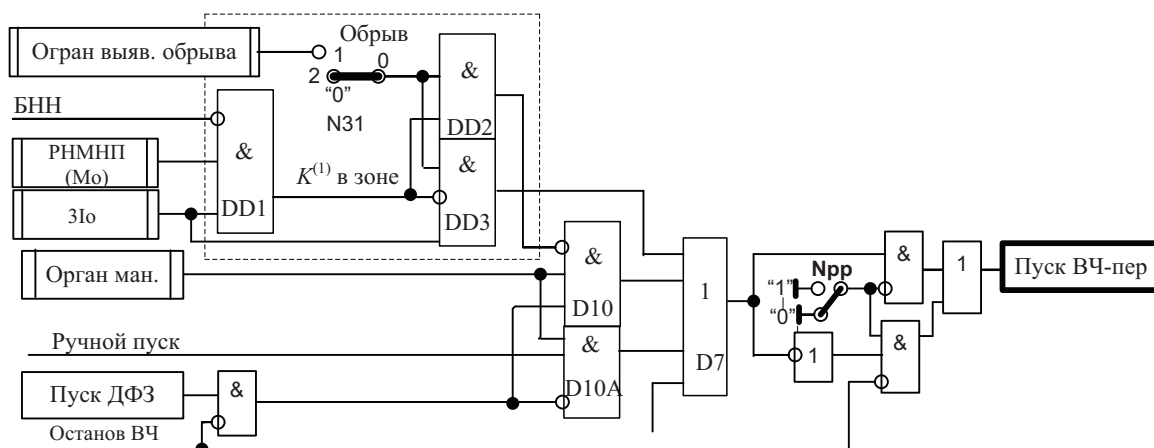


Рис. 3: Логическая схема модуля защиты при КЗ с обрывом особой фазы

Существует, по крайней мере, два варианта построения ИО выявления обрыва:

- Выявление обрыва по уровню фазных токов.
- Выявление обрыва при помощи избирателя повреждённых фаз.

В первом случае может возникнуть сложность отстройки от токов, идущих в мощную отпайку. Во втором случае недостаток заключается в сложности реализации такого ИО. Логично предположить, что наилучший эффект может быть достигнут путем объединения обоих способов.

Как показали исследования, для $K_A^{(1)}$ с обрывом, также как и для чистого $K_A^{(1)}$ (КЗ без обрыва), справедливо равенство:

$$I_{BC,TK} = I_{BC,пл} \quad (1)$$

Сгруппировав слагаемые в (1), получим

$$I_{BC,ав} = I_{BC,TK} - I_{BC,пл} = 0 \quad (2)$$

Отметим, что формула (2) справедлива для особой фазы *A*, для которой при однофазном КЗ с обрывом также справедливы следующие выражения:

$$I_{AB,ав} = I_{AB,TK} - I_{AB,пл} \neq 0 \quad (3)$$

$$I_{CA,ав} = I_{CA,TK} - I_{CA,пл} \neq 0 \quad (4)$$

Аналогично, для особой фазы *B* имеем

$$I_{CA,ав} = I_{CA,TK} - I_{CA,пл} = 0 \quad (5)$$

$$I_{AB,ав} = I_{AB,TK} - I_{AB,пл} \neq 0 \quad (6)$$

$$I_{BC,ав} = I_{BC,TK} - I_{BC,пл} \neq 0 \quad (7)$$

и для особой фазы *C*

$$I_{AB,ав} = I_{AB,TK} - I_{AB,пл} = 0 \quad (8)$$

$$I_{BC,ав} = I_{BC,TK} - I_{BC,пл} \neq 0 \quad (9)$$

$$I_{CA,ав} = I_{CA,TK} - I_{CA,пл} \neq 0 \quad (10)$$

На основе выражений (1)–(10) строится избиратель повреждённых фаз, входящий в состав разработанного ИО выявления обрыва (рис. 4).

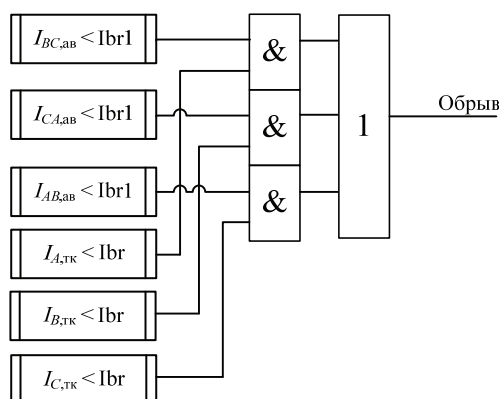


Рис. 4: Логическая схема ИО выявления обрыва

Минимальные ИО фазного тока, входящие в состав ИО выявления обрыва, должны отстраиваться от максимально возможного тока в отпайке на защищаемой линии.

3. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Использование усовершенствованного блока реверса мощности позволяет без дополнительных условий применять защиты на различной элементной базе на разных концах защищаемой линии.

2. Проведенные испытания на имитационных моделях разработанного модуля защиты при КЗ с обрывом особой фазы подтвердили его высокую эффективность. Однако следует отметить, что при удаленном от места наблюдения внутреннем $K^{(1)}$ через большое переходное сопротивление возможно неселективное действие ИО выявления обрыва фазы.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Liamets Y., Ivanov S., Podchivaline A., Nudelman G., Zakonjšek J. Informational analysis – new relay protection tool // Proc. 13th Int. Conf. Power System Protection, Slovenia, Bled, 2002, P. 197-210.
- [2] Циркуляр № Ц-04-94(Э) «О предотвращении излишних действий защит ДФЗ линий 110-500 кВ при внешних КЗ». РАО «ЕЭС России», Москва, 30 декабря 1994 г.
- [3] Атабеков Г.И. Теоретические основы релейной защиты высоковольтных сетей. М.-Л.: Государственное энергетическое издательство, 1957.

Оценка тока нулевой последовательности в промышленных распределительных сетях, для которых применяются кабели среднего напряжения

ДЖОРДЖ КАРДЕНАС
GE Digital Energy
Email: jorge.cardenas@ge.com

ВВЕДЕНИЕ

На промышленных предприятиях нефтегазового сектора оборудование территориально может размещаться вне предприятия. Различная нагрузка располагается в точках, удаленных от генерирующих мощностей на несколько километров. Особенностью нефтегазовой промышленности является то, что распределение электроэнергии выполняется по относительно длинным кабелям, прокладываемым в земле (передача электроэнергии осуществляется по кабелям среднего напряжения (СН) длинами, лежащими в диапазоне приблизительно от 500 м до 10 км); при проектировании часто не принимается во внимание влияние емкостных токов в кабелях на элементы защиты. Это оказывает значительное влияние, главным образом, на реле направленной защиты от замыканий на землю в сетях СН, потому что нейтраль системы часто заземляется через нейтраль трансформатора (с обмотками, соединенными в зигзаг) и ограничивающий резистор, который уменьшает ток короткого замыкания при замыканиях на землю до такого уровня, которого достигают емкостные токи в кабелях СН.

В данной статье обсуждаются методические указания по заданию соответствующих уставок реле направленной защиты от замыканий на землю, применяющихся в нефтегазовом секторе. Целью этих указаний является предотвращение ложной работы защит на неповрежденных присоединениях. Представленный метод оценки значений уставок фокусирует свое внимание на анализе отклонений в направлении тока, измеряемого реле; этот анализ основан на учете емкостного характера тока при замыканиях на землю с относительно небольшими токами.

РЕЖИМ РАБОТЫ НЕЙТРАЛИ В ПРОМЫШЛЕННЫХ СЕТЯХ

Заземление нейтрали используется с самого начала создания и эксплуатации энергетических систем. Режим работы нейтрали не имел единых решений даже в пределах одного класса напряжения энергосистемы, а также различался и для разных компаний-операторов. С другой стороны, энергосистемы определенного назначения заземлялись всегда. Например, городские распределительные сети.

Вопрос, следует ли заземлять нейтраль системы или нет, а также вопрос как это следует делать, иногда не встречал той полноты понимания и инженерного анализа, которого эта проблема заслуживает. В результате этого заземление многих энергосистем было основано на прошлом опыте эксплуатации или на убеждениях, и поэтому выясняется, что режимы работы нейтрали для существующих энергосистем широко различаются. С другой стороны, большинство новых энергосистем соответствуют современным положениям по заземлению нейтрали.

Всесторонний обзор проблем, затрагивающих заземление нейтрали промышленных сетей, наглядно иллюстрирует преимущества заземления нейтрали всех энергосистем независимо от класса напряжения и профиля промышленного предприятия. Однако, применение этих соображений в существующих энергосистемах должно ограничиваться готовностью стандартного оборудования к новым режимам, а также правилами эксплуатации существующих энергообъектов.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Из национальных правил установки оборудования США:

“Заземление системы”. “Заземление системы” это подключение к потенциалу земли одного из токонесущих проводов распределительной сети или внутренней проводки.

“Заземление оборудования”. “Заземление оборудования” это подключение к потенциалу земли одной из не проводящих тока металлических частей системы электрических соединений оборудования, которое подключено к электрической сети.

По IEEE:

“Заземление нейтрали системы”. “Заземление нейтрали системы” это подключение к потенциалу земли нейтральной точки или точек цепей, трансформаторов, вращающихся машин или системы.

“Заземленная система”. “Заземленная система” это система проводников, в которой по крайней мере один из них или одна точка (обычно это средний провод или нейтральная точка соединения обмоток трансформатора или генератора) специально заземлена (или глухо, или через токоограничивающее устройство).

“Отсутствие заземления”. Означает отсутствие преднамеренного соединения с потенциалом земли, исключая соединения для индикации потенциала или подключение измерительных устройств.

“Глухое заземление”. Глухое заземление означает такое соединение с потенциалом земли, при котором в цепи заземления специально не устанавливаются дополнительных источников сопротивления.

“Заземление через активное сопротивление”. Заземление через активное сопротивление означает соединение с потенциалом земли через источник сопротивления, принципиальной характеристикой которого является активное сопротивление.

“Заземление через реактивное сопротивление”. Заземление через реактивное сопротивление означает соединение с потенциалом земли через источник сопротивления, принципиальной характеристикой которого является реактивное сопротивление.

“Резонансное заземление” («настроенное» заземление). Резонансное сопротивление означает заземление через реактивное сопротивление такой величины, что при замыкании фазы на землю ток промышленной частоты, протекающий через сопротивление заземления и емкостной ток промышленной частоты, протекающий между неповрежденными проводами и землей, были, по существу, равны.

“Устройство компенсации токов замыканий на землю”. Устройство компенсации токов замыканий на землю это заземляющее устройство, которое при замыкании на землю создает индуктивную составляющую в токе замыкания на землю, которая по существу равна (и поэтому компенсирует) емкостной составляющей промышленной частоты тока замыкания на землю; таким образом устройство компенсации токов замыканий на землю интерпретирует резонансное заземление сети.

“Заземляющий трансформатор”. Заземляющий трансформатор это трансформатор, предназначенный прежде всего для того, чтобы предоставить нейтральную точку для целей заземления.

ХАРАКТЕРИСТИКИ НЕЗАЗЕМЛЕННЫХ СЕТЕЙ

Термин «система с незаземленной нейтралью (изолированной)» используется для определения системы, не имеющей специально выполненного соединения проводников системы с потенциалом земли. Однако, в любой существующей системе всегда существует емкостная связь между проводами системы и землей. Следовательно, так называемая «система с изолированной нейтралью» в реальности оказывается «емкостно-заземленной» системой на основании распределенной емкости между проводами и землей.

Когда нейтраль системы не заземлена, это приводит к возможности возникновения вредных переходных перенапряжений, значение которых может превышать номинал в несколько раз. Эти перенапряжения возникают в контурах фаза-земля при коммутации цепей, в которых существует замыкание фазы на землю. Перенапряжения также могут возникать при повторных зажиганиях дуги в процессе отключения замыкания фазы на землю, особенно, в сетях низкого напряжения. Опыт эксплуатации

подтверждает, что эти перенапряжения могут вызвать повреждение изоляции в отдельных точках сети или в месте замыкания.

В сетях с изолированной нейтралью до отключения замыкания на землю одной фазы может возникнуть второе замыкание на землю (другой фазы). Второе замыкание может быть в той же цепи, что и первое, либо в другой. В любом случае, получающееся междуфазное замыкание приведет к срабатыванию реле и к отключению выключателями либо одной, либо обеих цепей.

Если нейтраль системы не заземлена, то замыкание на землю на линии вызывает в системе появление полного линейного напряжения между землей и двумя неповрежденными фазами. Это напряжение на 73% больше номинального.

Замыкания фазы на землю в сетях с изолированной нейтралью вызывает протекание очень маленького тока нулевой последовательности через емкости кабелей, трансформаторов или другого электрического оборудования системы.

Единственным преимуществом сети с изолированной нейтралью является то, что цепь не отключается автоматически при возникновении замыкания на землю. Учитывая то, что замыкание остается замыканием одной фазы на землю и то, что не возникают другие замыкания, присоединение можно оставить в работе до момента проведения регулярных работ или до планового ремонта.

ПРЕИМУЩЕСТВА СЕТЕЙ С ЗАЗЕМЛЕНИЕМ НЕЙТРАЛИ

Промышленные сети (с заземленной нейтралью) по сравнению с сетями с изолированной нейтралью имеют одно или более преимуществ:

- Пониженная стоимость эксплуатации и обслуживания.
- Уменьшение значений переходных перенапряжений.
- Улучшенная защита от ударов молний.
- Упрощение поиска места замыкания на землю.
- Улучшенная защита системы и оборудования.
- Улучшенная надежность функционирования.
- Снижение частоты возникновения повреждений.
- Повышение безопасности персонала.

	Система с заземленной нейтралью	Система с изолированной нейтралью
Безопасность	Наиболее безопасная: замыкания фазы на землю отключаются немедленно	Причина возникновения серьезных переходных сопротивлений
Надежность функционирования	Наибольшая: замыкания на землю быстро обнаруживаются, устраняются их последствия	Для обнаружения замыканий необходимо вывести из работы часть системы или систему целиком
	Наибольшая: ограниченный ток замыкания наносит оборудованию минимальный ущерб	Замыкания на землю (если они не устраняются), могут привести к возникновению других замыканий на землю, что приводит к возможному отключению обоих присоединений одновременно. Таким образом, из работы может быть выведено в два раза больше присоединений
	Наибольшая: минимизируется переходные перенапряжения в системе	Большой ток замыкания, соответствующий двойным замыканиям фаз на землю может нанести оборудованию больший ущерб
Себестоимость	Примерно та же: добавляется стоимость резистора, заземляющего трансформатора и защиты нулевой последовательности	Необходимость оборудования обнаружения замыкания на землю и определения места повреждения

Главным образом в промышленных сетях используются напряжения менее 24 кВ, а также более высокие напряжения, к которым подключаются вращающиеся машины.

По опыту работы диспетчеров, имеющих опыт работы и с сетями с изолированной нейтралью, и с сетями с заземленной нейтралью, было установлено, что в сетях с заземленной нейтралью количество повреждений и время вывода оборудования из работы меньше, чем в сетях с изолированной нейтралью. Эти утверждения основываются на факте уменьшения переходных перенапряжений до безопасных значений в сетях с заземленной нейтралью.

Существует несколько методов выполнения заземления сети. Наиболее предпочитаемый метод заземления сетей низкого напряжений (600 В и ниже), это глухое заземление; для сетей среднего напряжения (2.4-24 кВ) это заземление через активного сопротивления.

КАК СФОРМИРОВАТЬ НЕЙТРАЛЬ СИСТЕМЫ

Наилучший путь формирования нейтрали системы это использовать нейтральную точку трансформаторов или генераторов, обмотки которых соединены в звезду.

При установки заземляющих трансформаторов и резисторов в нейтрали можно заземлить систему, в которой имеется только оборудование с обмотками соединенными в треугольник.

Заземляющие трансформаторы с обмотками, соединенными в зигзаг или в звезду, имеют очень сходные принципы действия. Во-первых, оба типа этих заземляющих трансформаторов обеспечивают низкое сопротивление контура протекания токов нулевой последовательности. Таким образом, при возникновении в системе замыкания фаза-земля токи нулевой последовательности могут втекать в землю в точке замыкания и протекать обратно через нейтраль заземляющего трансформатора. Во-вторых, оба типа трансформаторов при нормальном трехфазном режиме работы имеют большое сопротивление, таким образом, если в системе нет замыкания, то через обмотки трансформатора протекает только маленький ток намагничивания.

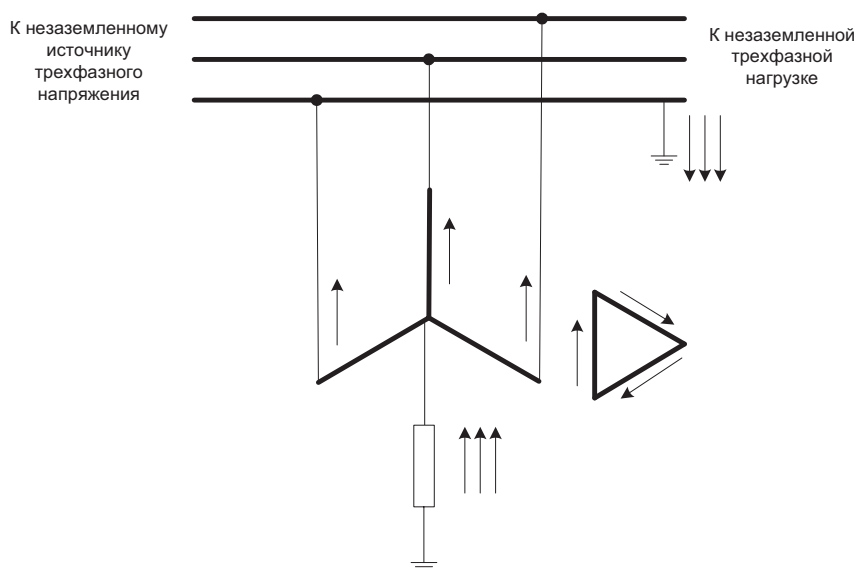


Рис. 1: Подключение и распределение токов в заземляющем трансформаторе «звезда-треугольник» при замыкании фазы на землю в трехфазной сети

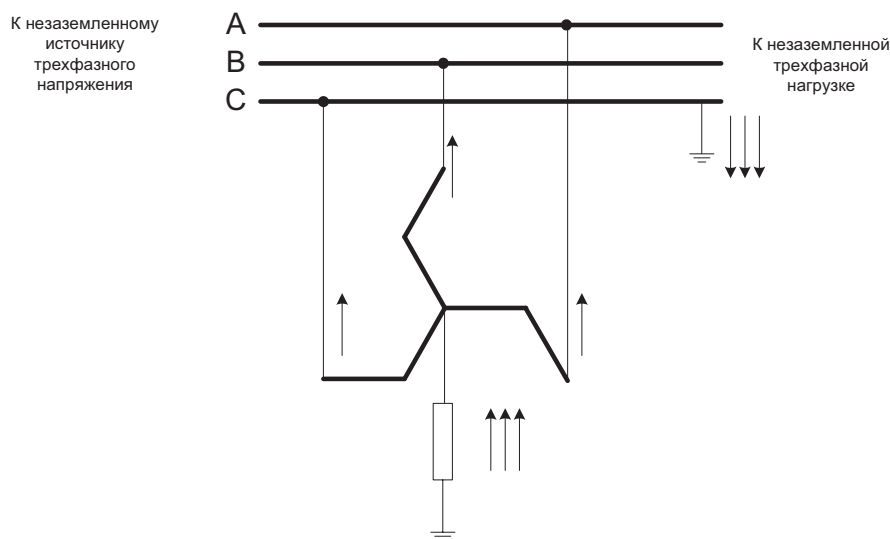


Рис. 2: Подключение и распределение токов в заземляющем трансформаторе с обмотками, соединенными в зигзаг, при замыкании фазы на землю в трехфазной сети. Распределение токов аналогично распределению, показанному для заземляющего трансформатора “звезда-треугольник”

ЗАЗЕМЛЕНИЕ ЧЕРЕЗ БОЛЬШОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ

При правильном применении, заземление через большое сопротивление ограничивает переходные перенапряжения, появляющиеся при периодически повторяющихся (перебегающих) замыканиях на землю, до значений, сравнимых со значениями перенапряжений, возникающих при заземлении через небольшое сопротивление. Этот тип заземления один из предпочитаемых во многих промышленных сетях, и мы сфокусируем на нем наше внимание.

Значение тока замыкания в установившемся режиме в сети с высокоомным заземлением достаточно мало: несколько десятых тока трехфазного КЗ. Ток замыкания может нанести ущерб, если его протекание допускается в течение длительного времени, таким образом, ликвидация замыкания на землю необходима. Нормальной практикой является использование в контуре протекания тока нулевой последовательности трансформаторов тока (ТТ) с небольшими коэффициентами трансформации.

Данная ситуация оказывает значительное влияние, главным образом, на направленные реле нулевой последовательности в сетях среднего напряжения, потому что в таких сетях нейтраль часто заземляется через трансформатор с обмотками, соединенными в зигзаг и через токоограничивающий резистор, что уменьшает ток замыкания на землю до уровней, сравнимых с уровнем емкостных токов для кабелей среднего напряжения.

В условиях замыкания на землю заземляющее оборудование никогда не должно исключаться из системы до тех пор, пока остается подключенным источник мощности.

ТОКОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ ПРИ ЗАМЫКАНИЯХ НА ЗЕМЛЮ

Большинство замыканий является замыканиями фазы на землю; токораспределение для таких случаев можно увидеть на рис. 3.

Для иллюстрации в этом примере мы использовали только два кабеля и заземление через большое сопротивление с использованием трансформатора с обмотками, соединенными в зигзаг. В реальности обычно существует несколько кабелей; в этом случае они добавляют емкостную составляющую к току замыкания.

Как видно из рис. 3, суммарный ток замыкания, протекающий через реле поврежденного присоединения, равен току, протекающему через заземляющий трансформатор плюс ток, добавляемый присоединениями, подключенными к шинам (за исключением поврежденного присоединения):

$$I_{gf} = I_L + I_{H1} + I_{H3} + I_{H4} + \dots + I_{Hn} \quad (1)$$

где:

- I_{gf} = Ток поврежденного присоединения
- I_L = Ток, протекающий через трансформатор с соединенными в зигзаг обмотками
- I_{Hk} = Ток, добавляемый каждым из неповрежденных присоединений
- n = Количество присоединений минус поврежденное присоединение.

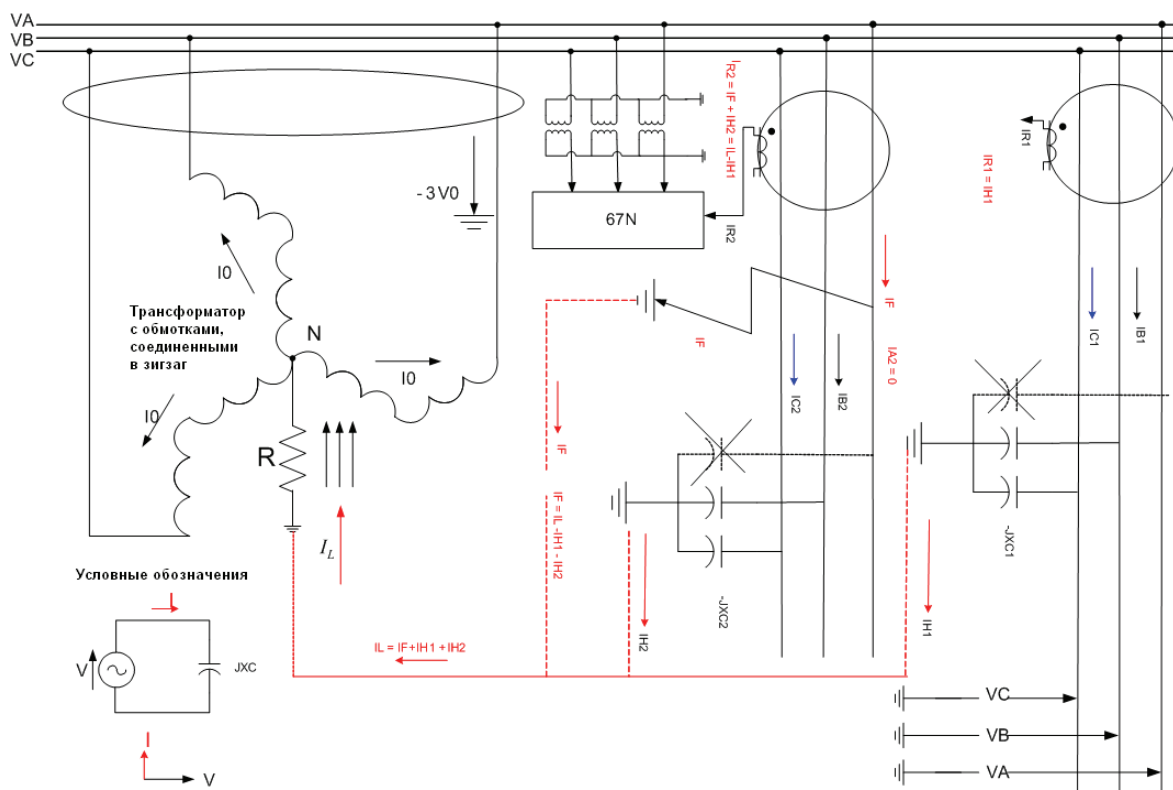


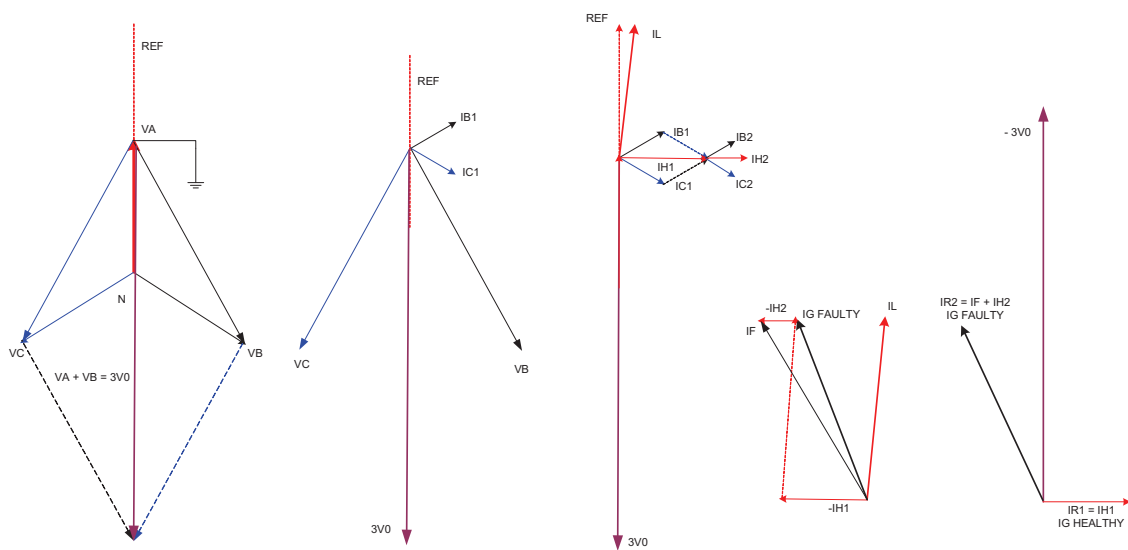
Рис. 3: Распределение токов при замыкании фазы на землю

Анализ векторных диаграмм для рисунка 3 показан на рисунке 4.

Исходный вектор I_L смещается емкостной составляющей относительно вектора неповрежденного присоединения. Поскольку кабель длиннее, то этот ток будет больше. Если мы добавим токовые составляющие от других кабелей, сдвиг по фазе в прямом направлении будет достаточно большим, и, в результате этого, может произойти срабатывание направленных органов нулевой последовательности.

ЗАЩИТА ЗАЕМЛЯЮЩЕГО ТРАНСФОРМАТОРА

Обычно в качестве защиты выбирают максимальную токовую защиту от междуфазных КЗ и от замыканий на землю (фазная МТЗ и МТЗ нулевой последовательности). Поскольку при междуфазных или трехфазных КЗ могут протекать токи прямой и обратной последовательности, то в таком случае



Ток небаланса на неповрежденньх присоединениях отстаёт от напряжения смещения $-3V_0$ на 90° . Емкостнь ток этих присоединений будут в $\sqrt{3}$ раз больше их нормальных значений, поскольку фазнь напряжения увеличиваются на эту величину. Поэтому амплитуда тока нулевой последовательности будет в три раза больше емкостного тока фазы в установившемся режиме.

Рис. 4: Анализ векторных диаграмм для повреждения на рисунке 3



Рис. 5: Диаграмма при замыкании фазы на землю для поврежденного и неповрежденного присоединений и характеристика направления, рекомендуемая для функции 67N

селективной будет фазная МТЗ, и для нее выбираются небольшие выдержки времени срабатывания, чтобы минимизировать влияние повреждения.

В случае замыканий на землю, ток, протекающий в нейтрали, имеет одинаковое направления и для внешних, и для внутренних замыканий. При этом необходимо вводить выдержку времени, чтобы скоординировать времена срабатывания защит присоединений.

В распределительных сетях, где используются длинные кабели, можно реализовать селективную защиту нулевой последовательности, используя для этого преимущества емкостного тока.

Если мы посмотрим на распределение токов при внутренних замыканиях, то мы увидим, что емкостной ток опережает напряжение поляризации на 90° .

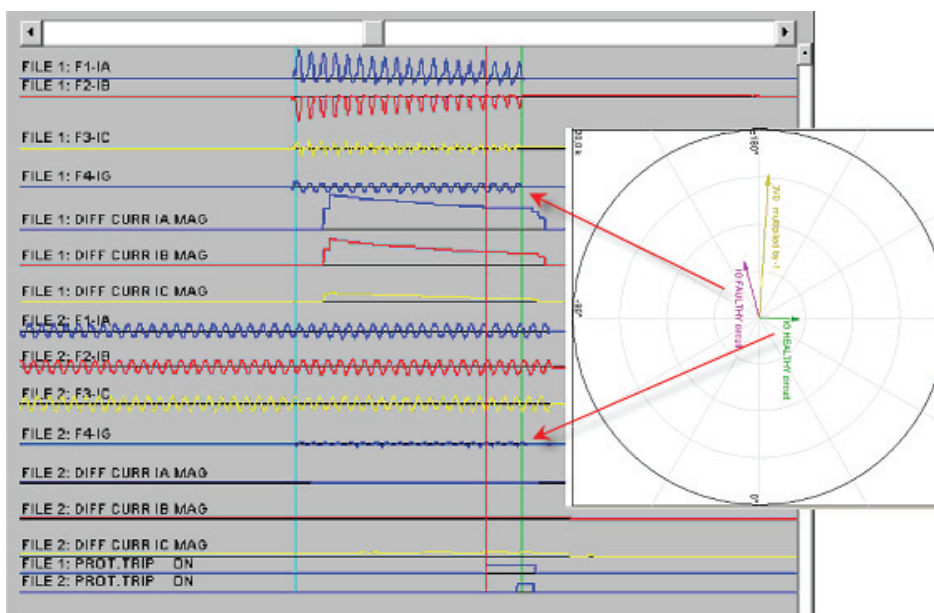


Рис. 6: Результаты, полученные при реальном повреждении

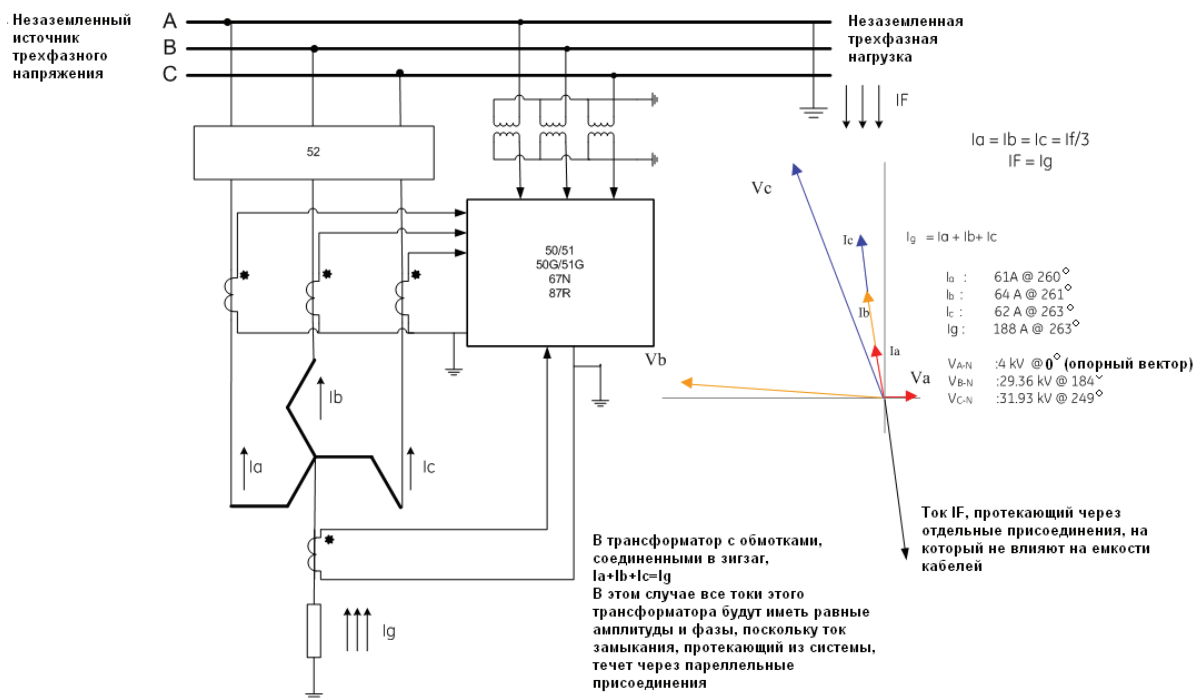


Рис. 7: Распределение токов при внешнем замыкании на землю

На рис. 8 мы можем использовать преимущества такого распределения, добавив величину ЕСА (ЕСА = Element Characteristic Angle = угол характеристики срабатывания органа), которая оставит емкостной ток нулевой последовательности в области срабатывания “вперед”, а ток нулевой последовательности, формируемый трансформатором с соединенными в зигзаг обмотками, в области срабатывания “назад”. При соответствующей уставке направленного органа нулевой последовательности мы можем отличить внутренние замыкания от внешних, что позволяет уменьшить время

отключения в случае внутреннего замыкания в заземляющем трансформаторе (см. рис. 8). Другая возможность — это использование реле дифференциальной защиты нулевой последовательности как дополнительного элемента комплекса релейной защиты.

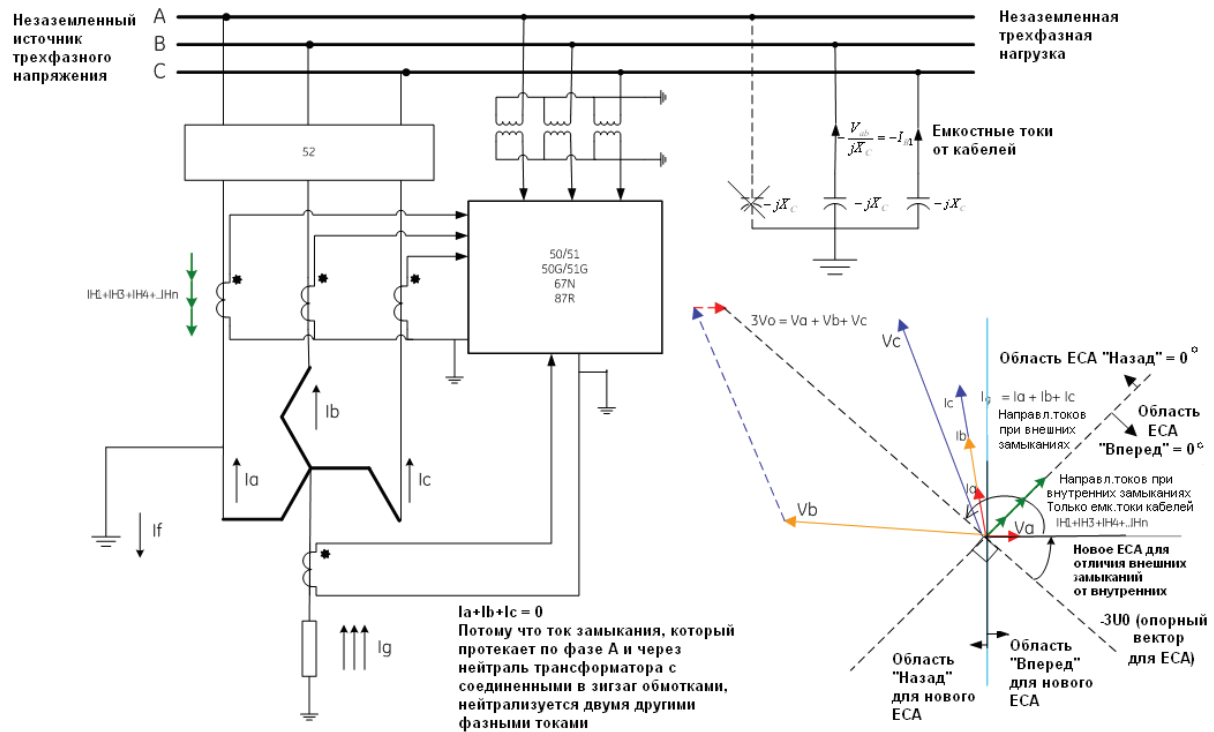


Рис. 8: Распределение токов при внутреннем замыкании в заземляющем трансформаторе

Защита от замыканий на землю параллельно работающих генераторов

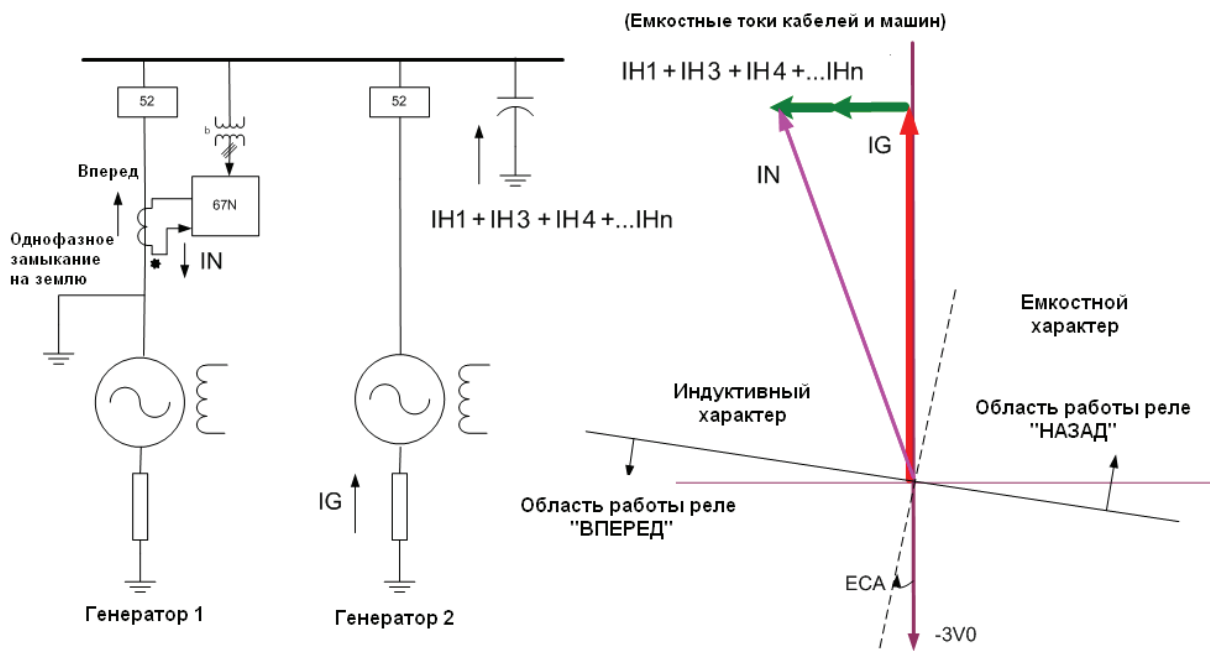


Рис. 9: Замыкания на землю в генераторах, работающих параллельно

С помощью стандартных защит генераторов нельзя отличить внутренние замыкания на землю от внешних для параллельно работающих генераторов 1 или 2 (см. рис. 9). Используя направленное реле нулевой последовательности, мы можем различать замыкания на землю при правильно заданных параметрах определения направления.

ВЫВОДЫ

- Направленный орган нулевой последовательности, применяемый в промышленных сетях подлежит более подробному изучению на модели сети с точки зрения основных параметров, таких как активное, реактивное и емкостное сопротивления. Это выполняется для того, чтобы найти оптимальные уставки для задания областей срабатывания в прямом и обратном направлениях.
- Направленный орган нулевой последовательности можно использовать в промышленных сетях с относительно длинными кабелями не только для оптимизации защиты присоединений, но также и для оптимизации защиты заземляющих трансформаторов и генераторов, работающих параллельно.
- В большинстве промышленных сетей используется заземление через большое сопротивление, результатом чего являются низкие уровни токов замыканий на землю, сопоставимые с уровнями емкостных токов. В результате этого получаются большие отличия в том, в каком направлении возникло повреждение. Следствием этого является необходимость подробного анализа для определения оптимальных уставок органа направления.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] “RasGas Fault Analysis”. J. Cardenas. GE Multilin. May 2006.
- [2] “Protective Relaying Principles and Applications”. J. Lewis Blackburn.
- [3] “Protecciones en las Instalaciones Eléctricas Evolución y Perspectivas”. Paulino Montané.
- [4] “F60 Feeder Protection System – UR Series Instruction Manual”. GE Industrial.

БИОГРАФИЧЕСКАЯ СПРАВКА

Джордж Карденас получил диплом инженера в университете Universidad de Ingenieria (Перу) в 1977 году и диплом MBA в университете Universidad Politecnica de Madrid (Испания) в 1998 году. Джордж начал свою карьеру в компании Utility Electropetu (Перу) в качестве инженера релейной защиты, а в 1987 году стал сотрудником компании ABB (Испания), где являлся менеджером по продажам высоковольтного оборудования, а затем инженером-проектировщиком систем управления. В 1989 году Джордж перешел в компанию GE, где занимал ряд должностей. Сейчас Джордж работает инженером по применению в подразделении GE Digital Energy-Multilin. Он является автором ряда докладов, которые были представлены на конференциях по релейной защите и автоматике. Джордж является членом Cigré, рабочей группы B5.31.

Новый подход к реализации и тестированию защиты батареи конденсаторов высокого напряжения

**ДЖОРДЖ КАРДЕНАС, GE Digital Energy, Испания,
jorge.cardenas@ge.com**

**ШОН КОКС, ПЕТРУ ВАН ВИК, Powertech IST Energy
БОИТУЕКО ЧАКА, МЗАКЕ МСИМАНГО, МИТЕК КЛИМЕК,
АНУРА ПЕРЕРА, ESKOM, Южная Африка**

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Защита батареи конденсаторов, алгоритмы дифференциальной защиты от КЗ на землю, тестирование и моделирование энергосистемы, ОПН.

ВВЕДЕНИЕ

В данной статье представлены методика и результаты тестирования устройств релейной защиты батареи конденсаторов. Тестирование устройств производилось при использовании установки RTDS (Real Time Digital Simulator) с целью выявления наиболее эффективной схемы защиты для батареи конденсаторов высокого напряжения. В ходе тестирования моделировались различные режимы, соответствующие работе реальной энергосистемы.

Было проведено испытание двух алгоритмов дифференциальной защиты от КЗ на землю: один алгоритм – высокоомное исполнение, другой – низкоомное. Оба алгоритма функционировали идентичным образом при обеспечении одного и того же уровня надежности. Другим важным аспектом испытаний при использовании установки RTDS явилась проверка влияния ограничителей перенапряжений (ОПН) на работу дифференциальных защит от КЗ на землю двух исполнений. На основе выполненной работы были сформированы возможные варианты улучшения схем защиты батарей конденсаторов. Был выполнен анализ алгоритма работы токовой направленной защиты нулевой последовательности и было проведено его тестирование с целью определения возможности его использования для защиты от внутренних КЗ в конденсаторе.

Согласно международному стандарту IEEE Std C37.99-2000 (Защита батарей конденсаторов), для защиты батареи конденсаторов требуется выполнение ряда функций. Среди них: защита от небаланса тока, защита от небаланса напряжения, токовые защиты от междуфазных КЗ и КЗ на землю и защита по напряжению. Перечисленные функции защиты составляют достаточный набор для защиты от любого вида повреждений возможных в батарее конденсаторов. Однако во время испытаний, проведенных при использовании установки Real Time Digital Simulator (RTDS) было выявлено, что наиболее эффективной защитой от КЗ на землю в любой части батареи конденсаторов с точки зрения селективности и быстродействия является дифференциальная защита от КЗ на землю.

СЛОВАРЬ ТЕРМИНОВ

- RTDS – Real Time Digital Simulator
- CBP – защита батареи конденсаторов
- C70 – устройство защиты батареи конденсаторов производства компании GE (многофункциональное устройство релейной защиты)
- T60 – устройство низкоомной дифференциальной защиты от КЗ на землю производства компании GE (многофункциональное устройство защиты)

- MIB – устройство высокоомной дифференциальной защиты от КЗ на землю производства компании GE (устройство защиты, выполняющее одну функцию)
- PT-IST - Powertech IST
- ИОС – токовая отсечка
- UB - небаланс напряжения
- V0 – напряжение нулевой последовательности
- RGF – дифференциальная защита от КЗ на землю
- 87 – высокоомная дифференциальная защита
- СТ – трансформатор тока

ПРЕДИСЛОВИЕ

Батареи конденсаторов устанавливаются в системе для обеспечения компенсации реактивной мощности и коррекции коэффициента мощности. Батареи конденсаторов стали использоваться чаще ввиду их относительно невысокой стоимости, быстроты и простоты установки. Использование батарей конденсаторов также имеет ряд других положительных моментов, к примеру, они позволяют осуществлять поддержание напряжения на требуемом уровне, обеспечивать более точное регулирование напряжения (если установки были спроектированы соответствующим образом). Также их применение способствует уменьшению потерь, а также позволяет сократить или перенести на более поздний срок инвестирование объектов генерации и электросетей.

В последнее время роль батарей конденсаторов в энергосистеме усилилась в связи с принятием мер по предотвращению системных аварий, увеличивающейся долей использования распределенной генерации, в частности, ветряных электроустановок, которые увеличивают объем генерируемой мощности без какого-либо влияния на уровень реактивной мощности. Кроме того, батареи конденсаторов являются ценным оборудованием, которое должно быть доступно для использования в нормальном и ненормальном режимах работы энергосистемы.

Батареи конденсаторов состоят из отдельных элементов, ремонт которых допустим. Необходимость применения совершенных защит, в частности, очевидна, когда ряд элементов батареи направляется на ремонт, а батарея конденсаторов возвращается в работу. Продолжительная работа батареи конденсаторов и, при необходимости, ремонты могут быть выполнены, только если защита батареи надежна и чувствительна. Это, в свою очередь, может быть реализовано применением принципов защиты, которые разработаны учитывающими характерные небалансы в защищаемой батарее.

В настоящее время, во многих устройствах и даже специальных защитах батарей конденсаторов, компенсация характерного небаланса основана на вычитании зарегистрированных ранее значений из текущих рабочих. Тем самым, защита выполнена реагирующей на разность сигналов.

Важно, чтобы устройство защиты было способно выполнять динамическую компенсацию небалансов между фазными напряжениями системы. Разница величин постоянно изменяется и может составлять 2 и более процентов в нормальном режиме работы и порядка 10 процентов при повреждениях в энергосистеме, в частности, при близких КЗ. Представленные методы защиты позволяют одновременно образом осуществлять компенсацию характерных небалансов для батареи конденсаторов и небалансов в системе для повышения чувствительности и надежности функционирования защиты.

ВВЕДЕНИЕ В ЗАЩИТУ БАТАРЕЙ КОНДЕНСАТОРОВ

Комплекс защит батарей конденсаторов включает в себя непосредственно защиты, устанавливаемые на самих батареях, а также защиты, устанавливаемые в системе.

Защиты, устанавливаемые на батареях конденсаторов, применяются для защиты от повреждений, возникающих внутри них. Защита батареи конденсаторов предназначена для отключения поврежденной батареи от системы и сигнализации о небалансе.

Защиты, устанавливаемые в системе, применяются для защиты батареи конденсаторов от неблагоприятных условий, которые могут быть обусловлены режимом работы системы и режимом работы

самой батареи. Системные защиты могут использоваться для ограничения перенапряжений и сверхтоков, а также для отключения батареи конденсаторов при серьезных внутренних повреждениях.

Системные защиты также могут применяться для сигнализации и/или для отключения батареи для предотвращения дальнейших ее повреждений из-за ненормальных режимов работы системы.

В таблице 1 приведен перечень различных защит самих батарей конденсаторов и защит, устанавливаемых в системе. Каждое из перечисленных условий необходимо учитывать при реализации защиты батареи конденсаторов.

ЗАЩИТА БАТАРЕИ КОНДЕНСАТОРОВ

Защита батареи конденсаторов		
Условие	Тип защиты	Примечание
Повреждения элемента батареи конденсаторов	Внешний или внутренний предохранитель; сварной шов, образуемый при повреждении, – для батарей конденсаторов без предохранителей	Должно быть обеспечено использование быстродействующих предохранителей для согласования с быстродействующей защитой, реагирующей на небаланс, должно быть обеспечено несрабатывание при коммутациях и внешних КЗ
Замыкание элемента батареи конденсаторов на корпус, повреждение изолятора	Предохранитель для батарей с внешними предохранителями; защита от небаланса для батарей с предохранителями внутренней установки и для батарей без предохранителей; дифференциальная защита от КЗ на землю; токовая направленная защита	Для батарей с внешними предохранителями должны быть использованы быстродействующие предохранители для согласования с быстродействующей защитой от небаланса, однако эти предохранители не должны срабатывать при коммутациях или при внешних КЗ. Для батарей с предохранителями внутренней установки необходимо применение защиты от небаланса
Повреждение в батарее конденсатора (не элемента) (дуговое замыкание в батарее конденсаторов)	Защита от небаланса. Защита должна обладать фильтром для выделения основной гармоники тока и напряжения для обеспечения надежности функционирования	Защита от небаланса должна быть быстродействующей для минимизации развития повреждений
Продолжительные перенапряжения из-за поврежденных элементов или срабатывания предохранителей внутри батареи конденсаторов	Защита от небаланса. Защита должна обладать фильтром для выделения основной гармоники тока и напряжения для обеспечения надежности функционирования	Должно обеспечиваться отключение батареи конденсаторов при уровнях напряжения, составляющих 110% от номинального напряжения или другом уровне, рекомендуемом производителем. Возможно формирование сигнализации при небалансе напряжений, составляющим 5%
Перекрытие между корпусами двух последовательных одиночных батарей (соединенных по схеме «звезда»)	Токовая защита от междуфазных КЗ или токовая защита обратной последовательности; защита от небаланса по току для батарей конденсаторов, соединенных по схеме «звезда-звезда»	Должно быть обеспечено быстродействие для минимизации повреждений

Системные защиты		
Условие	Тип защиты	Примечание
Импульсное перенапряжение	Ограничители перенапряжений (ОПН)	Выбор ОПН должен выполняться при учете мощности батареи, особенно для мощных батарей конденсаторов
Перенапряжения в системе	Защиты по напряжению	Диэлектрик в составе батареи конденсаторов чувствителен к уровню напряжения
Перегрузка токами высших гармоник	Устройство защиты, реагирующее на токи высших гармоник	В ситуациях, когда ожидается появление токов высших гармоник, необходимо обеспечение соответствующей защиты
Повреждение на шинах установки батареи конденсаторов или серьезное внутреннее повреждение	а) выключатель и устройство защиты; б) предохранитель	Устройства защиты и предохранители должны быть быстродействующими
Повреждение на подстанции или вблизи нее, но не внутри установки батареи конденсаторов	Токоограничивающие реакторы	Реакторы могут применяться для защиты выключателей, цепей трансформаторов тока от сверхтоков
Бросок намагничивающего тока	а) Включение резистора в цепь с выключателем; б) токоограничивающие реакторы между батареями конденсаторов или в) включение выключателя в момент прохождения сигналом напряжения нулевого значения	Включение батареи конденсаторов под напряжение вблизи другой включенной под напряжение батареи конденсаторов может привести к значительному броску намагничивающего тока, повреждению выключателя, нежелательному срабатыванию предохранителя, повышению напряжения на трансформаторах тока и во вторичных цепях и т.д.
Отключение в системе	Защита от понижения напряжения	Батареи конденсаторов, включаемые под напряжение через трансформатор, работающий на холостом ходу, должны быть отключены перед повторным включением системы под напряжение
Отключение линии (применительно к батареям конденсаторов, подключаемым к участку линии электропередачи)	а) телеотключение выключателя батареи конденсаторов; б) защита от понижения напряжения	Батареи конденсаторов, подключенные к линии электропередачи без нагрузки, должны быть отключены перед повторным включением линии электропередачи под напряжение
УРОВ	Традиционный УРОВ	Смежные выключатели должны обладать способностью отключения цепи с батареей конденсаторов без параллельно включенной нагрузки

Табл. 1: Защиты батарей конденсаторов и системные защиты

ИСПЫТАНИЯ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ УСТАНОВКИ RTDS

Основным требованием было проведение компаниями Powertech IST Energy и GE испытаний устройств релейной защиты, используемых в схемах защиты батарей конденсаторов сетевой компании ESKOM Transmission, при помощи установки RTDS.

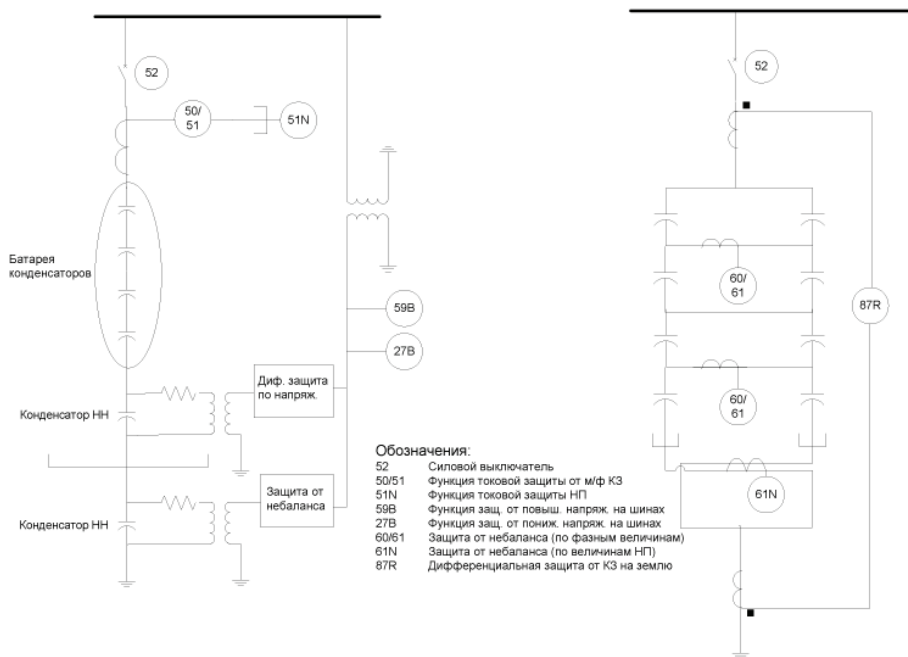


Рис. 1: Характерная система защиты батареи конденсаторов

Следующие устройства защиты были испытаны на установке RTDS компании GE в г. Бильбао (Испания):

- С70 (многофункциональное устройство защиты батареи конденсаторов)
- Т60 (низкоомная дифференциальная защита от КЗ на землю)
- М1В (высокоомная дифференциальная защита от КЗ на землю)

Цели проводимого испытания:

1. Доказательство того, что устройства защиты будут устойчиво функционировать и не давать ложных срабатываний при следующих условиях при конфигурации фильтра типа С:

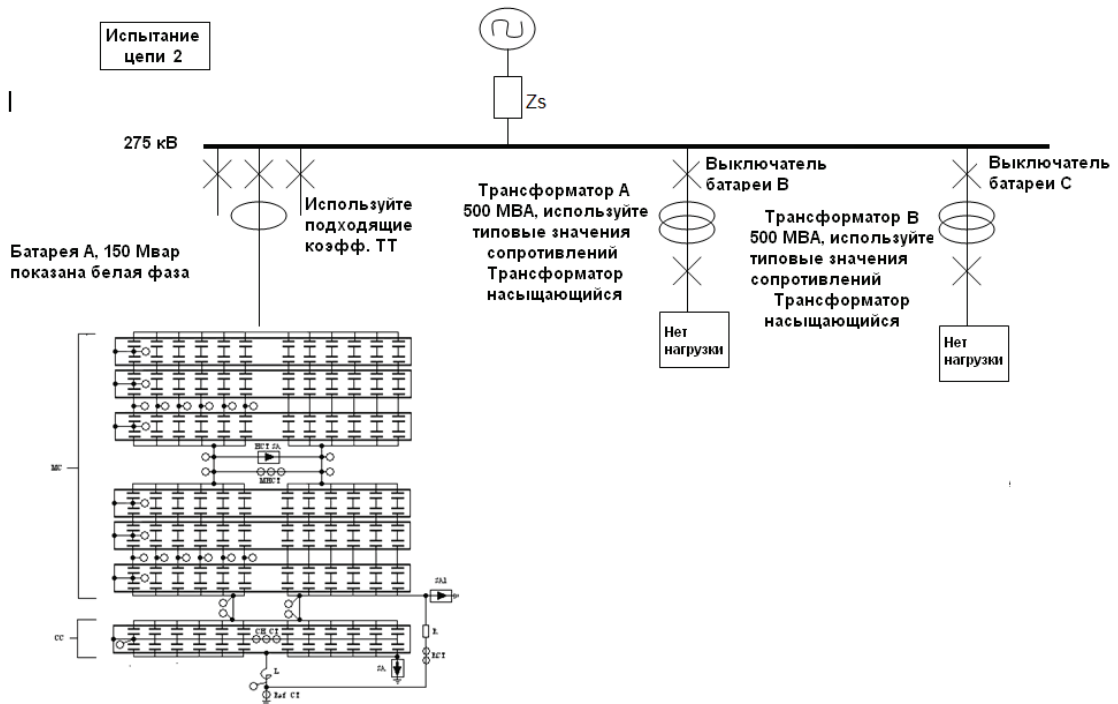
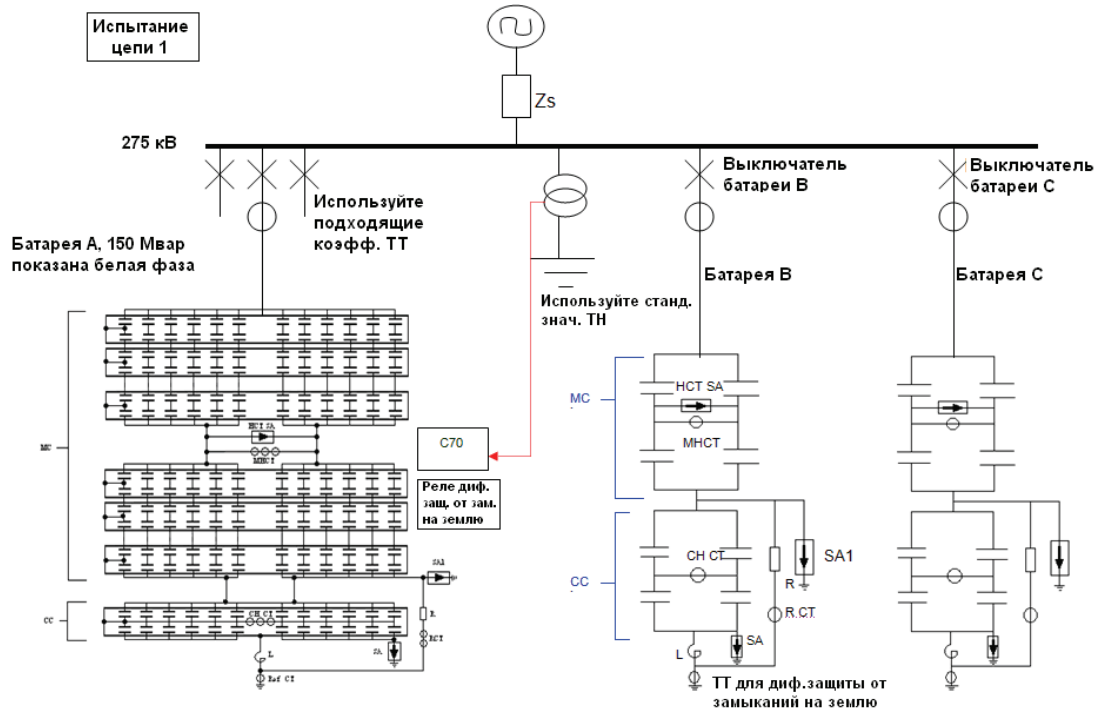
- а) Включение под напряжение различных схем батарей конденсаторов
- б) Изменение напряжения и тока на сборных шинах при включении или отключении смежных батарей конденсаторов
- в) Изменение тока и напряжения на сборных шинах, к которым подключена батарея конденсаторов, при
 - Загрузке и разгрузке трансформатора
 - Загрузке и разгрузке линии
- г) Внешние КЗ в системе:
 - На сборных шинах
 - На конце линии

2. Доказательство того, что устройства защиты будут правильным образом работать при следующих внутренних КЗ при конфигурации фильтра типа С:

- а) КЗ на землю
- б) Небаланс в основном конденсаторе и конденсаторе фильтра.

3. Исходя из результатов испытаний сделать вывод о возможности использования устройств релейной защиты Т60 и М1В для реализации дифференциальной защиты от КЗ на землю.

Для выполнения испытаний компанией ESKOM было предложено 4 схемы. См. рис. 2.



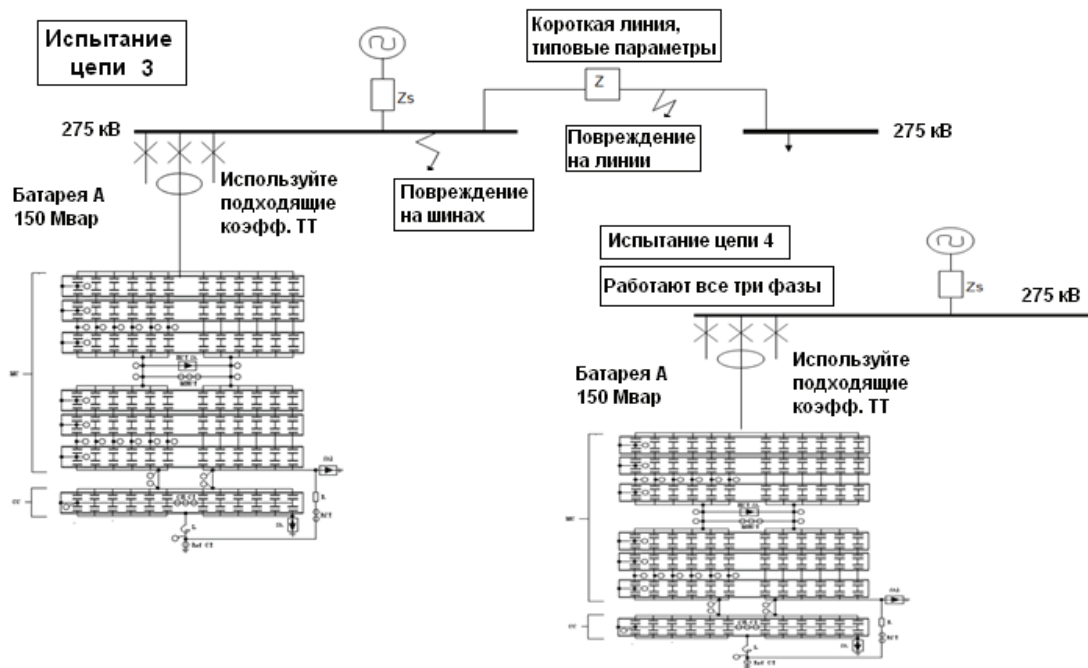


Рис. 2: Схемы, согласно которым производились испытания

УСТАВКИ УСТРОЙСТВА ЗАЩИТЫ

Уставка	Значение	Примечание
Уставка первой ступени токовой защиты от междуфазных КЗ, о.е.	1,18	1,5*полная нагрузка конденсатора
Выдержка времени первой ступени токовой защиты от междуфазных КЗ	200 мс	
Уставка второй ступени токовой защиты от междуфазных КЗ, о.е.	3,15	4*полная нагрузка конденсатора (мгн.)
Выдержка времени второй ступени токовой защиты от междуфазных КЗ	0 мс	
Уставка срабатывания первой ступени защиты от небаланса по напряжению UB1, о.е.	0,16	Сигнализация для основного конденсатора
Выдержка времени первой ступени защиты от небаланса по напряжению UB1	2 с	
Уставка срабатывания второй ступени защиты от небаланса по напряжению UB1, о.е.	0,364	Отключение основного конденсатора
Выдержка времени второй ступени защиты от небаланса по напряжению UB1	200 мс	
Уставка срабатывания первой ступени защиты от небаланса по напряжению UB2, о.е.	0,5	Сигнализация для конденсатора фильтра
Выдержка времени первой ступени защиты от небаланса по напряжению UB2	2 с	
Уставка срабатывания второй ступени защиты от небаланса по напряжению UB2, о.е.	0,8	Отключение конденсатора фильтра

Выдержка времени второй ступени защиты от небаланса по напряжению UB2	200 мс	
Уставка срабатывания первой ступени токовой защиты нулевой последовательности, о.е.	0,157	0,2*полная нагрузка конденсатора
Выдержка времени первой ступени токовой защиты нулевой последовательности	500 мс	
Уставка срабатывания второй ступени токовой защиты нулевой последовательности, о.е.	0,364	4*полная нагрузка конденсатора (мгн.)
Выдержка времени второй ступени токовой защиты нулевой последовательности	0 мс	
Смещение (направл.)	10 Ом	
Уставка срабатывания по напряжению нулевой последовательности V0	1В	
Орган направления мощности (прямое направление), мин. угол	0 эл. град	
Орган направления мощности (прямое направление), пред. угол	80 эл. град	
Токовая направленная защита нулевой последовательности (прямое направление), о.е.	0,02	
Орган направления мощности (обратное направление), мин. угол.	0 эл. град	
Орган направления мощности (обратное направление), пред. угол.	90 эл. град	
Токовая направленная защита нулевой последовательности (обратное направление), о.е.	0,02	
Уставка защиты от повышения напряжения, о.е.	1,1 о.е.	
Выдержка времени защиты от повышения напряжения	200 мс	

Устройство защиты Т60 – Низкоомная дифференциальная защита от КЗ на землю

Уставка	Значение	Примечание
Уставка срабатывания (RGF1)	20 мА	
Наклон	40%	Первоначально (при наличии ОПН) наклон составлял 80%
Выдержка времени	0 мс	Перед исключением ОПН из цепи выдержка времени составляла 50 мс

Устройство защиты М1В – Высокоомная дифференциальная защита от КЗ на землю

Уставка	Значение	Примечание
Уставка срабатывания (87-1)	20 мА	
Выдержка времени (87-1)	0 мс	Перед исключением ОПН из цепи выдержка времени составляла 50 мс
Стабилизирующий резистор	3000 Ом	

ПРОЦЕДУРА ИСПЫТАНИЙ

Испытания согласно схеме 1

Параметры системы:

Москва, 7–10 сентября 2009 г.

$Z_s = [7; 100]$ Ом

Отношение R – X = [0.1; 0.3]

Испытание:

1. Выполнить испытание при данном диапазоне изменения значения сопротивления системы, значений отношения R-X, при схеме батареи конденсатора В как показано на рисунке.
2. Рассматриваются случаи коммутации батареи конденсаторов С при различных мощностях.
3. Батарея конденсаторов А обладает фиксированной мощностью 150 МВар. Устройство защиты С70 подключено к батарее конденсаторов А.

Испытание производилось при углах включения равных 60 и 90 электрических градусов.

Результаты:

а) Функции дифференциальной защиты от КЗ на землю в составе устройств Т60 и М1В подействовали на отключение при внешнем КЗ. Было обнаружено, что срабатывание ОПН вызвало это отключение. Вводом выдержки времени равной 50 мс для функций в составе обоих устройств, отключение было предотвращено. Было достигнуто согласие на удаление из модели ОПН при проведении испытаний и установки выдержки времени дифференциальной защиты от КЗ землю равной 0 мс. Больше ложных срабатываний устройств защиты Т60 и М1В не наблюдалось.

Макс.напряж. НП в процентах от напряж. НП при импульсе 10 кА 8/20

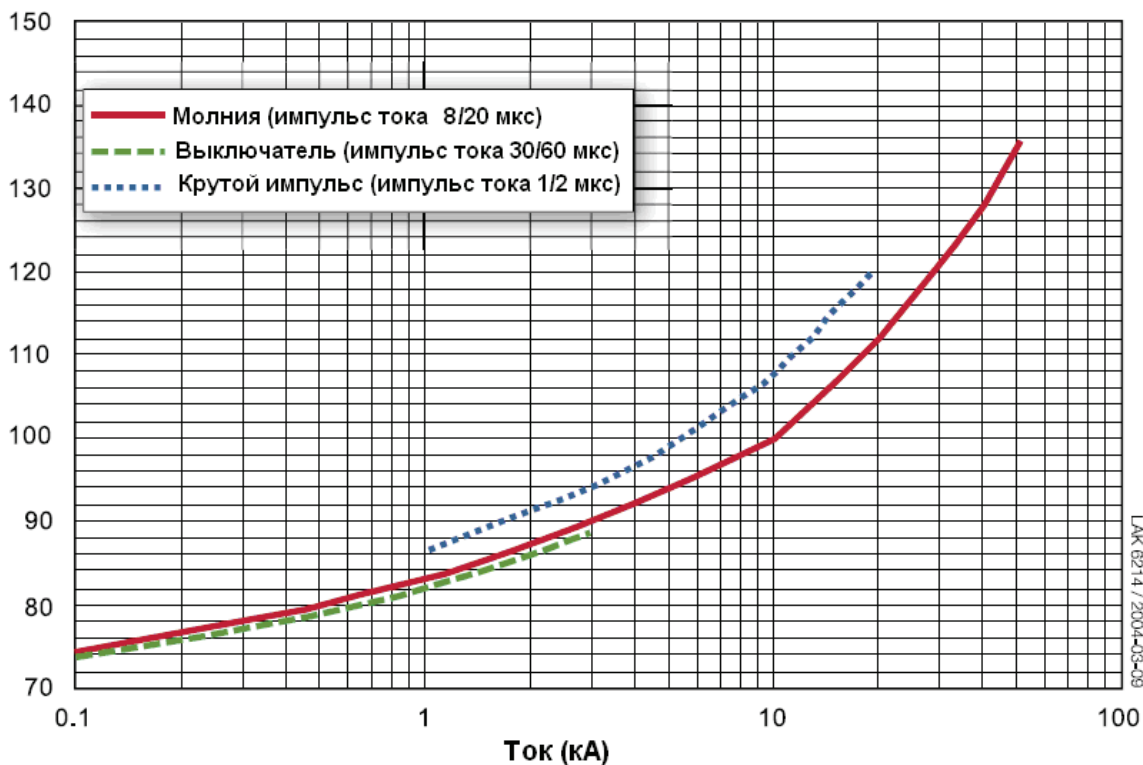


Рис. 3: Характеристики ОПН

б) Устройство защиты С70 стало срабатывать по функциям защиты от повышения напряжения и токовой защиты первой ступени, когда сопротивление системы Z_s было изменено на 100 Ом. Указанное было обусловлено отсутствием нагрузки на сборных шинах. Работа устройства защиты С70 была правильной. Было достигнуто согласие о том, что на сборных шинах должна быть нагрузка для поддержания напряжения на уровне 295 кВ. Срабатывания устройства защиты С70 более не наблюдалось.

в) Работа устройств защиты С70, Т60 и М1В удовлетворила предъявляемым требованиям.

Испытания согласно схеме 2

Параметры системы:

$$Z_s = [7; 100] \text{ Ом}$$

$$\text{Отношение R – X} = [0.1]$$

Испытание:

Мощность батареи конденсаторов установлена равной 150 МВар. Устройство защиты С70 подключено к батарее конденсаторов А.

1. Трансформатор А всегда подключен, нагрузка отсутствует.
2. Трансформатор В включается под напряжение, нагрузка отсутствует.

Включение трансформатора под напряжение осуществлялось в момент, когда фаза напряжения составляла 60 или 90 электрических градусов. Цель данного испытания – получение броска намагничивающего тока трансформатора, подключаемого к сборным шинам, что необходимо для оценки правильности работы устройства защиты С70.

Результаты:

- а) При ОПН, исключенных из модели, были получены следующие результаты:
 - Отключение от устройств защиты С70, Т60 или М1В не производилось.
- б) Повторные испытания были произведены при включенных в модель ОПН, однако дифференциальная защита от КЗ на землю не получала информации о токах в цепи ОПН. Следующие результаты были получены после проведения испытаний:
 - Отключение от устройства защиты С70 не производилось.
 - Сработала дифференциальная защита от КЗ на землю в составе устройств М1В и Т60 (выдержка времени 0 мс).
- в) Затем были выполнены испытания с включением токов в цепи ОПН для обработки дифференциальной защитой от КЗ на землю. Отключений от устройств защиты С70, Т60 или М1В не производилось.
- г) Был сделан вывод о том, что при учете токов в цепи ОПН (для дифференциальной защиты от КЗ на землю), для защиты нет необходимости ввода выдержки времени.

Испытания согласно схеме 3

Параметры системы:

$$Z_s = [7; 100] \text{ Ом}$$

$$\text{Отношение R – X} = [0.1; 0.3]$$

Мощность батареи конденсаторов:

Батарея конденсаторов А: мощность установлена равной 150 МВар.

Параметры линии электропередачи:

$$R_1 = 2.086121 \text{ Ом}, X_1 = 19.23805 \text{ Ом}, C_1 = 0.7060485 \text{ мкФ};$$

$$R_0 = 20.35789 \text{ Ом}, X_0 = 68.5171 \text{ Ом}, C_0 = 0.498725 \text{ мкФ}.$$

Испытание:

1. Испытание при принятом диапазоне изменения сопротивления системы.
 2. При изменении отношения R-X согласно диапазону, указанному в исходных данных.
 3. Мощность батареи конденсаторов А установлена равной 150 МВар. Устройство защиты С70 подключено к батарее конденсаторов А.
 4. Линии подключается без нагрузки.
 5. Возникновение КЗ на сборных шинах 275 кВ:
 - КЗ на землю
 - Междофазное КЗ
 - Двухфазное КЗ на землю
 - Трехфазное КЗ
- Испытание были повторным образом проведены при моделировании внешнего КЗ на линии:
- КЗ на землю
 - Междофазное КЗ

Москва, 7–10 сентября 2009 г.

- Двухфазное КЗ на землю
- Трехфазное КЗ.

Испытания были проведены при нагрузке равной 100 МВА.

Результат:

Отключений от устройств защиты С70, Т60 или М1В не производилось.

Испытания согласно схеме 4

Параметры системы:

$Z_s = 7 \text{ Ом}$

Отношение R – X = [0.1; 0.3]

Мощность батареи конденсаторов:

Батарея конденсаторов А: мощность установлена равной 150 МВар.

Испытания по небалансу:

Согласно схеме 4:

- а) Повреждение в основном конденсаторе – ветвь 1, ряд 1 первой конденсаторной установки:
 - КЗ в ряду 1 с замыканием одного элемента.
 - Замыкание дополнительных элементов до момента формирования устройством сигнализации.
 - Замыкание дополнительных элементов до момента формирования устройства сигнала отключения.
- б) Повреждение в основном конденсаторе – ветвь 1, ряды 1 и 2 первой конденсаторной установки:
 - Повреждение в ряду 2 с замыканием одного элемента.
 - Замыкание дополнительных элементов в ряду 1 до момента формирования устройством сигнализации.
 - Замыкание дополнительных элементов в ряду 1 до момента формирования устройством сигнала отключения.
- в) Повреждение в основном конденсаторе – ветвь 2, ряд 1 и ветвь 1, ряд 1 первой конденсаторной установки:
 - КЗ в ветви 2 (ряд 1) с замыканием одного элемента.
 - Замыкание дополнительных элементов в ветви 1 (ряд 1) до момента формирования устройством сигнализации.
 - Замыкание дополнительных элементов в ветви 1 (ряд 1) до момента формирования устройством сигнала отключения.
- г) Повреждение в конденсаторе-фильтре:
 - КЗ в первой конденсаторной установке – замыкание одного элемента, замыкание дополнительных элементов до момента формирования устройством сигнализации.
 - Замыкание дополнительных элементов до момента формирования устройством сигнала отключения.

Результаты испытаний по небалансу:

- а) При повреждениях в ветви 1 (ряд 1) первой конденсаторной установки при замыкании 3 элементов формируется сигнализация, а при замыкании 5 элементов – сигнал отключения.
- б) При повреждениях в ветви 1 (ряд 1 и ряд 2) первой конденсаторной установки при замыкании 4 элементов формируется сигнализация, а при замыкании 6 элементов – сигнал отключения.
- в) При повреждениях в ветви 2 (ряд 1) и в ветви 1 (ряд 1) первой конденсаторной установки при замыкании 5 элементов осуществляется формирование сигнализации, а при замыкании 7 элементов – сигнал отключения.
- г) При повреждениях в фильтре при замыкании 1 элемента формируется сигнализация, а при замыкании 2 элементов – сигнал отключения.

Результаты испытаний при моделировании внутренних КЗ:

- а) Устройства защиты Т60 и М1В правильным образом сработали при КЗ во всех точках (F1–F10).

б) При повреждении в точке F2 было замечено колебание небаланса фильтра. Хотя выключатель и отключился, наблюдалось затухающее колебание небаланса фильтра. Устройство защиты C70 правильно сработало по факту небаланса при таком повреждении.

в) Уставки токовой направленной защиты нулевой последовательности оказали большое влияние на срабатывание защиты. В последующих испытаниях преимущества использования данной функции не были продемонстрированы.

г) При повреждениях в точках F3 и F4, значение напряжения поляризации не было достаточным для определения направления возникновения повреждения. Значение уставки по напряжению нулевой последовательности было выбрано равным 1 В (наименьшая возможная уставка – 0,1 В).

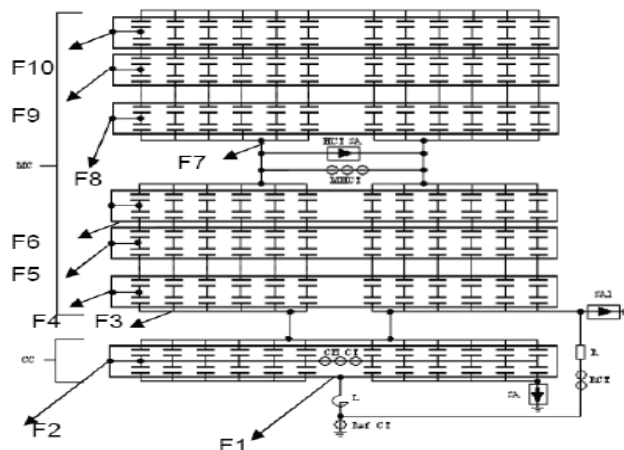


Рис. 4: Моделирование внутренних КЗ

ВЫВОДЫ

1. Конфигурация ОПН имеет большое влияние на устойчивость функционирования дифференциальной защиты от КЗ на землю при внешних КЗ. Указанное относится как к низкоомной, так и к высокоомной дифференциальной защита от КЗ на землю. Ложного отключения можно избежать преднамеренным вводом выдержки времени равной 50 мс для обоих устройств. Другой вариант – изменение схемы для включения токов в цепи ОПН для обработки дифференциальной защитой от КЗ на землю.

2. Было показано, что преимуществ от использования низкоомной дифференциальной защиты от КЗ на землю не было (устройство T60). На самом деле, высокоомная дифференциальная защита от КЗ на землю была в большинстве случаев более быстродействующей.

3. Компании PT-IST и GE рекомендовали использование устройства защиты MIB для использования в сетях компании ESKOM, поскольку применение низкоомной дифференциальной защиты от КЗ на землю не обосновано.

4. Также было выявлено, что при определенных КЗ на землю в конденсаторе, для выявления направления уровень напряжения поляризации был недостаточным.

5. Дальнейшие испытания и вычисления были выполнены после испытаний при использовании установки RTDS применительно к токовой направленной защите нулевой последовательности для батарей конденсаторов. Было выявлено, что при внутреннем или внешнем КЗ на сборных шинах, направленность оказывалась одинаковой. Таким образом, направленная защита от КЗ на землю не может быть применена в схемах защиты батарей конденсаторов.

6. Устройства защиты C70, T60 и MIB не срабатывали при внешних КЗ, но срабатывали при внутренних КЗ. Тем самым, рассматриваемые устройства защиты применимы для защиты батарей конденсаторов, устанавливаемых в сетях ESKOM.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- [1] IEEE Std. C37.99-2000: “Guide for the Protection of Shunt Capacitor Banks”, June 2000.
- [2] Kasztenny B., Brunello G., Wester C.: “Capacitor Bank Fundamentals and Protection”, Proceedings of the 56th Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX, April 8-11, 2003.
- [3] Capacitor Bank Protection and Control Relay, Instruction Manual, General Electric Publication, 2008.
- [4] Fundamentals of Adaptive Protection of Large Capacitor Banks, Bogdan Kasztenny – General Electric, Joe Schaefer & Ed Clark – Florida Power & Light Company.

БИОГРАФИЧЕСКАЯ СПРАВКА

Джордж Карденас получил диплом инженера в университете Universidad de Ingenieria (Перу) в 1977 году и диплом MBA в университете Universidad Politecnica de Madrid (Испания) в 1998 году. Джордж начал свою карьеру в компании Utility Electropereu (Перу) в качестве инженера релейной защиты, а в 1987 году стал сотрудником компании АBB (Испания), где являлся менеджером по продажам высоковольтного оборудования, а затем инженером-проектировщиком систем управления. В 1989 году Джордж перешел в компанию GE, где занимал ряд должностей. Сейчас Джордж работает инженером по применению в подразделении GE Digital Energy-Multilin. Он является автором ряда докладов, которые были представлены на конференциях по релейной защите и автоматике. Джордж является членом Cigr, рабочей группы B5.31.

Шон Кокс получил диплом по направлению Электроэнергетика в университете Pretoria Technikon в 1994. Шон начал свою карьеру в электросетевой компании ESKOM в 1991 году. Последняя позиция, которую он занимал в этой компании – инженер релейной защиты. В 1999 году он перешел в компанию Powertech IST Energy, где занимал ряд должностей: инженер релейной защиты, главный инженер, специалист релейной защиты и специалист вторичных систем. Шон имеет опыт проектирования систем, ввода их в эксплуатацию защит для различных электросетевых компаний Южной Африки.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Анализ работы токовой направленной защиты нулевой последовательности для батарей конденсаторов

Токовая направленная защита от КЗ на землю может быть использована для обнаружения некоторых КЗ на землю, возникающих в батарее конденсаторов. Изначально мы начали с теоретического анализа для определения оптимального значения угла поляризации для органа направления мощности нулевой последовательности.

Из рис. А1 мы можем видеть точку срабатывания в случае внутренних КЗ при использовании угла поляризации равного нулю. Мы можем видеть синюю линию, которая представляет емкостной ток (от выводов до нейтрали батареи конденсатора).

Очевидно, что использование токовой направленной защиты нулевой последовательности не представляет каких-либо проблем при соответствующих уставках по углу поляризации и по предельным углам определения направления возникновения КЗ.

Первая проблема характерна для случая тогда, когда ток оказывается в фазе с напряжением поляризации. Ток обычно снижается до уровня близкого к нулю, что может потребовать наличия очень малой уставки. В соответствии с этим, в батарее конденсаторов есть участки, защита которых не может быть обеспечена токовой направленной защитой нулевой последовательности.

Другая особенность – малое значение сигнала поляризации при КЗ в определенных участках батареи конденсатора. Для обеспечения требуемого значения сигнала поляризации при таких повреждениях необходимо использование сопротивления смещения.

Результаты моделирования обобщены на рис. А2, где мы можем видеть сигналы тока и напряжения нулевой последовательности и значение угла между ними.

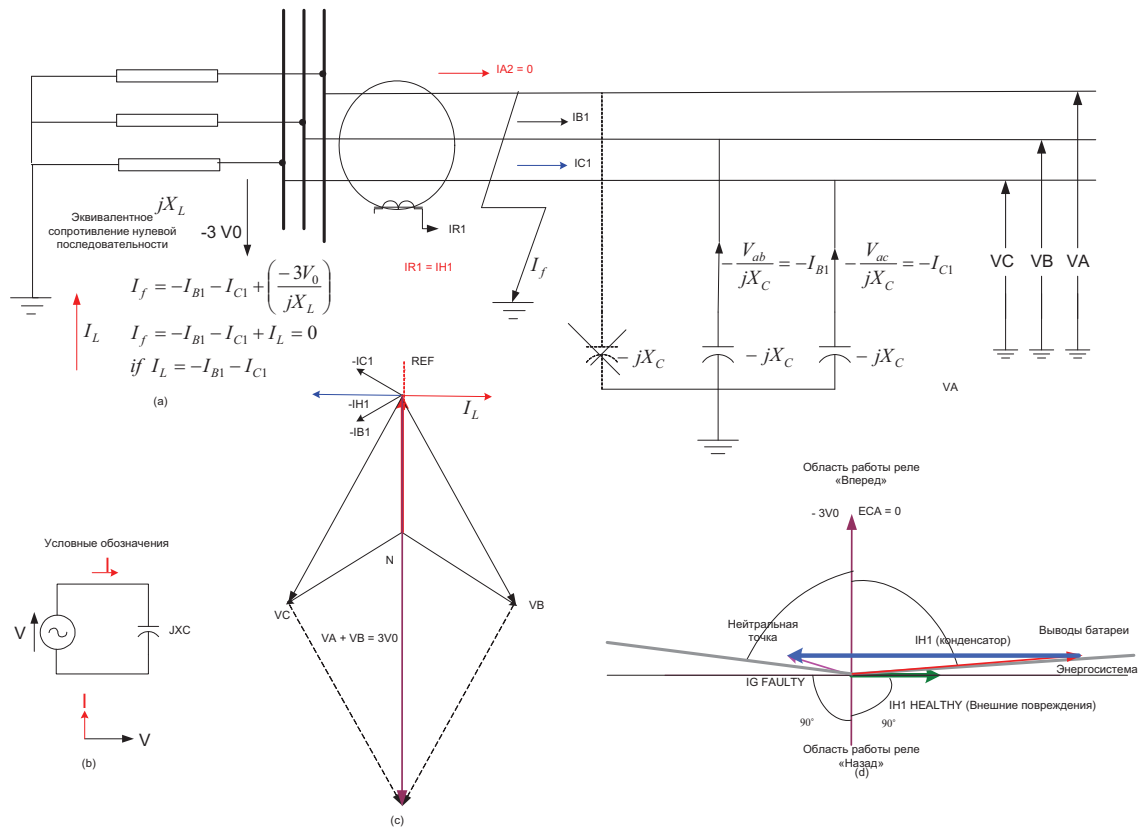


Рис. А1: Оценка направления КЗ при внутренних и внешних КЗ

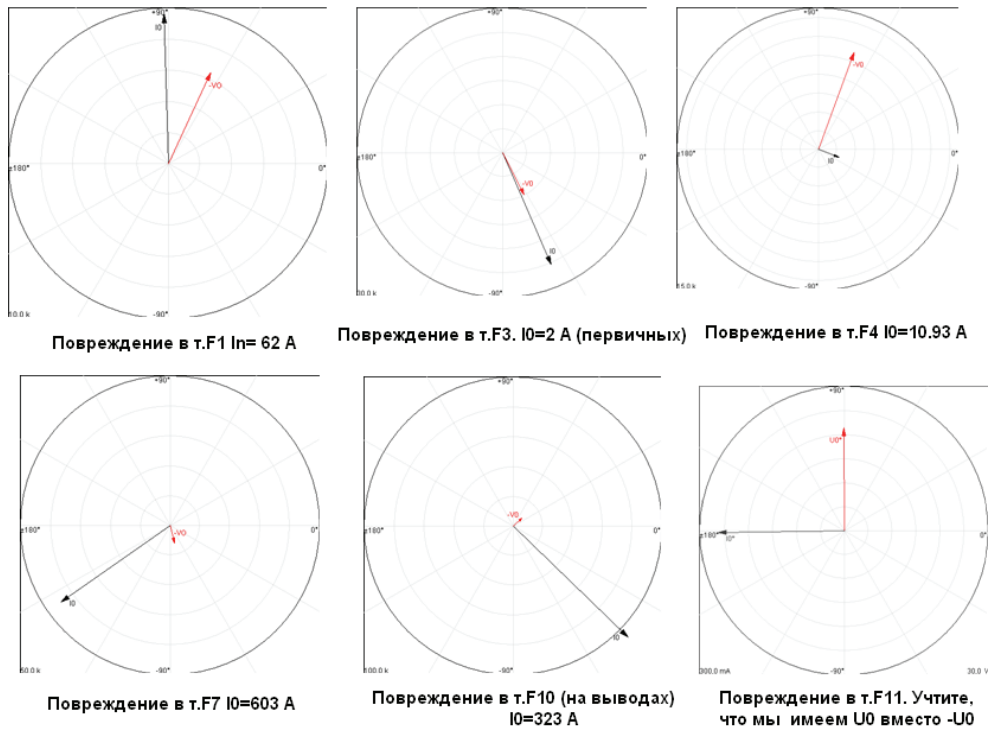


Рис. А2: Первичный ток и угол между напряжением и током нулевой последовательности при различных видах КЗ. F11 – внешнее КЗ

Москва, 7–10 сентября 2009 г.

Можно заметить, что при КЗ в точке F3, ток снижается практически до нуля и для обеспечения срабатывания защиты при внутренних КЗ требуется наличие относительно небольшой уставки, в соответствии с этим, есть внутренние участки батареи конденсаторов, защита которых не обеспечивается.

В случае внешнего КЗ устройство защиты срабатывает.

Приведенные факты показывают, что имеет место компромисс между обеспечением чувствительности и областью охвата внутренних КЗ. Мы можем обеспечить защиту определенной части батареи конденсаторов от его выводов, но, в то же время, нам необходимо иметь минимальную уставку срабатывания, превышающую значение тока нулевой последовательности (от батареи конденсаторов) при внешнем КЗ. Причина тому – необходимость предотвращения ложного срабатывания при внешних КЗ.

В заключении мы можем отметить, что использование направленной защиты не дает каких-либо преимуществ по сравнению с использованием обычной токовой защитой нулевой последовательности.

Усовершенствование схем противоаварийной автоматики

ДЖОРДЖ КАРДЕНАС, АЛЬБЕРТО ЛОПЕЗ ДЕ ВИНАСПРЕ

GE Digital Energy, Испания

Адрес электронной почты: jorge.cardenas@ge.com

КРЭЙГ МАКТЭГГАРТ – Scottish Power

АЛАН БОН – GSS

Великобритания

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Распределенная система противоаварийной автоматики, системы противоаварийной автоматики, динамическая устойчивость, МЭК 61850

1. ВВЕДЕНИЕ

В условиях, когда системы передачи электроэнергии работают при повышенных нагрузках, превышающих изначально планируемые на стадии их проектирования, реализация распределенных систем противоаварийной автоматики становится необходимой для поддержания устойчивости их функционирования. Такие распределенные системы, к которым предъявляются жесткие требования, были недавно спроектированы и введены в работу в Великобритании, в частности, на межсистемной связи между Шотландской энергосистемой и Национальной электрической сетью.

Стратегия поддержания устойчивости функционирования систем основана на определении нагрузок на связи и, согласно предварительно определенному критерию, полученному из различных случаев рассмотрения вопросов сохранения устойчивости, формировании команды отключения генерирующих мощностей Шотландской энергосистемы за время менее 20 мс.

Данная статья начинается с обоснования необходимости применения распределенной системы противоаварийной автоматики и заканчивается формированием требований к ее проектированию. В ней рассматривается архитектура системы, которая обуславливается сформированными требованиями, а также вопросы ее последующей реализации и тестирования. Также в статье будут представлены результаты функционирования системы, включая тесты, направленные на оценку времени передачи команд с одного объекта на другой. Статья завершается перечнем усовершенствований системы и новых решений, которые становятся возможными с применением Generic Object Oriented Substation Event (GOOSE), Virtual LAN (VLAN) и технологии установки приоритета передач информации, которые становятся доступны с началом применения стандарта МЭК 61850.

2. РАСПРЕДЕЛЕННАЯ СИСТЕМА ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ

Когда в системе возникают серьезные возмущения, для предотвращения развития аварии, восстановления нормальной работы системы и минимизации влияния возмущения необходимо действие систем защиты и управления. Существующие системы управления не оказываются способными эффективно функционировать при быстроразвивающихся возмущениях и могут быть слишком медленными. Локальные системы защиты не способны учитывать влияния возмущения на всю систему. Распределенная система противоаварийной автоматики использует информацию с различных точек системы и осуществляет передачу выбранной информации на удаленные объекты с целью противодействия развитию значительных возмущений в системе. Важной составляющей распределенных си-

стем является их способность получать информацию с удаленных точек энергосистемы и команды по каналам связи, а также способность осуществлять передачу локальной информации в SCADA [4].

Важность каждого региона оценивается через показатель уязвимости. Показатель уязвимости, имеющий большее значение, определяет часть системы, которая наиболее важна и повреждения, в которой могут привести к более серьезным последствиям, чем в других ее частях с меньшим показателем уязвимости.

“Распределенная система противоаварийной автоматики призвана выполнять обнаружение аномальных условий функционирования системы и предпринимать предопределенные, корректирующие действия (*отличные от действий, направленных на отключение поврежденных элементов*) для обеспечения приемлемых характеристик функционирования системы”. Такие действия, среди прочих, включают в себя изменение уровня нагрузки (сброс нагрузки), изменение уровня генерируемой мощности или конфигурации системы для сохранения ее устойчивости, или же действия, направленные на поддержание или восстановление допустимого уровня напряжения [4].

Распределенная система противоаварийной автоматики является достаточно новым вением, и ее появление обуславливается необходимостью контроля за состоянием критических узлов, которые оказывают большое влияние на устойчивость работы энергосистемы. Такие системы предпринимает действия, направленные на выполнение сброса нагрузки или сокращения величины генерируемой мощности для предотвращения нарушения устойчивости и перегрузок по межсистемным связям, которые могут оказать влияния на устойчивость энергосистемы в целом и т.д.

Действия корректирующего характера ограничиваются конечным числом. Подробное описание возможных мер будет представлено в данной статье наряду с вопросами их реализации для каждого из рассматриваемых видов возмущений. Набор доступных мер включает в себя [4]:

- Защита от асинхронного хода
- Сброс нагрузки
- Управляемое деление энергосистемы
- Сброс генерируемой мощности
- Ликвидация повреждений
- Динамическое торможение генераторов
- Регулирование напряжения на выводах генератора
- Компенсация реактивной мощности
- Управление нагрузкой
- Контроль и управление ключевыми системами релейной защиты и автоматики
- Ограничение снижения напряжения
- Контроль чередования фаз

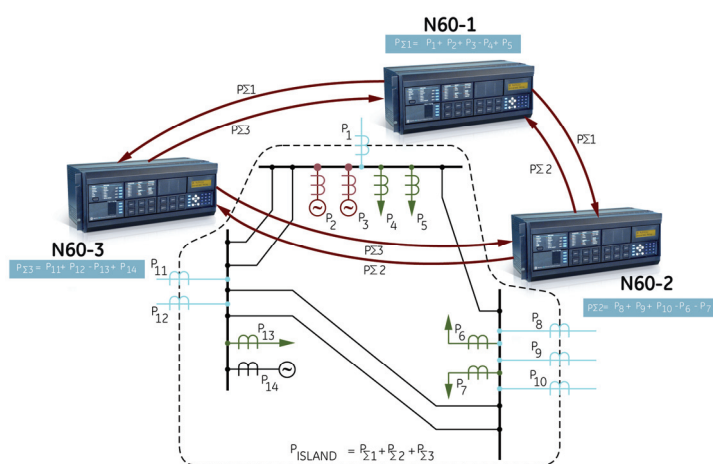


Рис. 1: Схема распределенной системы противоаварийной автоматики

3. ОПИСАНИЕ СИСТЕМЫ, В КОТОРОЙ ОСУЩЕСТВЛЯЕТСЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ СИСТЕМЫ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ

Энергосистемы ScottishPower Transmission (SPT) и National Grid Electricity Transmission (NGET) соединены между собой двумя двухцепными линиями электропередачи 400 кВ. Данные линии, как показано на рис. 2, носят название Восточной и Западной линий связи. Восточная линия связи оборудована базовой версией распределенной системы противоаварийной автоматики, которая находится в работе с 2001 года. Перевод Западной линии связи с уровня напряжения 275 кВ на уровень напряжения 400 кВ привел к подключению к ней четырех подстанций в Strathaven, неподалеку от Glasgow (SPT), и в Harker, неподалеку от Carlisle (NGET).

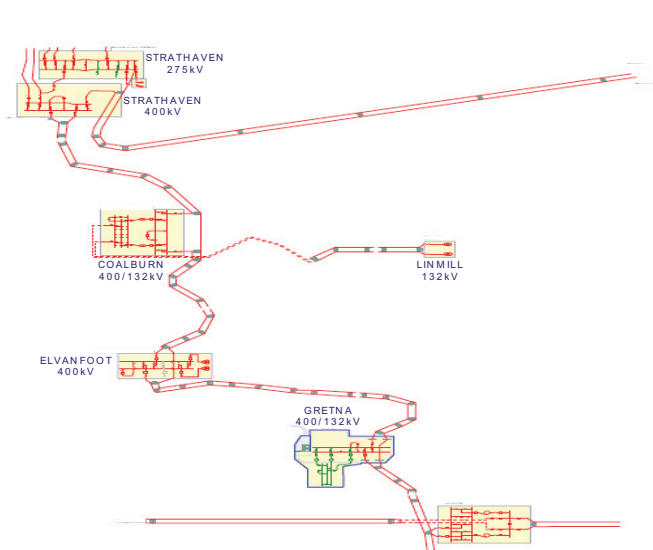


Рис. 2: Связь SPT – NGET

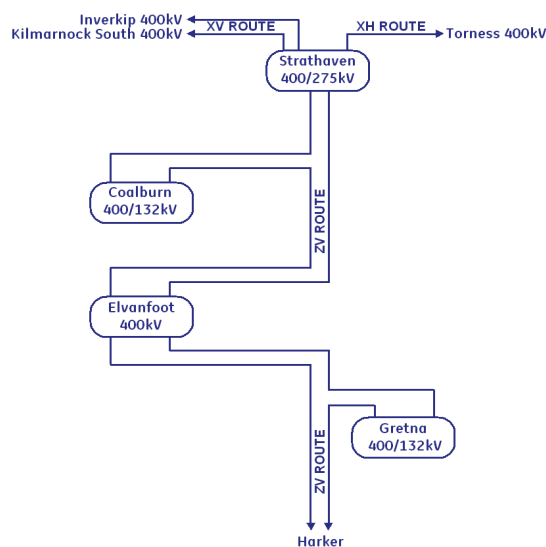


Рис. 3: Связь SPT – NGET

В условиях передачи мощности из Шотландии в Англию, повреждение на межсистемной связи приводит к излишку генерации над потреблением в Шотландии. Передача мощности между двумя системами ограничивается пределом устойчивости Шотландской системы после возникновения повреждения.

Для повышения максимума передаваемой мощности и минимизации ограничений по величине генерируемой мощности, была разработана схема сброса генерируемой мощности в случае возникновения определенного рода повреждений. Необходимость нахождения системы в работе и величина генерируемой мощности, подлежащая сбросу в различных условиях, зависит от характера протекания нагрузки. Таким образом, схема осуществляет отключение генерирующих источников исходя из условий предшествующего режима, после возникновения повреждений на линии или после запланированных отключений в системе.

Поставленная цель была достигнута установкой отдельных систем на связях Strathaven – Coalburn, Coalburn – Elvanfoot, Elvanfoot – Moffat, Moffat – Harker, Strathaven – Elvanfoot, Elvanfoot – Gretna и Gretna – Harker (Moffat – подстанция, ввод которой в работу еще предстоит). Осуществляется дублирование каждой из систем. Первоначальным критерием их срабатывания является идентификация отключения выключателя конца линии. Информация об аналоговых величинах не используется.

Схема сброса генерируемой мощности была реализована в энергосистеме Scottish Power Transmission для увеличения допустимых перетоков мощности без угрозы потери устойчивости между Шотландией и Англией.

4. ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ

- Максимально допустимое время между формированием команды отключения на любом из удаленных концов и выдачей команды отключения генератора на объекте Strathaven 400 кВ должно составлять 25 мс, включая возможную задержку в передаче команды по линии связи равную 5 мс.
- Должна быть обеспечена возможность передачи пяти команд между объектами одновременно без ухудшения характеристики передачи.
- Система передачи команд между объектами должна соответствовать документу PROT-16-009 Issue 1 [7].

5. СТРУКТУРА СИСТЕМЫ

Критерием надежности функционирования системы передачи электроэнергии в Великобритании является критерий N-d, который требует того, чтобы система передачи электроэнергии была разработана и функционировала при всех уровнях нагрузки и была устойчивой к самым сложным ситуациям, возникающим при запланированных перерывах электроснабжения. Поскольку одновременное возникновение ряда возмущений не предусмотрено рабочими характеристиками системы, их возникновение может привести к перегрузке и каскадным отключениям по сети.

Объект Strathaven 400 кВ является интегрирующим звеном. Идентификация отключения конца линии принимаются на каждом объекте отдельно (два присоединения и шиносоединительный выключатель или четыре присоединения, в зависимости от подстанции), а сигнализация об отключениях осуществляется на объекте Strathaven 400 кВ от каждого смежного объекта. Полная логическая схема реализуется на объекте Strathaven 400 кВ и о решении по выполнению отключения сигнализируется генераторам, использующим существующее сигнальное оборудование (HSDI-3).

Логические комбинации сигналов положения выключателя и отключения от устройств позволяют идентифицировать отключение конца линии. Для сокращения времени срабатывания схемы факты срабатывания защит используются в качестве критерия идентификации отключения конца линии. Сигналы положения выключателя используются для фиксации ручного отключения или срабатывания функции УРОВ неконтролируемой цепи, что приводит к отключению контролируемого выключателя.

5.1. Логическая архитектура

После того, как были установлены требования к характеристикам системы, в Шотландской энергосистеме была разработана концепция использования GOOSE-сообщений, предполагаемых стандартом МЭК 61850, с целью сбора сигналов и обработки их согласно логической схеме. Схема логики была согласована с компанией NGET и затем была реализована при использовании функциональных возможностей FlexLogic® в устройствах GE серии UR.

5.2. Разработка логики

Следующим этапом была разработка логики в соответствии с внутренней архитектурой цифрового устройства. На примере рис. 4 представлена логика идентификации отключения конца линии для линии 400 кВ (линия 1), изображенной на рис. 1. Отключение конца линии фиксируется по факту срабатывания устройств защиты или по факту отключения выключателя.

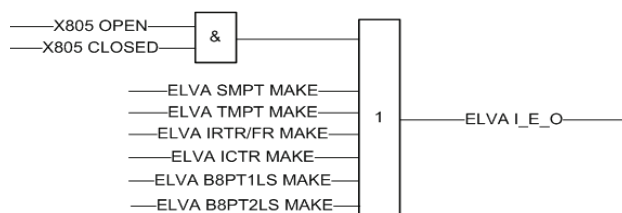


Рис. 4: Пример логики формирования команды отключения

5.3. Физическая архитектура

После выполнения анализа требований к системе, таких, как требования к числу входов и выходов устройств, требований к коммуникационным возможностям, последним шагом была разработка физической архитектуры. Представленный рисунок показывает число устройств, необходимое для установки на подстанции, необходимое число входов и выходов у устройств, каналы связи и схемы их резервирования, места установки контроллеров, человеко-машинных интерфейсов и т.д. Данная физическая архитектура позволяет последний раз оценить всю систему перед выдачей задания на ее разработку.

Кроме того, разработанная физическая архитектура может стать базой для обучения персонала в будущем.

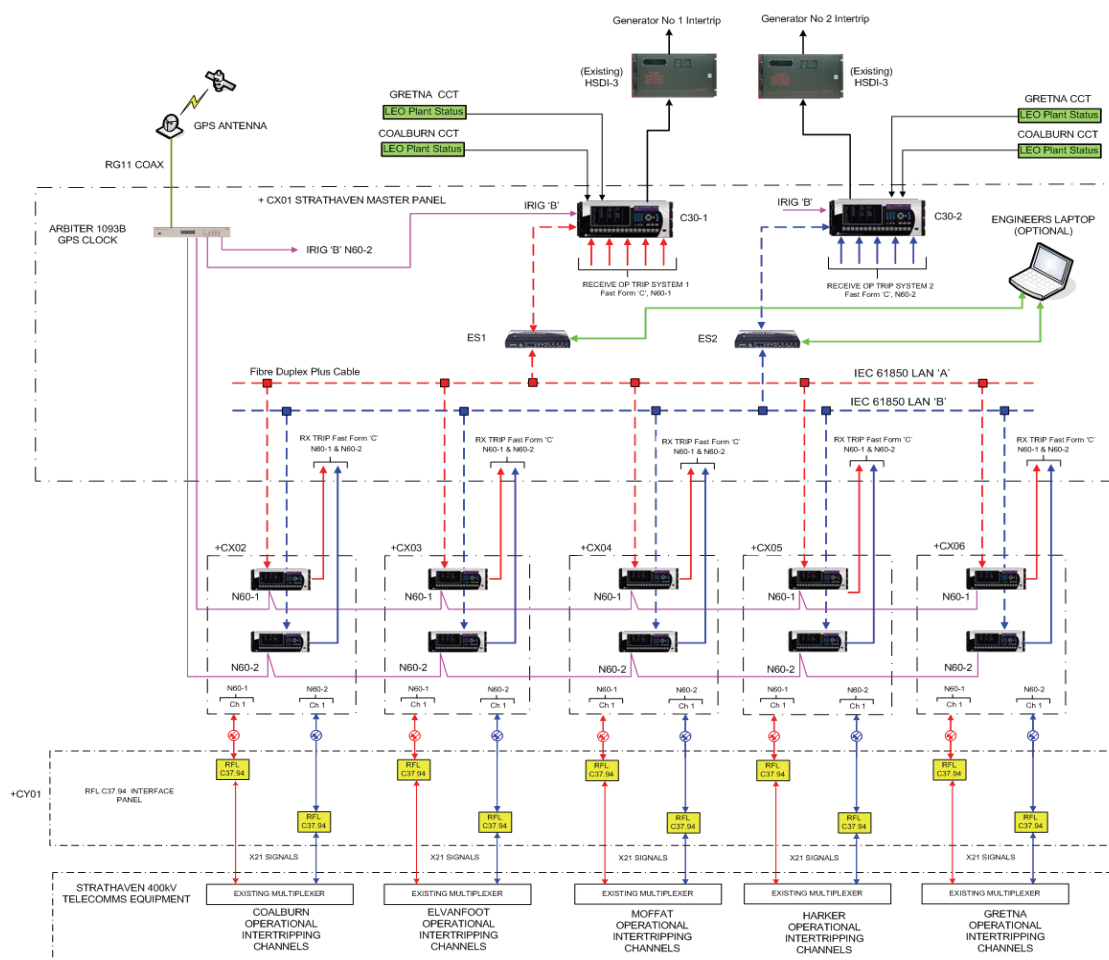


Рис. 5: Физическая архитектура. Схема сброса генерируемой мощности

В соответствии с традиционно принятой практикой в системе передачи электроэнергии Великобритании, реализуется дублированная схема:

- Каждая схема (система 1 и система 2) является схемой, где финальное решение о выполнении отключения основывается на состоянии противоположного конца линии. Передача информации о состоянии противоположного конца линии осуществляется при использовании стандарта МЭК 61850 и ведущего цифрового устройства, на базе которого реализуется схема логики для выполнения отключений генераторов.
- Каждая система сочетает в себе использование, как традиционных проводных линий связи, так и оптических.

Москва, 7–10 сентября 2009 г.

Устройства защиты, используемые на каждом из объектов, – это устройства со следующими функциональными возможностями:

- **Функции защиты:** защита от потери синхронизма, блокировка при качаниях, защита от повышения/понижения частоты, защита по мощности, защита по скорости изменения мощности, защита по скорости изменения напряжения, токовая защита, защита от понижения/повышения напряжения.
- **Функции управления:** идентификация отключения фазы, проверка синхронизма, программируемая логика управления, добавление, удаление и выбор объекта, над которым предполагается осуществлять управление.
- **Коммуникации:** точка-точка по сети Ethernet, точка-точка по сети SONET, G.704, RS422, C37.94, оптоволокно. Телеметрия с разрешением 8 бит.
- **Мониторинг:** синхронизированные векторные измерения параметров (только для основного комплекта 1), измерение напряжения, тока, мощности, частоты, энергии, регистрация последовательности событий, цифровое осциллографирование и т.д.

Ведущее устройство, установленное на объекте Strathaven, обладает только лишь функциями управления и коммуникационными возможностями.

Схема спроектирована таким образом, что включает в себя 10 цифровых устройств для системы 1 и 10 цифровых устройств для системы 2. Только лишь устройства в составе системы 1 обладают возможностью выполнения синхронизированного векторного измерения электрических величин. Возможность выполнения синхронизированного векторного измерения электрических величин была обеспечена для возможности будущего усовершенствования схемы и поддержки развития распределенных систем мониторинга.

До этого цифровые устройства были использованы на Западной межсистемной связи между Шотландской энергосистемой и Национальной электрической сетью при реализации схемы передачи сигналов телеотключения.

Устройства осуществляют передачу сигналов об отключении концов линий со смежных подстанций устройствам, установленным на объекте Strathaven, при использовании коммуникационной системы C37.94.

На этом объекте все устройства подключены по проводным линиям связи и сети Ethernet к ведущему устройству. Каждое устройство осуществляет передачу сигналов по проводным линиям связи и протоколу GOOSE.

Внутренняя логика FlexLogic® используется в ведущем устройстве для маршрутизации сигнала через аппаратуру передачи команд телеотключения (HSDI) генераторам Шотландской энергосистемы.

Эта система является первой системой в Великобритании на основе стандарта МЭК 61850 с передачей сигналов отключения, используемой на напряжении 400 кВ. Система находится в работе с июля 2008 года.

В этом году осуществляется расширение системы, заключающееся в добавлении дополнительной панели с цифровыми устройствами для обеспечения возможности отключения дополнительных генераторов Шотландской энергосистемы (с завершением этого этапа в октябре 2009 года). В систему также будет добавлено ведущее устройство, которое будет выполнять роль интерфейса в SCADA. Это устройство будет получать команды согласно стандарту МЭК 61850 с центра управления через Microsol RTU с интерфейсом МЭК 61850. Это пробная инсталляция SCADA с поддержкой стандарта МЭК 61850 с целью выявления ее преимуществ. Для выполнения задачи будут разработаны файлы формата ICD.

6. ПРОБЛЕМЫ РЕАЛИЗАЦИИ / НОВЫЕ РЕШЕНИЯ

При использовании системы обмена данными согласно стандарту C37.94 каждое устройство имело один порт C37.94 (64,000 бит/с), который был сконфигурирован для передачи информации при идентификации факта отключения конца линии.

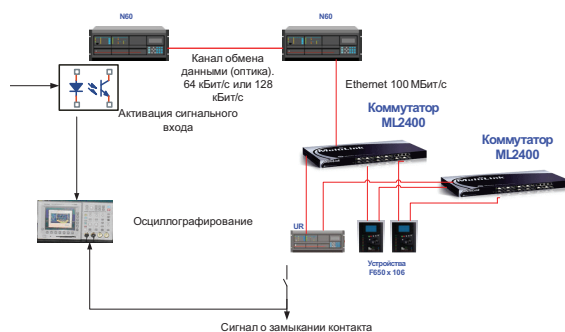


Рис. 6: Схема испытательного стенда 1

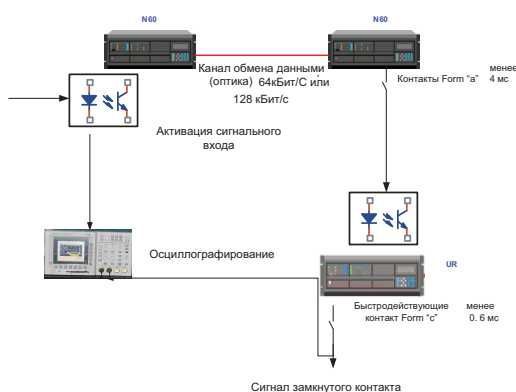


Рис. 7: Схема испытательного стенда 2

Как было указано ранее, решение о принятии соответствующих действий оператором основывается на текущей величине генерируемой мощности и текущих условий работы системы на нагрузку. Система является достаточно гибкой. Команды, поступающие с центра управления, могут изменять схемную логику, что позволяет реагировать на изменения схемы сети и величины генерируемой мощности.

7. РАБОЧИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СИСТЕМЫ

7.1. Лабораторные испытания

Перед проектированием, были измерены времена передачи команд отключения на основе схем, представленных на рисунках ниже.

Дополнительные сведения о лабораторных испытаниях приведены ниже:

- Испытания производились при использовании каналов связи с пропускной способностью 64 кбит/с и 128 кбит/с.
- В схеме испытательного стенда системы 1 использовалась сеть Ethernet 100 Мбит.
- Для моделирования реальных условий на объекте в схему испытательного стенда были включены 106 дополнительных цифровых устройств (наряду с одним устройством защиты UR) и эти устройства участвовали в обмене данными с клиентом МЭК 61850.
- В схеме испытательного стенда 2 сеть Ethernet, использованная изначально для обмена GOOSE-сообщения, была заменена на проводные линии связи между выходными реле устройств защиты и их дискретными входами.
- Испытания повторялись 10 раз, что необходимо для анализа возможных отклонений результатов измерения.
- Устройства защиты UR были сконфигурированы для работы в системе с частотой 50 Гц.

Москва, 7–10 сентября 2009 г.

- Последний выходной контакт, использовавшийся в обоих случаях, являлся быстродействующим контактом Form C со временем срабатывания 0,6 мс.

При выполнении измерений согласно схеме стенда 1 с использованием прямой оптической линии связи наряду с передачей GOOSE-сообщений согласно стандарту МЭК 61850 и с учетом дополнительных 5 мс (задержка передачи данных по сети C37.94), максимальное время замыкания выходных контактов составит:

- При скорости 64 кбит/с: $14.1 + 5 = 19.1$ мс.
- При скорости 128 кбит/с: $13.5 + 5 = 18$ мс.

При выполнении измерений согласно схеме стенда 2, с использованием прямой оптической линии связи наряду с проводными линиями связи (подключение выходного контакта Form-A к дискретному входу) и с учетом дополнительных 5 мс (задержка передачи данных по сети C37.94), максимальное время замыкания выходных контактов составит:

- При скорости 64 кбит/с: $18.4 + 5 = 23.4$ мс.
- При скорости 128 кбит/с: $16.6 + 5 = 21.6$ мс.

В результате лабораторных испытаний было показано, что в обоих случаях измеренные времена не превышали 25 мс, что и требуется для функционирования всей системы.

7.2. Испытания на объектах

Выполняются три испытания, а именно:

- Схемные проверки
- Проверка схем логики
- Проверки передачи команд и сигналов между двумя противоположными концами линии

При помощи схемных проверок осуществляется контроль правильности выполнения подключений, исправности контактов и т.д. Такие проверки используются для контроля исправности физических подключений к устройству. Проверка схем логики осуществляется для проверки уставок и логики каждого устройства в отдельности. При помощи проверок между двумя противоположными концами линии осуществляется контроль выполнения передачи команд отключения со смежных объектов на подстанцию Strathaven 400 кВ.

Каждое цифровое устройство оснащается испытательным модулем, который позволяет осуществлять тестирование каналов C37.94 без вывода системы из работы. Это достигается при помощи формирования независимой тест-команды, которая направляется на испытательный модуль.

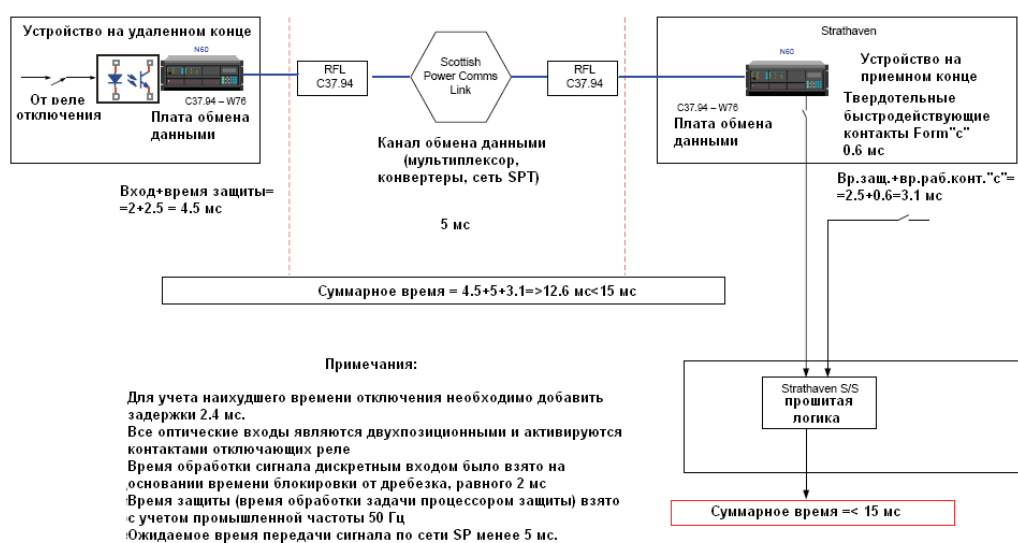


Рис. 8: Передача сигнала отключения с одного конца линии на другой



Панель с ведущим устройством (Западная линия связи)



Панель на подстанции Elvanfoot



Панель на подстанции Strathaven

Рис. 9: Фотографии установки

Максимальное время передачи команды с подстанций Coalburn, Elvanfoot (SPT) и Harker (NGET) через сеть SDH на подстанцию по подстанционной сети Ethernet и через аппаратуру передачи команд HSDI составило 18 мс, а минимальное время – 13 мс.

8. ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Система находится в работе уже один год и за это время отсутствовали ложные срабатывания, имело место правильная работа при появлении соответствующих требований.

9. СИСТЕМА СВЯЗИ

Учитывая значимость передаваемой информации, требуется наличие надежных каналов связи. Технологии сегодняшнего дня позволяют иметь надежную сеть обмена данными, которая обладает следующими свойствами:

- Малая вероятность искажения сигналов
- Малая задержка передачи данных
- Высокий уровень готовности функционирования
- Высокая надежность

$P[\text{ошибка передачи 4 GOOSE-сообщений}] = .01176^4 = 1.8e-8$ (очень малая вероятность)

$P[\text{прямое соединение – одно искаженное сообщение}] = 160/100,000 = .0016$

$P[\text{прямое соединение – два искаженных сообщения}] = .0016 * .0016 = 0.00000256$

$P[\text{искажение 5 битов и не обнаружение ошибки по CRC}] = 1e-25 * 2.328e-10 = 2.328e-35$ (или около 0)

Наиболее вероятно искажение 5 битов в передаваемом сообщении. Принимая вероятность такого искажения за единицу, вероятность необнаружения такого искажения будет составлять $2.328e-10$.

10. БУДУЩИЕ УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ

Потенциал улучшения характеристик работы энергосистемы при использовании систем интеллектуального управления значителен. Первый шаг здесь заключается в обеспечении широких возможностей по мониторингу, к примеру, создание систем мониторинга переходных режимов СМПП (WAMS).

Основу СМПП составляют устройства, выполняющие синхронизированные по времени векторные измерения электрических величин (PMU)¹.

С началом использования таких устройств значительным образом была улучшена наблюдаемость процессов, происходящих в энергосистеме. На основе PMU могут реализовываться различные распределенные функции защиты, противоаварийного управления и системы оптимизации характеристик передачи электроэнергии. При реализации таких систем необходимо выполнение тщательного анализа режимов работы энергосистемы и выбора уставок, поскольку каждая система, основанная на оценке результатов распределенных измерений уникальна. Экономически целесообразное решение может быть основано на стандартных устройствах и стандартных подходах к проектированию систем.

Операции автоматического управления, которые могут быть предприняты для сохранения устойчивости энергосистемы или для получения необходимого уровня запаса по устойчивости, могут носить либо предупреждающий, либо корректирующий характер. Во время нормальной работы системы акцент ставится на экономические аспекты функционирования энергосистемы, таким образом, экономическая целесообразность выходит на первый план. Во время напряженных условий работы энергосистемы, в частности в аварийных ситуациях, акцент ставится на сохранение устойчивости работы энергосистемы. Наиболее важной целью ставится сохранение наибольшей части сети неповрежденной и большего числа генераторов, подключенных к сети. Повреждение в энергосистеме обычно приводит к возникновению одной или нескольких серьезных проблем в энергосистеме. Основным вопросом в аварийном режиме является обеспечение надежности функционирования системы. В этой связи схемы защиты являются последней линией защиты в случае серьезных нарушений работы системы. Целью действий, предпринимаемых распределенными системами противоаварийной автоматики, является обеспечение непрерывного электроснабжения за счет использования крайних методов, т.е. выполнение действий, которые могут считаться последними возможными (и которые не будут применены при нормальной работе системы). Таким образом, целью систем ставится сохранение надежности функционирования энергосистемы.

Другим ключевым аспектом является обеспечение возможности совершенствования систем. Ввиду будущих изменений на стадиях генерации и передачи электроэнергии, требуется учитывать возможность возникновения необходимости изменения параметров распределенной системы противоаварийной автоматики. Возможность совершенствования должна предусматривать совершенствование как аппаратного, так и программного обеспечения.

С вводом в эксплуатацию описанной системы появилась возможность реализации новых решений при использовании GOOSE-сообщений, определяемых стандартом МЭК 61850.

Для передачи данных от того или иного устройства использовались GOOSE-сообщения. Необходимо отметить, что когда концепция передачи таких сообщений стала использоваться в стандарте МЭК 61850, стало использоваться то же самое название – GOOSE – для описания определяемого пользователем набора данных. Более подробная информация о GOOSE-сообщениях может быть найдена в соответствующих источниках, указанных в списке литературы. В стандарте МЭК 61850 Generic Substation Status Event (GSSE) представляет собой эквивалент сообщения GOOSE согласно IEC 61850-9-2.

Передача GOOSE-сообщений осуществляется по схеме «Отправитель/Получатель». При такой схеме устройство, передающее информацию, отправляет выбранные пользователем биты состояния. Любое устройство, которое требует получения передаваемых данных, программируется на получение такого GOOSE-сообщения [6].

GOOSE-сообщения согласно стандарту МЭК привносят вместе с собой ряд особенностей, которые могут быть использованы в будущем, а именно:

- Возможность непосредственной передачи значений аналоговых величин.
- Возможность назначения данных на виртуальную сеть VLAN.
- Возможность установки приоритета передачи сообщений.

¹ Устройство синхронизированного векторного измерения электрических величин (PMU) – устройство, которое осуществляет регистрацию векторов электрических величин и точным образом соотносит результаты измерения к системе единого времени (более подробно см. стандарт IEEE 1344-2006).

В отличие от GOOSE-сообщений согласно UCA, GOOSE-сообщения стандарта МЭК [1] содержат в себе набор данных, определяемый пользователем. Набор данных может представлять собой любой объект данных цифрового устройства, к примеру, результаты измерений в В, Вт, ВАР или информацию о состоянии выключателя.

Сообщения Generic Object Oriented Substation Event позволяют осуществлять быстродействующую передачу аналоговой информации от одного устройства многим за время в диапазоне от 5 мс до 10 мс.

Среди преимуществ применения стандарта МЭК 61850 можно отметить следующие:

При использовании традиционной схемы с передачей дискретных сигналов путем замыкания контакта выходного реле одного устройства защиты на дискретный вход другого время передачи будет включать в себя время срабатывания выходного реле и время срабатывания дискретного входа устройства. Системы, основанные на сетях обмена данными, позволяют обеспечить меньшее время передачи сигналов.

Простота реализации схем логики. При реализации схем с проводными линиями связи необходимо выполнение перевода логических схем в электрические, создание схем подключения, а затем монтажа исходя из этих схем, что увеличивает вероятность допущения ошибок.

Заводские испытания значительным образом упрощаются при использовании коммуникационных возможностей.

Будущее расширение схемы поддерживается ее открытой архитектурой.

ВЫВОДЫ

- Системы управления энергосистемой в режиме реального времени играют все большую роль в поддержании необходимого уровня ее надежности и устойчивости функционирования. Современные цифровые устройства при их совместном использовании с сетями обмена данными способны обеспечить выполнение задач противоаварийного управления.
- Реализованная при использовании цифровых устройств в виде двух идентичных систем, работающих параллельно друг другу, система распределенной противоаварийной автоматики удовлетворяет требованиям, выработанным в ходе анализа функционирования энергосистемы.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] IEC61850 Communication networks and systems in substations – Part 7-2: Basic communication structure for substation and feeder equipment – Abstract communication service interface (ACSI); www.iec.ch
- [2] IEC61850 Communication networks and systems in substations – Part 8-1: Specific Communication Service Mapping (SCSM) – Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3; www.iec.ch
- [3] Implementation and Operational Experience of a Wide Area Special Protection Scheme on the SRP System. Jon Sykes - Salt River Project. Mark Adamiak, Gustavo Brunello GE Multilin. 58th Texas A&M Relay Conference April 5-7, 2005.
- [4] IEEE Power Engineering Society – Power System Relaying Committee – System Protection Subcommittee Working Group C-6 «Wide Area Protection and Emergency Control».
- [5] Design and Implementation of Wide Area Special Protection Schemes. Vahid Madani PG&E Oakland, CA Mark Adamiak & Manish Thakur GE Multilin. 58th Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference. April 2004.
- [6] Application Considerations of IEC 61850/UCA 2 for Substation Ethernet Local Area Network Communication for Protection and Control. IEEE PSRC H6: SPECIAL REPORT.
- [7] PROT-16-009 Issue 1 Technical Specification for Command Based Teleprotection. SP Power Systems Ltd.

БИОГРАФИЧЕСКАЯ СПРАВКА

Джордж Карденас получил диплом инженера в университете Universidad de Ingenieria (Перу) в 1977 году и диплом MBA в университете Universidad Politecnica de Madrid (Испания) в 1998 году. Джордж начал свою карьеру в компании Utility Electropereu (Перу) в качестве инженера релейной защиты, а в 1987 году стал сотрудником компании АBB (Испания), где являлся менеджером по продажам высоковольтного оборудования, а затем инженером-проектировщиком систем управления. В 1989 году Джордж перешел в компанию GE, где занимал ряд должностей. Сейчас Джордж работает инженером по применению в подразделении GE Digital Energy-Multilin. Он является автором ряда докладов, которые были представлены на конференциях по релейной защите и автоматике. Джордж является членом Cigré, рабочей группы B5.31.

Альберто Лопез Де Винаспре имеет диплом бакалавра по направлению Инженер в промышленности, а также диплом магистра по направлению Промышленная автоматизация, который он получил в университете University of Deusto (Spain). Альберто начал свою карьеру в компании IRT Industria de Radio y Televisión (Испания), и стал сотрудником компании GE в 2003, где он занимал ряд должностей, а сейчас возглавляет отдел проектирования систем автоматизации подстанций в подразделении GE Digital Energy-Multilin. Альберто является членом рабочей группы B5.6 Cigré.

Крэйг МакТэгарт получил свой первый диплом о высшем образовании по направлению Инженер электронных и электрических систем в университете University of Strathclyde в 1995 году и степень магистра наук в 2004 году. Крэйг стал сотрудником компании Scottish Power в 1995 году и сейчас работает в этой компании в качестве Ведущего инженера релейной защиты и автоматики, занимаясь проектированием систем защиты и управления на объектах электроэнергетики. Крэйг является членом рабочей группы B5.12 Cigré.

Алан Бон получил диплом бакалавра по направлению Электроэнергетика/Электроника в университете Newcastle Polytechnic в 1986 году. Алан начал свою карьеру в качестве инженера релейной защиты в компании Eastern Electricity Board в Великобритании, а затем перешел в компанию SCECO East в Саудовской Аравии в 1994 году в качестве консультанта. В 1998 году он присоединился к компании Toshiba International T&D в роли главного инженера по проектам Среднего Востока. В 2004 году Алан перешел в компанию GE Energy на должность ведущего инженера и работал над первой подстанцией в Российской Федерации с оборудованием GE Energy. В 2006 году Алан и его партнеры создали компанию Global Substation Solutions Ltd, и в настоящее время он занимает должность технического директора.

Алгоритмы для повышения чувствительности резервных защит трансформаторов к удалённым двухфазным КЗ

М.Я. КЛЕЦЕЛЬ, А.С. СТИНСКИЙ
Павлодарский государственный университет
им. С. Торайгырова
Республика Казахстан
mark2002@mail.kz

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Резервная защита, трансформатор, соотношения токов, чувствительность, короткое замыкание

Актуальность. В последние 10 лет перед релейной защитой распределительных сетей возникли проблемы, вызванные начавшимся внедрением микропроцессорных защит. Одна из них – обеспечение максимально возможных надёжности срабатывания и несрабатывания. Оптимальным решением этой проблемы считается [1] дублирование с мажорированием, когда дублирующие защиты имеют разные алгоритмы. Минимальное количество дублирующих друг друга защит 3 (сигнал на отключение подаётся, если сработали хотя бы две из трёх (или три из пяти)). Именно такое количество защит с разными алгоритмами широко используются в эксплуатации. Это фильтровая, максимальная и дистанционная защиты. Однако максимальная, даже с пуском по напряжению, достаточно часто оказывается нечувствительной. Дистанционная значительно реже, например при коротком замыкании (КЗ) за маломощным трансформатором (ТР) на длинных линиях с ответвлениями. На ТР они могут оказаться нечувствительными при наложениях отказов, вероятность которых всё увеличивается из-за продолжающейся эксплуатации изношенного оборудования. Так, если КЗ произошло за трансформатором Т3 (рис. 1, точка К1) и отказали выключатель Q7 и защита 2, то возникает необходимость отключить выключатель Q3 от резервной защиты 1, но при мощности Т1-16 МВА, а Т3-0,4 МВА ток $I_{K_{K1}}^{(2)}$ двухфазного КЗ в точке К1, приведённый к высшему напряжению (ВН) трансформатора Т1, составляет 0,38 от его номинального тока I_H , и, как следует из [2], может быть выявлен лишь фильтровой направленной защитой обратной последовательности.

В связи с изложенным, разработка резервных защит, выявляющих удалённые КЗ, актуальна. Данная работа посвящена разработке таких защит для ТР 10-220 кВ.

Алгоритмы. Три представленных алгоритма резервных защит ТР разработаны на основе анализа токов в фазах при двухфазном КЗ за трансформатором. Известно [1], что при этом КЗ на ТР с соединением обмоток Y/Δ (далее ТР Y/Δ) ток в одной из фаз на стороне его ВН превышает по абсолютному значению токи в других фазах в два раза (если не учитывать влияние нагрузки). Однако ток нагрузки в повреждённых фазах накладывается на ток КЗ и в значительной мере определяет ток и в неповреждённой фазе. Поэтому соотношение (в два раза) не выполняется. Тем не менее, оценивая разницу в фазных токах, можно выявлять двухфазные КЗ, например по отношению абсолютных значений максимального $|I_{MAX}|$ из токов фаз к минимальному $|I_{MIN}|$ (первый алгоритм). Для срабатывания такой защиты необходимо, чтобы выполнялось условие:

$$\frac{|I_{K_{MAX}}|}{|I_{K_{MIN}}|} \geq \frac{|I_{H_{MAX}}|}{|I_{H_{MIN}}|}, \quad (1)$$

где $I_{K_{MAX}}$ ($I_{K_{MIN}}$) и $I_{H_{MAX}}$ ($I_{H_{MIN}}$) – наибольший (наименьший) токи в фазах при КЗ и в максимальном режиме нагрузки. Учтём наихудший вариант влияния погрешностей трансформаторов тока – ϵ_1 , измерительных органов защиты – ϵ_2 , и допустимой несимметрии токов – ϵ_3 , когда левая

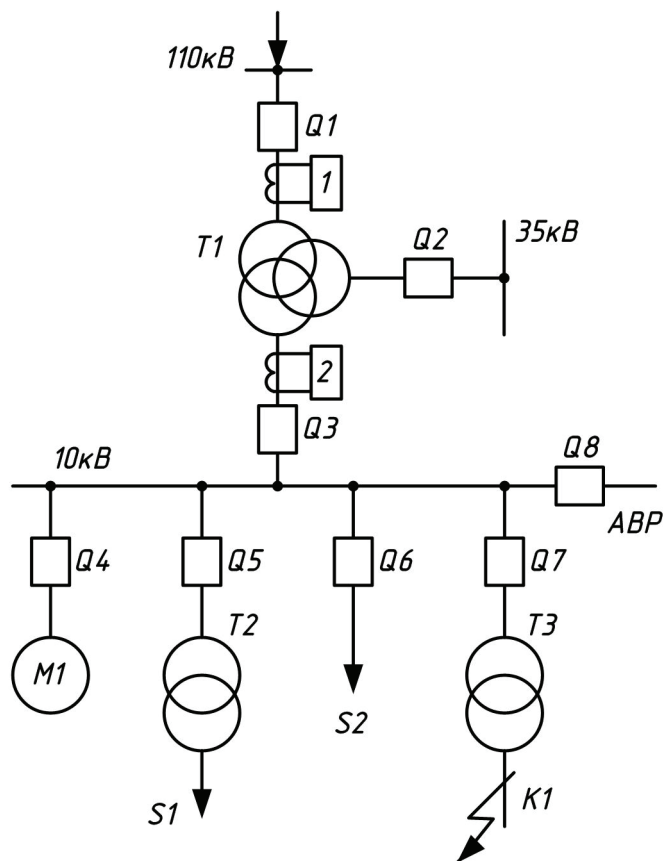


Рис. 1: Схема участка сети

часть условия (1) из-за них минимальна, а правая максимальна. Тогда в левой части (1) имеем: $|I_{K MAX}|(1 - \epsilon_1 - \epsilon_2) / (|I_{K MIN}|(1 + \epsilon_2))$, а в правой $|I_{H MAX}| = |I_{HM}|(1 + \epsilon_2 + \epsilon_3)$, $|I_{H MIN}| = |I_{HM}|(1 - \epsilon_1 - \epsilon_2 - \epsilon_3)$ где I_{HM} – максимальный ток нагрузки ТР. Величина ϵ_1 в $|I_{H MIN}|$ может меняться от 0,01 при номинальном токе до 0,1 в режиме самозапуска, когда в нагрузке преобладают электродвигатели с большими пусковыми токами. Приняв (в соответствии с существующими нормами) $\epsilon_1 = 0,1$, $\epsilon_2 = 0,01 \div 0,05$, $\epsilon_3 = 0,05 \div 0,1$, получим:

$$|I_{K MAX}| \geq (1,5 \div 1,8) |I_{K MIN}|. \quad (2)$$

Второй алгоритм целесообразно использовать для построения защит ТР Y/Δ. Он заключается в сравнении отношений абсолютных значений разностей токов I_A , I_B , I_C фаз А, В, С с граничным коэффициентом $k_{ГР}^{\Delta}$, который является своеобразной уставкой защиты. Срабатывание защиты происходит при выполнении любого из условий:

$$\frac{|I_A - I_B|}{|I_B - I_C|} \geq k_{ГР}^{\Delta}, \frac{|I_B - I_C|}{|I_C - I_A|} \geq k_{ГР}^{\Delta}, \frac{|I_C - I_A|}{|I_A - I_B|} \geq k_{ГР}^{\Delta}. \quad (3)$$

Величина $k_{ГР}^{\Delta}$ определяется по допустимой несимметрии токов в безаварийных режимах, с учётом погрешностей ϵ_1 и ϵ_2 . Если наибольший и наименьший вектора токов фаз по амплитуде будут отличаться на 20%, что в несколько раз превосходит величину допустимой несимметрии по ПУЭ, то наибольшее из отношений в (3) даёт $k_{ГР}^{\Delta} = 1,2$. При двухфазном КЗ за ТР Y/Δ (если не учитывать влияние нагрузки) токи в фазах А, В, С распределены следующим образом [1]: $I_{KA} = I_{KB} = I_K / \sqrt{3}$,

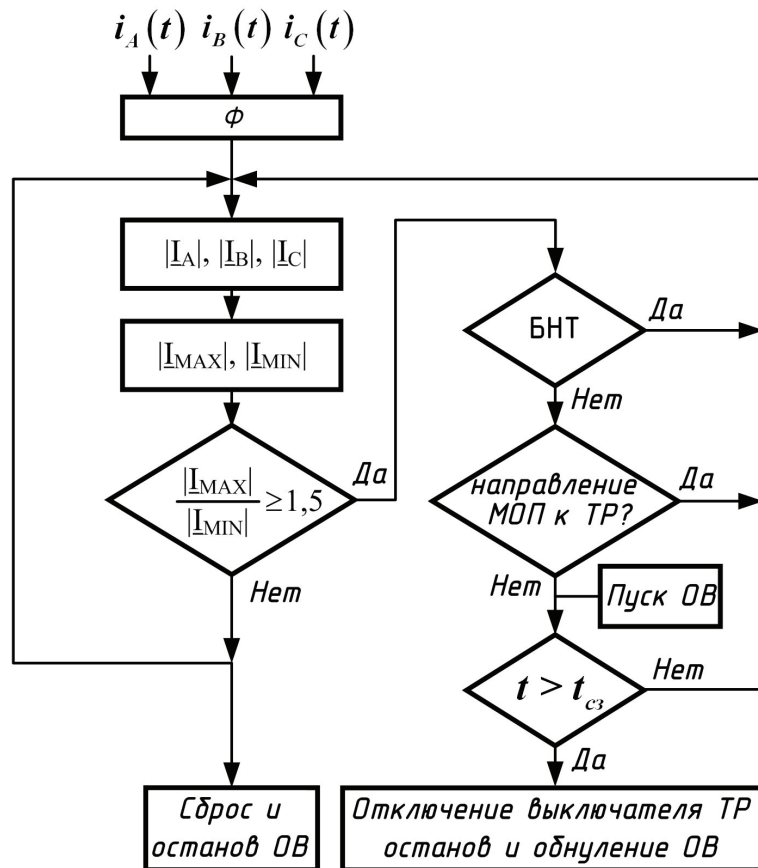


Рис. 2: Структурная схема алгоритма защиты, реагирующей на отношение $|I_{K MAX}|/|I_{K MIN}| \geq 1,5$

$I_{KC} = -2I_K/\sqrt{3}$, где I_K – ток КЗ. Подставляя их в (3), с учётом ϵ_1 и ϵ_2 , получим, что наибольшее из соотношений (3) более чем в 20 раз превосходит $k_{гр}^A$.

Отметим, что условия (3) выбраны как дающие наибольшее значение (в сравнении с $k_{гр}^A$) из результатов аналогичных расчётов всевозможных комбинаций разностей и сумм токов фаз, причём для каждого нового соотношения определялся свой $k_{гр}^A$.

Анализ всевозможных соотношений токов фаз показал, что для ТР Y/Y целесообразно использовать соотношения (третий алгоритм) аналогичные (3), заменив в (3) знаменатели на суммы токов из числителя. В этом случае граничный коэффициент $k_{гр}^Y = 2$, а при КЗ наибольшее из соотношений превосходит $k_{гр}^Y$ в 19 раз.

Реализация. При реализации алгоритмов необходимо учитывать, что на ряде ТР броски намагничивающего тока (БНТ) при включении их на холостой ход, несмотря на затухание в течение времени t_{c3} работы предложенных защит, могут привести к их излишнему срабатыванию, так как не исключается, что ток в одной из фаз значительно превысит ток в другой. Такое превышение возможно и при близких двухфазных КЗ на соседних присоединениях (со стороны ВН защищаемого ТР) или в головном участке сети. Поэтому необходимо дополнить защиты одной из известных блокировок от БНТ и по направлению мощности обратной последовательности (МОП) или (вместо последней) по запуску измерительных органов защит этих присоединений.

Структурная схема первого алгоритма в программном виде представлена на рис. 2, а на полупроводниковых элементах – в [3]. После цифровой фильтрации находятся соответствующие мгновенным токам $i_A(t)$, $i_B(t)$, $i_C(t)$ в фазах А, В, С абсолютные значения $|I_A|$, $|I_B|$, $|I_C|$. Дальнейшая работа защиты по данному алгоритму ясна из рис. 2 (где ОВ – орган выдержки t_{c3} времени).

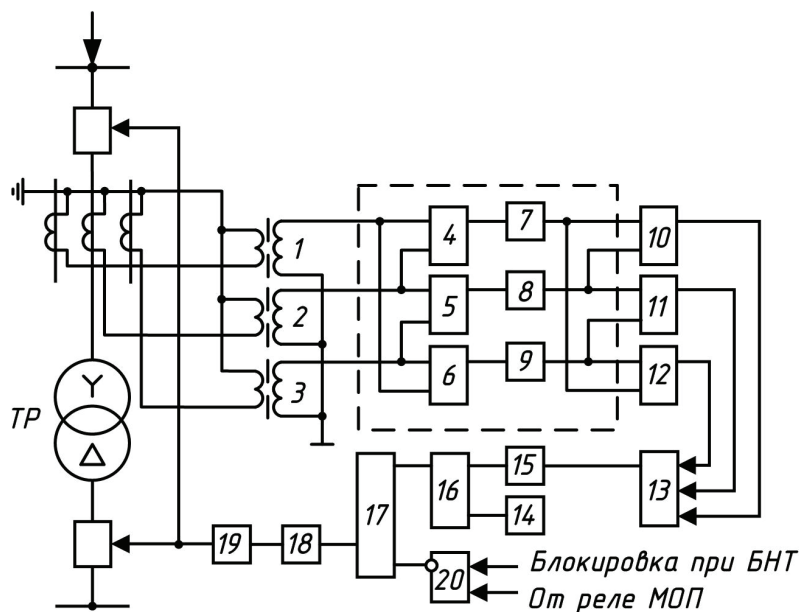


Рис. 3: Структурная схема защиты, реализующей второй алгоритм

Рассмотрим реализацию и работу защиты на полупроводниковых элементах (рис. 3) по второму алгоритму (для реализации по третьему алгоритму в выделенной части рис. 3 вводятся ещё три выпрямителя и три сумматора). Напряжения на выходах преобразователей 1, 2, 3 пропорциональны, соответственно, токам I_A, I_B, I_C на стороне ВН. Вычитатели 4, 5, 6 находят разности этих напряжений U_{AB}, U_{BC}, U_{CA} , которые в 7, 8, 9 выпрямляются. Затем делители 10, 11, 12 вычисляют их отношения, и на входах максиселектора 13 появляются напряжения, пропорциональные значениям выражений (3). Максимальное из них подаётся на усилитель 15. Напряжение U_o с его выхода компаратор 16 сравнивает с опорной величиной U_c на выходе задатчика 14. Если при КЗ за ТР $U_o \geq U_c$, то компаратор подаёт сигнал на элемент И 17, запускающий реле 18 времени (сигнал от элемента ИЛИ-НЕ 20 присутствует). Через $t_{сз}$ исполнительный орган 19 действует на отключение выключателей ТР. Если при КЗ на соседнем присоединении выполняется одно из условий (3), то устройство работает как и в предыдущем случае, но отключения ТР не произойдёт из-за сигнала от реле МОП.

Отметим, что рассмотренные защиты в случаях, когда нет необходимости в блокировке от реле МОП, могут не использовать цепи напряжения, не теряя при этом в чувствительности.

Чувствительность. Поскольку рассматриваемые защиты не имеют тока срабатывания, будем судить об их чувствительности по минимальному току $I_{K MIN}^{(2)}$ двухфазного КЗ, который они способны выявлять (аналогично тому, как это сделано в [2]). При этом учтём и влияние токов нагрузки. Выразим $I_{K MIN}^{(2)}$ через I_H по формуле $I_{K MIN}^{(2)} = k \cdot I_H$, где k – кратность $I_{K MIN}^{(2)}$ к I_H . Согласно методу наложения, к симметричной системе токов нагрузки на стороне низшего напряжения ТР в повреждённых фазах (например В и С) прибавим ток КЗ $I_{K MIN}^{(2)}$. Принимая коэффициент трансформации равным 1, для ТР Y/Y токи в фазах А, В, С на стороне ВН будут равны $I_{KA}^{Y/Y} = I_{HA}, I_{KB}^{Y/Y} = I_{HB} + I_{K MIN}^{(2)}, I_{KC}^{Y/Y} = I_{HC} + I_{K MIN}^{(2)}$, где I_{HA}, I_{HB}, I_{HC} – токи нагрузки в фазах А, В, С, а для ТР Y/Δ – $I_{KA}^{Y/\Delta} = I_{KA}^{Y/Y} - I_{KB}^{Y/Y}, I_{KB}^{Y/\Delta} = I_{KB}^{Y/Y} - I_{KC}^{Y/Y}, I_{KC}^{Y/\Delta} = I_{KC}^{Y/Y} - I_{KA}^{Y/Y}$. Подставляя эти токи в (2), (3) и в условия срабатывания по третьему алгоритму, решаем полученные уравнения относительно кратности k . Затем строим зависимости $k = I_{K MIN}^{(2)} / I_H = f(\cos \varphi_H)$, которые приведены на рис. 4, где $\cos \varphi_H$ – коэффициент мощности нагрузки (при этом не учитывалось возможное уменьшение I_H при уменьшении $\cos \varphi_H$, что даёт запас по величине выявляемого тока $I_{K MIN}^{(2)}$). Кривые 1 и 2 характеризуют кратность k для защиты ТР Y/Δ и ТР Y/Y, реагирующей на отношение $|I_{K MAX}| / |I_{K MIN}| \geq 1,5$, соответственно, а кривые 3 и 4 – для защит ТР, реагирующих на отношение разностей токов двух фаз и их разностей и сумм.

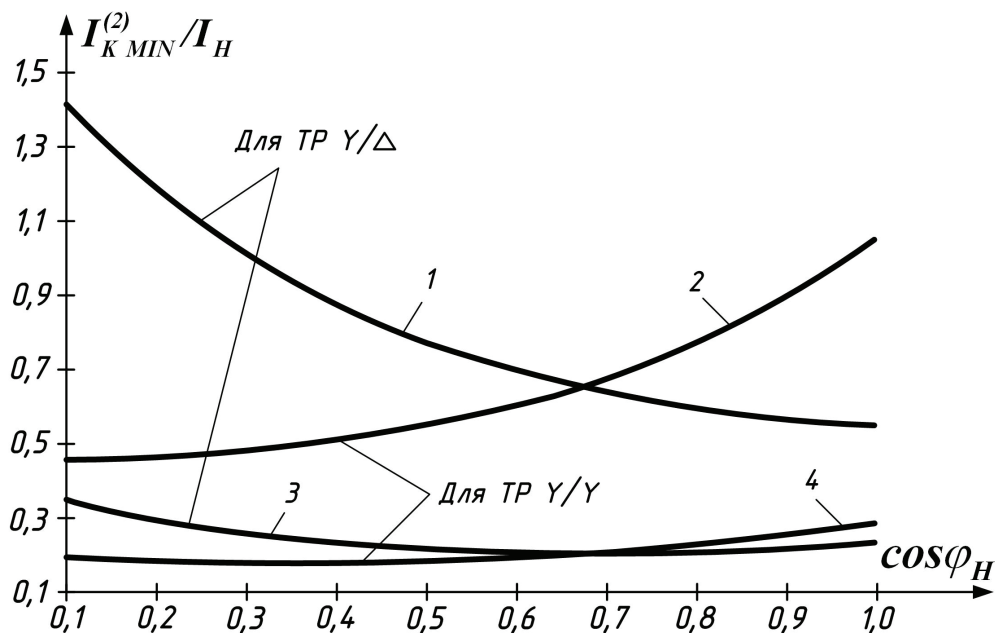


Рис. 4: Зависимости $I_{K MIN}^{(2)} / I_H = f(\cos \varphi_H)$ для защит, реализующих предложенные алгоритмы

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для построения резервных защит ТР, реагирующих на удалённые двухфазные КЗ, могут быть использованы отношения разностей токов двух фаз на ТР Y/Δ и отношения разностей и сумм токов на ТР Y/Y. Такие защиты способны выявлять, в наихудших для их чувствительности режимах нагрузки ТР, меньшие токи ($I_{K MIN}^{(2)} \geq 0,35I_i$ и $I_{K MIN}^{(2)} \geq 0,3I_i$, соответственно), чем дистанционные и максимальные токовые с пуском по напряжению, и в некоторых случаях не использовать цепи напряжения.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Федосеев А.М. Релейная защита электрических систем.— М.: Энергоатомиздат, 1984. — 520 с.
- [2] Клецель М.Я., Никитин К.И. Анализ чувствительности резервных защит распределительных сетей энергосистем// Электричество. 1992. № 2. С. 19–23.
- [3] Пат. 19883 Республика Казахстан, МПК⁷ Н 02 Н 7/04. Устройство для резервной токовой защиты трансформатора с соединением обмоток Y/Δ / Клецель М.Я., Стинский А.С., Шеломенцев Д.С. Заявл. 30.06.2006. Оpubл. 15.08.2008. Бюл. № 8. — 4 с.: ил.

Система селективного телеуправления электроприемниками электрической энергии по радиоканалам связи (САУН)

**А.В. КОРОТКОВ, А.В. МАЙОРОВ, Д.В. СУЛИМОВ
ЗАО «EFR ТЕЛЕКОМ», ОАО «МОЭСК», ООО «ПАРМА»**

**Россия
dvs@parma.spb.ru**

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Противоаварийная автоматика, отключение нагрузки энергосистем, дистанционный ввод графиков временного отключения нагрузки, радиоуправление в энергосистемах, управление нагрузкой, load management, radio ripple control.

1. ВВЕДЕНИЕ

Статистика и анализ причин развития крупных системных аварий в энергообъединениях зарубежных стран (США, Европейские и Скандинавские страны, Япония и др.) указывает на необходимость повышения управляемости и степени участия потребителей электрической энергии для обеспечения безопасного функционирования мегаполисов при возникновении аварийных ситуаций в энергосистемах.

Отсутствие эффективной системы управления электрической нагрузкой в Московской энергосистеме явилось одной из причин развития в ней системной аварии 25 мая 2005 г. Указанное обстоятельство существенным образом затрудняет также проведение в ней оперативно-диспетчерских и ресурсосберегающих мероприятий.

Данная проблема в условиях развития рыночных отношений в энергетике в связи с разграничением прав собственности энергосистем, потребителей электрической энергии имеет международный характер и является крайне актуальной на данный момент.

2. ОПИСАНИЕ СИСТЕМЫ СЕЛЕКТИВНОГО ТЕЛЕУПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКАМИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ПО РАДИОКАНАЛАМ СВЯЗИ (САУН)

Система селективного телеуправления электроприемниками электрической энергии по радиоканалам связи (САУН) предназначена для выполнения широкого набора функций оперативно-диспетчерского и автоматического синхронного телеуправления территориально распределенными объектами энергетики и коммунального хозяйства городов (в режиме «broadcast») в зоне приема сигналов УКВ и/или длинноволновой радиосвязи.

Основным назначением САУН является предупреждение или предотвращение развития аварийных энергетических режимов в электрических сетях.

Система САУН является двухуровневой:

Верхний уровень представляет сеть автоматизированных рабочих мест (АРМ) диспетчеров, осуществляющих ввод графиков временного отключения потребления в энергосистеме и серверов САУН, осуществляющих взаимодействие с серверами оператора связи, с системой ПАА и объединяющими АРМы диспетчеров в систему САУН.

Нижний уровень – комплексы управления нагрузкой состоят из следующих типов устройств:

- ПАРМА РУН 7 служит для отключения неответственной нагрузки потребителя по команде управления, принятой по каналу связи и/или автоматического/автономного на основе внутреннего расписания, выдачи команд управления на ПАРМА УАЧР 12.
- ПАРМА УАЧР 12 служит для отключения неответственной нагрузки потребителя по команде управления, принятой от ПАРМА РУН 7 и/или автоматического/автономного на основании измерения напряжения, частоты, а также скоростей их изменения на шинах потребителя в соответствии с заданными алгоритмами.

Отличительной особенностью комплекса управления нагрузкой САУН от традиционных приемников команд телеуправления электрической нагрузкой энергосистемы является наличие в нем устройства ПАРМА УАЧР 12, которое позволяет управлять заданными электроприемниками потребителя электрической энергии по факту отклонения частоты и напряжения и их первых производных на его шинах. В связи с этим комплекс управления нагрузкой САУН может функционировать в двух режимах: как дистанционные устройства системы оперативно–диспетчерского управления и противоаварийной автоматики энергосистемы, а также, как автономный (разукрупненный) комплект автоматической частотной разгрузки (АЧР) энергосистемы или автоматики предотвращения недопустимого снижения напряжения в ней (АОСН), используя местную информацию.

Ниже приведена структурная схема САУН.

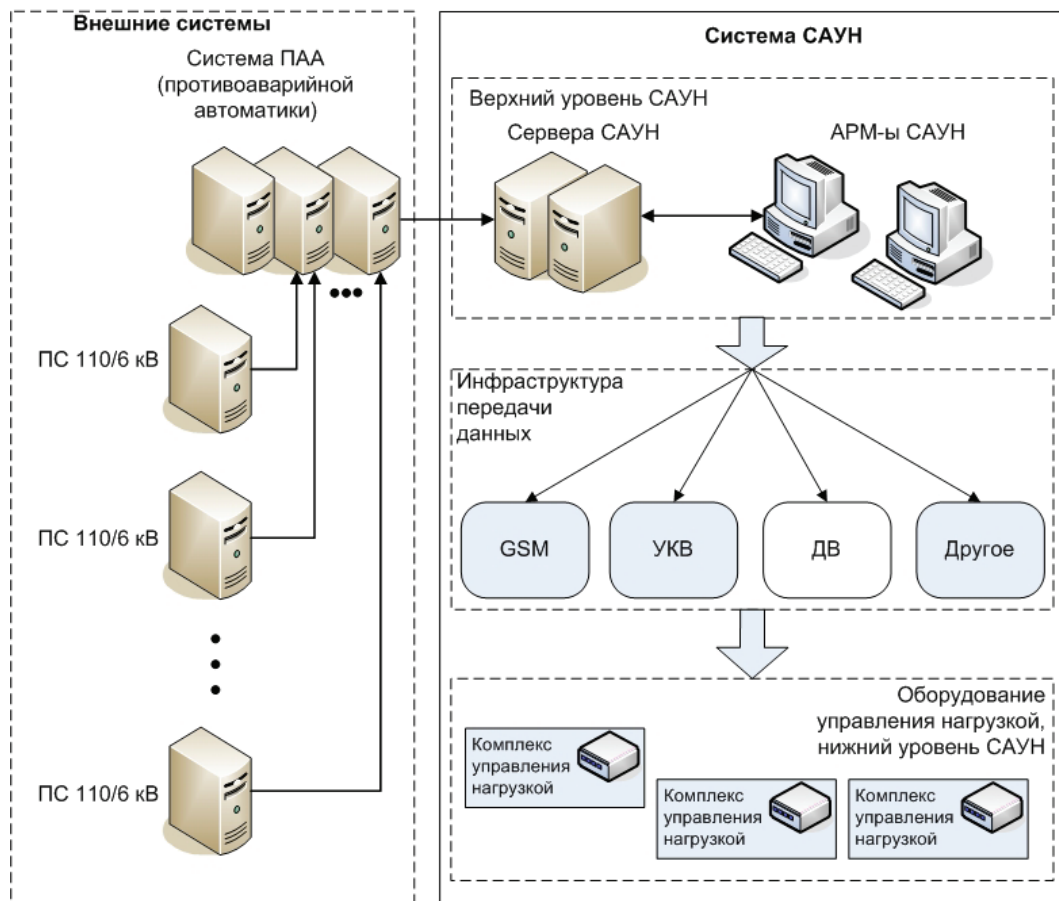


Рис. 1: Структурная схема системы САУН

В САУН предусмотрены специальные функции защиты передаваемой информации от несанкционированного доступа.

САУН в режиме телеуправления или на основе измерения частоты и напряжения на шинах потребителей электрической энергии позволяет осуществлять следующие функции:

Москва, 7–10 сентября 2009 г.

- селективную коммутацию (кратковременное отключение и повторное включение) электроприемников потребителей электрической энергии или их групп, не относящихся к системам их жизнеобеспечения, присоединенных к электрической сети энергосистемы на напряжении 0,4–10 кВ, для реализации графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии и функционирования противоаварийной автоматики энергосистемы (АОПО, АОСН, САОН, АЧР, ЧДА и др.);
- коммутацию РПН трансформаторов и средств компенсации реактивной мощности (косинусных конденсаторов, установленных в распределительной сети энергосистем и у потребителей электрической энергии, БСК, ШР и др.) для предотвращения токовой перегрузки элементов электрической сети и снижения потерь в ней;
- запуск резервных генераторов, установленных у потребителей электроэнергии и на объектах электросетевых компаний, для предотвращения перегрузки их электрической сети при возникновении в энергосистемах аварийных ситуаций и для снижения их максимума нагрузки;
- коммутацию выключателей в электрической сети энергосистемы для сбалансированного оперативно-диспетчерского или автоматического выделения ее локальных электростанций на изолированную работу по системным факторам;
- дистанционное переключение ответственных электроприемников потребителей электрической энергии на электроснабжение от установленных у них источников бесперебойного питания, при возникновении системных ограничений в энергосистеме;
- изменение уставок устройств ПАРМА УАЧР 12 энергосистемы, распределенных по ее территории, при изменении режимов ее работы (АЧР, АОСН и др.);
- запуск регистрирующей аппаратуры и выполнения необходимых управлений на энергообъектах энергосистем при проведении экспериментальных и наладочных работ системного характера.

В 2007 году ООО «ПАРМА» совместно с ОАО «Юнайтед ТелеКом» был реализован Пилотный проект САУН в ОАО «Московская объединенная электросетевая компания» (МОЭСК). Схема Пилотного проекта приведена ниже.

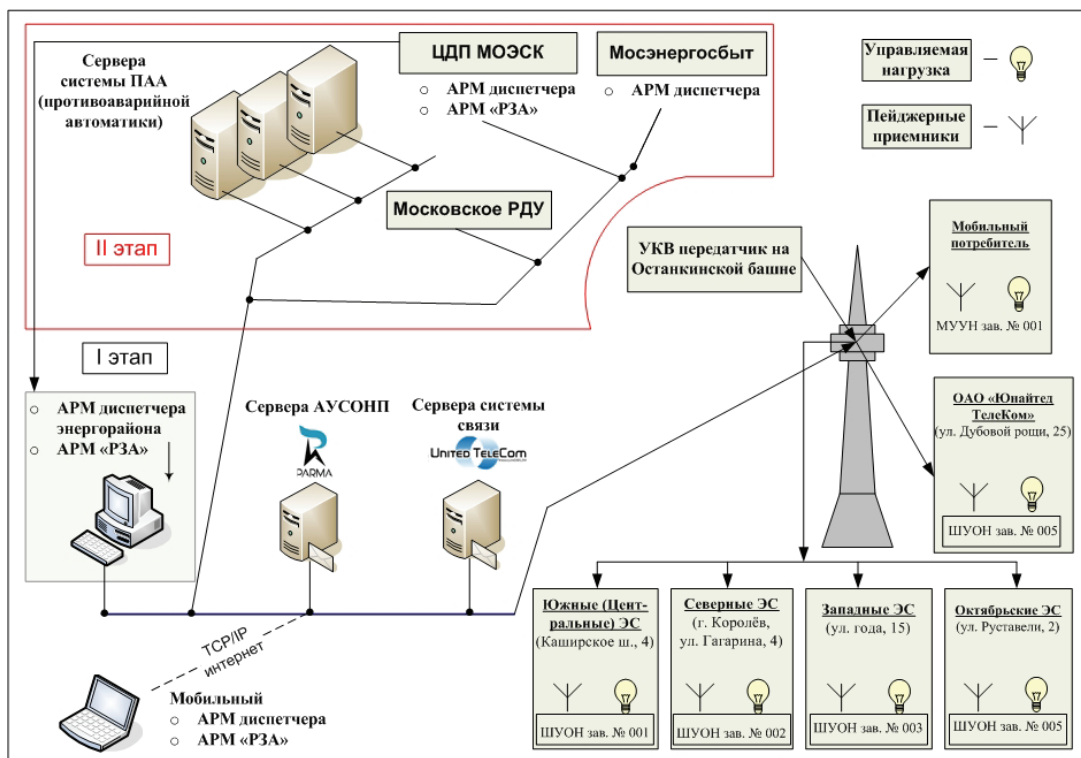


Рис. 2: Структурная схема пилотного проекта

По предварительной оценке суммарная установленная мощность электроприемников третьей категории надежности электроснабжения, которые могут быть подключены к САУН, например, в г. Москве без нанесения видимого экономического ущерба потребителям электрической энергии достигает 10% максимальной нагрузки энергосистемы – около 1700 МВт (вспомогательных производственных механизмов, допускающих их кратковременное отключение от сети).

Указанного объема отключаемой нагрузки в ряде случаев может оказаться недостаточным для осуществления в ней необходимых регулировочных мероприятий с помощью системы САУН и функционирования ее противоаварийной автоматики без срабатывания традиционных устройств (АОПО, АОСН, АЧР), воздействующих на отключение потребителей с питающих центров (отключение фидеров 6–10 кВ энергосистемы).

Использование САУН в энергосистемах позволит:

- повысить надежность функционирования энергосистем и систем электроснабжения мегаполисов, снизит риски возникновения системных аварий и технологических нарушений в них с угрозой расстройств их жизнедеятельности при аварийных ситуациях в схемах их электроснабжения. Такие аварии периодически возникают в энергосистемах промышленно развитых стран мира (США, Германия, Италия, Россия и др.). Негативные последствия от них могут приводить к погашению атомных электростанций, к расстройству жизнедеятельности мегаполисов и нарушению электроснабжения на значительных территориях государств;
- уменьшить объем потребителей, отключаемых в настоящее время с питающих центров, при возникновении аварийных ситуаций в энергосистеме;
- обеспечить возможность увеличения до нормативного уровня объема электрической нагрузки, подключенной к АЧР, а также для других типов ее противоаварийной автоматики;
- облегчить условия подготовки электрических режимов энергосистем для проведения ремонтов и переключений в электрических сетях;
- снизить максимум нагрузки энергосистемы, позволит сместить сроки ввода части необходимых генерирующих мощностей и электросетевых объектов для его покрытия;
- снизить потери в электрических сетях;
- уменьшить ущербы потребителей электрической энергии при осуществлении регулировочных мероприятий в энергосистемах и при срабатывании их противоаварийной автоматики за счет замены их полного отключения с питающих центров частичным отключением части их неотвечественной нагрузки;
- повысить качество поддержания уровней напряжения в энергосистеме, облегчит условия пуска и самозапуска ответственных электродвигателей (например, котельных систем теплоснабжения) в аварийных режимах энергосистемы за счет кратковременного отключения, примыкающих к ним неотвечественных электроприемников;
- содействовать развитию энергосбережения в энергосистемах (за счет управления режимом уличного освещения, снижения максимума нагрузки энергосистем и уменьшения загрузки неэкономичного оборудования);
- обеспечить техническую основу развития алгоритмов регулирования частоты и перетоков мощности в энергосистемах на основе привлечения к нему массового количества индивидуальных электроприемников потребителей электрической энергии и создании на их основе распределенной системы потребителей с управляемой нагрузкой (для снижения негативного влияния указанного регулирования на оборудование и экономические показатели электростанций, привлекаемых к регулированию).

Нормативно-правовой основой для обязательной установки оконечных устройств САУН или аналогичных систем на энергопринимающих устройствах потребителей электрической энергии является Приказ Минпромэнерго России № 124 от 18 марта 2008 г. «Об утверждении Правил разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии и использования противоаварийной автоматики».

В соответствии с указанным документом «...первичные получатели команд об аварийных ограничениях... должны предусмотреть и обеспечить техническую возможность незамедлительного от-

ключения нагрузки потребителей путем дистанционного ввода графиков временного отключения потребителя по команде диспетчерского центра системного оператора».

Ниже приведена одна из возможных реализаций системы САУН (Рис. 3).

3. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. В рамках Пилотного проекта в ОАО «МОЭСК» разработана концепция создания системы селективного телеуправления электроприемниками электрической энергии по радиоканалам связи (САУН) для применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии, функционирования противоаварийной автоматики энергосистем и выполнения иных технологических и коммерческих функций в коммунальном хозяйстве городов с использованием средств связи.

Реализация Пилотного проекта показала, что САУН является достаточно гибкой и эффективной системой управления электрической нагрузкой.

2. При отсутствии технической возможности прямого контроля величины мощности нагрузки энергосистемы, подключенной к САУН предложены способы ее косвенной оценки по усредненным показателям загрузки, отключаемых САУН присоединений на ПС энергосистем и в электрических щитах потребителей электрической энергии по их номинальной мощности, прогнозируемым графикам их загрузки в различные периоды времени суток, сезонов года и метеоусловий. Указанные данные хранятся и обновляются по мере развития САУН в программном обеспечении САУН верхнего уровня.

В целях контроля в текущий момент времени фактической величины нагрузки энергосистемы, подключенной к САУН, предлагается осуществлять периодические тестовые воздействия для запуска САУН в отдельных ее энергорайонах с контролем изменения загрузки фидеров энергосистемы. Периодичность таких тестовых проверок и число групп отключаемых потребителей определяется конкретными условиями работы энергосистем (в том числе, с использованием предварительных расчетов электрических режимов энергосистемы по актуализированной схеме ее электрической сети).

Предложены технические решения для непосредственного контроля нагрузки присоединений подключенных к САУН и условий ее срабатывания с передачей информации в структуры САУН верхнего уровня с использованием GSM – модемов и сети Интернет.

3. Получены положительные отзывы региональных структур Системного оператора о целесообразности использования САУН для развития систем оперативного-диспетчерского управления, режимной и противоаварийной автоматики энергосистем. В том числе, ОДУ Северо-Запада считает перспективным использование оконечных устройств САУН в качестве разукрупненных комплектов АЧР, размещаемых на энергоустановках потребителей электрической энергии.

4. В настоящее время ведутся работы по созданию САУН в г. Москва (ОАО «МОЭСК») и г. Санкт-Петербург (ОАО «Ленэнерго»).

Техническое задание на САУН утверждено ОАО «МОЭСК» и МосРДУ.

5. Внедрение САУН в энергосистемах России целесообразно рассматривать в качестве одного из мероприятий, содействующих выполнению задач вновь созданной Комиссии по модернизации и технологическому развитию экономики России при Президенте РФ для повышения режимной надежности, энергетической и экологической эффективности энергетики России.

Использование САУН обеспечит возможность ограничения и управления электропотреблением в максимальных режимах энергосистем неэффективных и электронагревательных электроприборов потребителей электрической энергии в соответствии с предлагаемой системой их классификации.

Для практического осуществления предлагаемых мероприятий указанной Комиссией в рамках ее полномочий целесообразно разработать и содействовать принятию соответствующих нормативно-правовых документов технического и коммерческого уровней (в том числе, положения для их тарифного стимулирования на уровне ФСТ, региональных энергетических комиссий, регламентов рынка электроэнергии, стандартов электросетевых, энергосбытовых компаний и системного оператора).

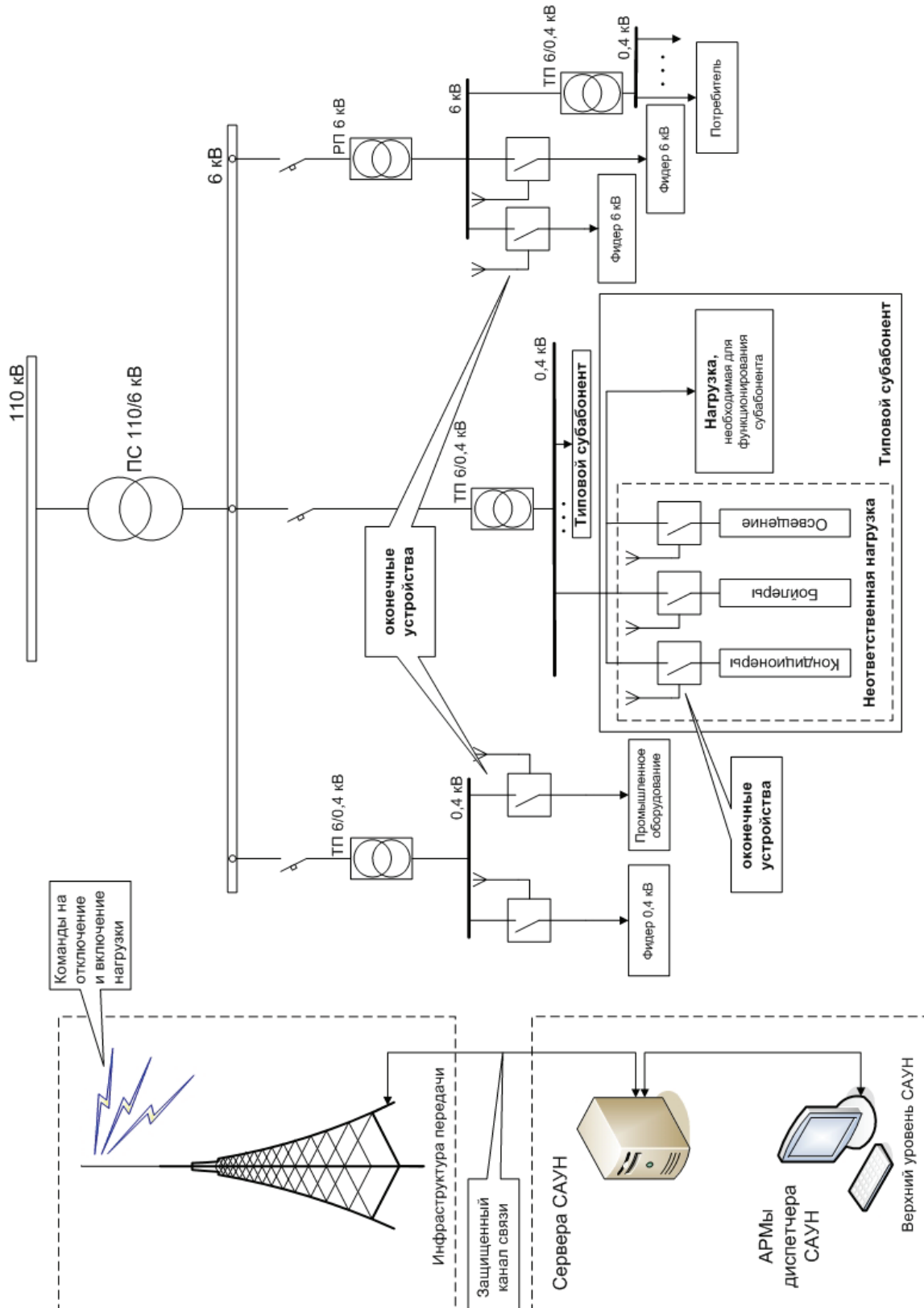


Рис. 3: Возможная реализация системы САУН

О повышении технического совершенства дифференциальных защит мощных электродвигателей

КУРГУЗОВ Н.Н., КУРГУЗОВА Л.И.
Павлодарский государственный университет
Республика Казахстан
nic2_1950@mail.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Электродвигатель, дифференциальная защита, ток небаланса, техническое совершенство.

1. ВВЕДЕНИЕ

Настоящая работа посвящена вопросу повышения технического совершенства дифференциальных защит (ДЗ) электродвигателей (ЭД).

Большинство находящихся в эксплуатации в СНГ релейных защит, в том числе дифференциальных, выполнено на аналоговой элементной базе. Вместе с тем, в Казахстане и других странах СНГ в настоящее время все большее внимание уделяют микропроцессорным релейным защитам (МПРЗ).

Реализованные в МПРЗ мощных ЭД функции дифференциальных защит (ДЗ) основаны на использовании известных принципов и способов отстройки от режимов пуска, самозапуска и внешних КЗ. В алгоритмах функционирования современных МПРЗ в основном предусмотрено использование таких интегральных характеристик токов небаланса ДЗ, как действующее значение, первая и высшие гармонические составляющие (главным образом вторая).

Следует также отметить, что требования к параметрам ДЗ мощных ЭД, обеспечивающим их отстроенность от переходных токов небаланса, диктуются соображениями, что ложные срабатывания защит при пусках ЭД обусловлены глубоким насыщением сердечников трансформаторов тока (ТТ) только периодической и аperiodической составляющими токов при пуске, самозапуске или внешнем КЗ.

Область применения дифференциального принципа в защитах ЭД ограничена ЭД большой мощности. Реализованные на практике функции ДЗ требуют установки ТТ со стороны линейных и нулевых выводов обмотки статора ЭД, что является их существенным недостатком.

Основная цель настоящей работы – разработка мероприятий, обеспечивающих улучшение селективности и повышение устойчивости функционирования ДЗ мощных ЭД в различных режимах их работы, а также разработка мероприятий и устройств, обеспечивающих расширение области применения дифференциального принципа в защитах ЭД.

2. ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Для защиты асинхронных ЭД (АД) большой мощности (в системе собственных нужд электростанций – начиная с номинальной мощности электродвигателя 3000 кВт) от многофазных КЗ предусматривается использование продольных ДЗ.

ДЗ должны отвечать требованиям технического совершенства: селективности и устойчивости функционирования: несрабатывания без КЗ и в режимах внешних КЗ, а также срабатывания в режимах внутренних КЗ. Устойчивость несрабатывания, как известно, обеспечивается соответствующим выбором параметров срабатывания ДЗ.

Практика эксплуатации ДЗ мощных ЭД показала возможность их ложных срабатываний в режимах пуска и самозапуска ЭД, если уставка тока срабатывания ДЗ рассчитана исходя из допустимого значения полной погрешности ТТ 10%. Проведенные эксперименты показали, что ложные срабатывания

ДЗ, выполненных на элементах аналоговой техники, обусловлены значительными переходными токами небаланса, превышающими значения номинальных токов ЭД в два и более раз на начальном этапе пуска или самозапуска ЭД [1].

На рис. 1 приведена осциллограмма изменения вторичных токов ТТ и токов небаланса в фазах А и С двухфазной ДЗ при пуске АД типа АС-4000 номинальной мощностью 4000 кВт.

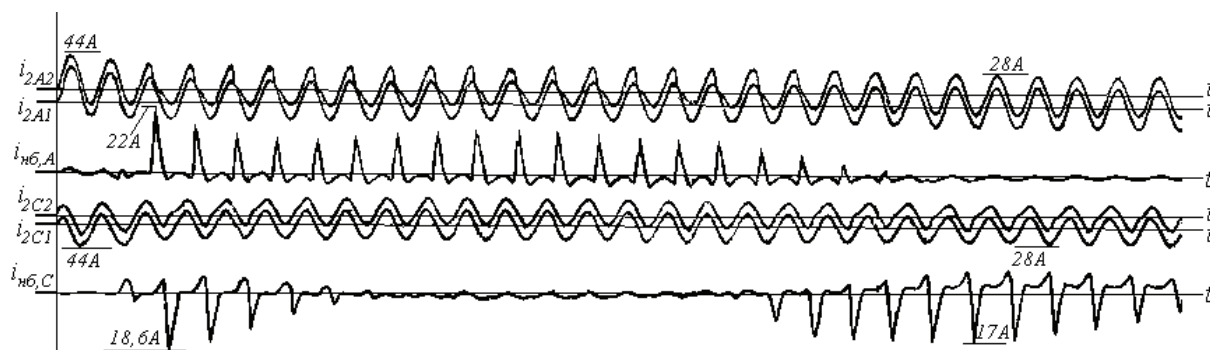


Рис. 1: Осциллограмма пуска электродвигателя АС-4000

Характерной особенностью протекания переходных процессов в токовых цепях рассматриваемой ДЗ является появление значительного по величине тока небаланса спустя два-три периода промышленной частоты после включения ЭД в сеть, а также их двухполярный характер (наличие полуволн тока разного знака), а затем его повторное появление после затухания аperiodической составляющей пускового тока. Проанализируем процессы, протекающие в ДЗ.

В фазе А защиты аperiodическая составляющая пускового тока ЭД выводит сердечник ТТ более нагруженного второго плеча ДЗ (со стороны нулевых выводов обмотки статора АД нагрузка выше из-за большей длины контрольных кабелей) в область глубокого насыщения только на третий период. Это обусловлено также тем, что в момент включения АД в сеть знаки остаточной индукции в сердечнике ТТ аperiodической составляющей в токе данной фазы обмотки статора ЭД не совпадают.

Сердечник ТТ первого плеча ДЗ (со стороны линейных выводов обмотки статора) при этом также насыщается, но в меньшей степени (нагрузка существенно меньше ввиду меньшей длины контрольных кабелей). Ток небаланса при этом двухполярный, но с малыми обратными полуволнами. В амплитуде ток небаланса в фазе А защиты на третий период переходного режима пуска АД достигает значения 22 А. Характерно, что ток небаланса в фазе А защиты при пуске АД не исчезает полностью после затухания аperiodической составляющей пускового тока АД. Через время, равное 0,14 с, начинается повторное увеличение тока небаланса защиты. Как показано в [1], это явление обусловлено подмагничивающим действием на сердечники ТТ тока переменной частоты в данной фазе обмотки статора ЭД. Длительность второй стадии нахождения сердечников ТТ фазы А защиты в режиме насыщения составляет 0,28 с.

В фазе С защиты ток небаланса, обусловленный насыщением сердечников ТТ ДЗ аperiodической составляющей пускового тока ЭД, появляется на второй период после включения АД в сеть, но наибольшее значение он имеет в третий период и составляет 18,6 А. Длительность протекания этого тока небаланса составляет 0,12 с. В отличие от тока небаланса, протекающего в фазе А защиты, ток небаланса в фазе С содержит значительные полуволны обратного знака. После затухания аperiodической составляющей пускового тока в фазе С обмотки статора АД, ток небаланса в реле данной фазы ДЗ в течение 0,18 с практически отсутствует. Затем наблюдается его повторное появление (вторая стадия вхождения сердечников ТТ ДЗ в режим глубокого насыщения, обусловленная подмагничивающим действием на сердечники ТТ тока переменной частоты в данной фазе обмотки статора ЭД). В амплитуде ток небаланса при этом достигает значения 17 А. Длительность второй стадии нахождения сердечников ТТ фазы С ДЗ в режиме глубокого насыщения составляет 0,24 с.

Насыщение сердечников ТТ плеч ДЗ может наблюдаться и в первый период промышленной частоты после включения ЭД в сеть, если в момент включения АД в сеть знаки остаточной индукции

в сердечнике ТТ аperiodической составляющей в токе данной фазы обмотки статора ЭД совпадают. На рис. 2 приведена осциллограмма изменения вторичных токов ТТ и токов небаланса в фазе С двухфазной продольной ДЗ при пуске АД типа 2АЗМ-4000/6000 номинальной мощностью 4000 кВт, из которой следует, что глубокое насыщение сердечника ТТ фазы С второго плеча ДЗ наступает уже в первый период тока промышленной частоты.

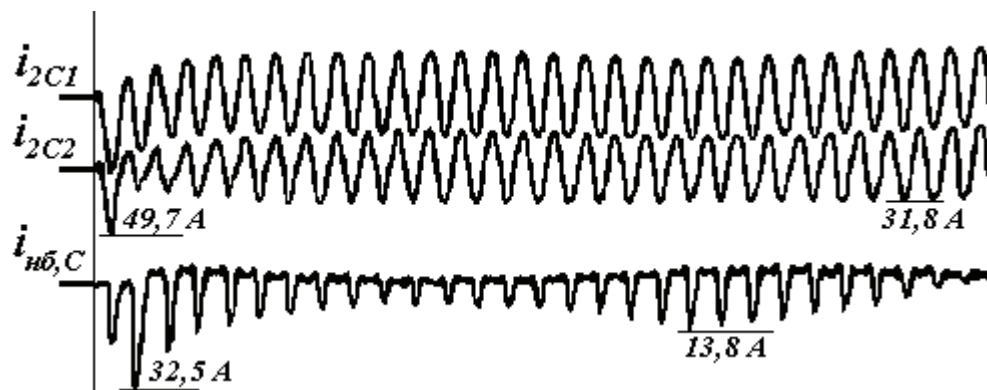


Рис. 2: Осциллограмма пуска ЭД типа 2АЗМ-4000/6000

Как и в предыдущем случае, пуск этого АД также сопровождается длительным протеканием токов небаланса. Продолжительность существования значительных по величине двухполярных токов небаланса в фазе С защиты составляет 0,6 с.

В отличие от рассмотренного выше пуска АД типа АС-4000, в данном случае ток небаланса $i_{нб,С}$, протекающий по дифференциальной цепи сначала имеет однополярный характер (поскольку в насыщенном состоянии находится только один ТТ – ТТ более нагруженного второго плеча ДЗ). Во второй период тока промышленной частоты продолжается насыщение сердечника ТТ второго плеча ДЗ, и в режим насыщения входит также сердечник ТТ первого плеча ДЗ. Наибольшее значение двухполярного тока небаланса составляет при этом 32,5 А.

Аналогично предыдущему режиму включения в сеть АД типа АС-4000, в данном случае ток небаланса после затухания аperiodической составляющей пускового тока АД полностью не исчезает. Через время, равное 0,24 с, начинается повторное увеличение тока небаланса в этой фазе защиты (обусловленное подмагничивающим действием на сердечники ТТ тока переменной частоты в данной фазе обмотки статора ЭД). Длительность второй стадии нахождения сердечников ТТ в режиме насыщения при пуске АД составляет 0,34 с.

С помощью разработанной авторами программы расчета на ЭВМ переходных режимов в токовых цепях продольной ДЗ были проанализированы различные режимы насыщения сердечников ТТ продольной ДЗ при прямом пуске мощного АД. На рис. 3 приведена расчетная осциллограмма изменения во времени пуска индукций и вторичных токов ТТ плеч ДЗ, а также тока небаланса в фазе С защиты при пуске АД типа 2АЗМ-4000/6000. Моделировался режим включения АД с параметрами включения, аналогичными данным на осциллограмме рис. 2. Сравнительный анализ результатов моделирования на ЭВМ переходных процессов в токовых цепях ДЗ АД типа 2АЗМ-4000/6000 (рис. 3) с экспериментальными данными при пуске того же АД (рисунок 2) показывает хорошее совпадение расчетных и экспериментальных данных. Проанализируем полученные результаты.

Насыщение сердечника ТТ второго (более нагруженного) плеча наступает уже в первый период переходного процесса.

Поскольку при этом сердечник ТТ первого плеча еще не насыщен, то ток небаланса в первый и второй периоды переходного процесса пуска АД имеет однополярный характер (максимальное значение тока небаланса во второй период переходного процесса пуска АД составляет при значении индукции в сердечнике ТТ второго плеча $1,67 T_l$).

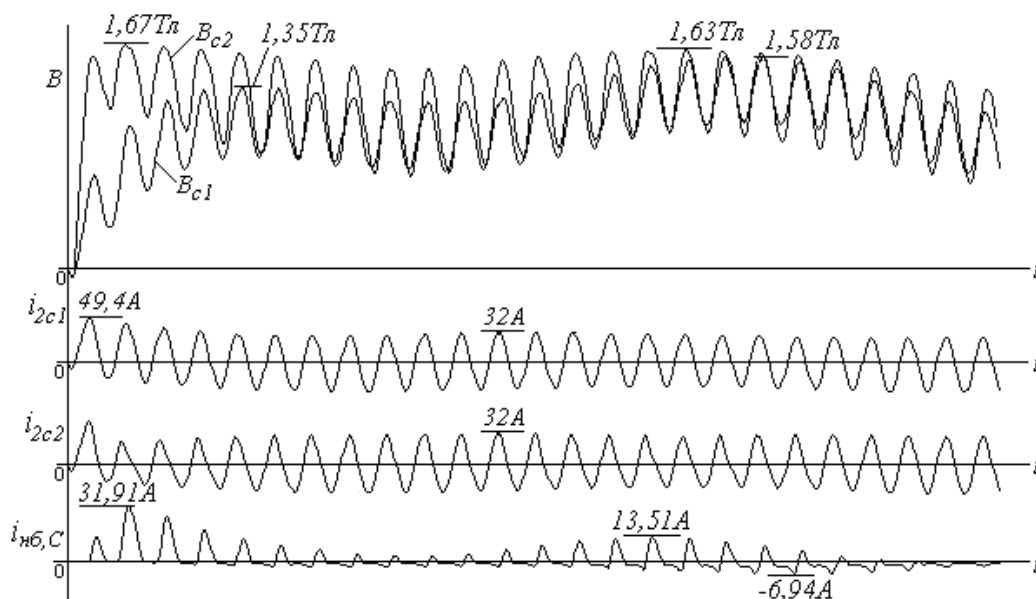


Рис. 3: Расчетная осциллограмма пуска ЭД типа 2А3М-4000/6000

После насыщения сердечника ТТ первого (менее нагруженного) плеча ДЗ аperiodической составляющей пускового тока ЭД в токе небаланса $i_{нб,с}$, начиная с третьего периода, появляются полуволны обратного знака. По мере затухания аperiodической составляющей пускового тока сердечники ТТ обоих плеч ДЗ начинают выходить из режима насыщения, что приводит к снижению тока небаланса.

Последующее вхождение сердечников ТТ плеч ДЗ в область глубокого насыщения (индукции в сердечниках ТТ плеч ДЗ в расчетном режиме достигают максимальных значений $1,63\text{Тл}$ и $1,58\text{Тл}$ соответственно), вызванное протеканием в обмотке статора АД тока переменной частоты, приводит к повторному появлению значительного тока небаланса, имеющего полуволны обоих знаков. При этом максимальные значения полуволн составляют $13,51\text{А}$ и $-6,94\text{А}$ соответственно.

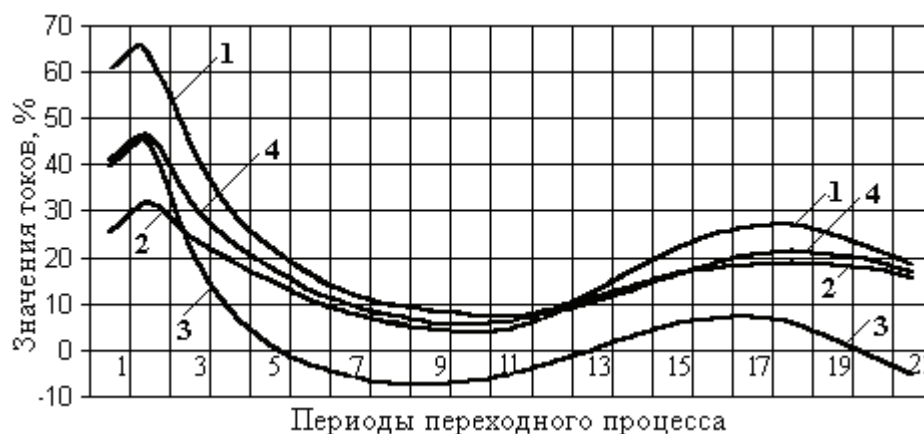
Проанализируем интегральные характеристики переходного тока небаланса ДЗ на начальном этапе разворота ротора АД из неподвижного состояния, смоделированного на ЭВМ для условий предыдущего эксперимента.

На рис. 4 показано изменение по периодам переходного процесса интегральных характеристик тока небаланса ДЗ при прямом пуске АД типа 2А3М-4000/6000. Значения токов рассчитаны в % от действующего значения пускового тока ЭД и приведены для середины расчетного периода переходного процесса пуска АД. Проанализируем интегральные характеристики тока небаланса, приведенные на рис. 4.

В первые периоды переходного процесса пуска АД, когда сердечники ТТ насыщаются аperiodической составляющей пускового тока, достаточно велико значение первой гармонической составляющей тока небаланса (65%), а среднее по модулю значение тока небаланса существенно меньше значения первой гармоники.

При намагничивании сердечников ТТ током переменной частоты (после затухания аperiodической составляющей пускового тока) амплитудное значение первой гармонической составляющей в токе небаланса превышает 25%, а содержание постоянной составляющей в токе небаланса достаточно мало.

Из результатов, приведенных на рис. 4 следует, что среднее по модулю значение тока небаланса существенно ниже соответствующей величины первой гармоники на всем протяжении глубокого насыщения сердечников ТТ в процессе пуска АД.



- 1 – амплитудное значение первой гармонической составляющей;
- 2 – амплитудное значение второй гармонической составляющей;
- 3 – среднее значение; 4 – среднее по модулю значение.

Рис. 4: Интегральные характеристики переходного тока небаланса ДЗ при прямом пуске АД типа 2АЗМ-4000/6000

Анализ материалов, в том числе приведенных в настоящей работе, показывает, что токи небаланса, обусловленные насыщением сердечников ТТ токами переменной частоты, оказываются по величине соизмеримыми с токами небаланса, обусловленными действием аperiodических составляющих пускового тока, а по продолжительности — существенно превышать последние. Поэтому пренебрежение режимами насыщения сердечников ТТ токами переменной частоты при выборе параметров срабатывания и оценке поведения ДЗ при пуске ЭД является недопустимым.

Учитывая значительные по величине и продолжительности токи небаланса при насыщении сердечников ТТ токами переменной частоты, уставки тока срабатывания ДЗ мощных ЭД, выполненных на элементах аналоговой техники, не могут быть меньше номинального тока ЭД $I_{ном.ЭД}$. Естественно, что такие уставки не отвечают требованиям технического совершенства в части чувствительности к внутренним КЗ (особенно через переходное сопротивление). Как показано в [2], необходимая защитоспособность при внутренних КЗ в обмотке статора ЭД обеспечивается при уставках тока срабатывания порядка $0,1 I_{ном.ЭД}$.

Достоинства МПРЗ, позволяющих реализовать практически любые программные алгоритмы функционирования, общепризнанны. Однако следует заметить, что при использовании цифровых защит на практике не всегда реализуются в достаточной мере не только новые, но и хорошо известные алгоритмы отстройки ДЗ от переходных токов небаланса в расчетных режимах. Кроме того, как показывает проведенный анализ, при выборе параметров срабатывания и анализе поведения МПРЗ не учитываются значительные по величине и продолжительности переходные токи небаланса, обусловленные глубоким насыщением сердечников ТТ токами переменной частоты на начальном этапе пуска ЭД.

Рассмотрим, используя приведенные результаты исследований, как же согласуются известные [3] способы улучшения отстроенности ДЗ и повышения ее чувствительности, используемые в терминалах цифровых ДЗ, с требованиями технического совершенства:

1. Введение дополнительной выдержки времени.

Введение дополнительной выдержки времени (рекомендуемая уставка — до 100 мс) действительно обеспечивает отстройку от повышенных значений токов небаланса, обусловленных насыщением сердечников ТТ аperiodической составляющей пускового тока или тока самозапуска ЭД, но абсолютно неэффективен для отстройки от периодических токов небаланса, обусловленных насыщением сердечников ТТ токами переменной частоты. К тому же, при использовании этого способа теряется

основное качество ДЗ – быстрота срабатывания. Это является весьма существенным недостатком, поскольку, как отмечено в [2], для того чтобы повреждение локализовалось пределами той катушки ЭД, где оно возникло, собственное время действия ДЗ должно быть порядка 20 мс. Таким образом, о введении какой-либо выдержки времени речи быть не может.

Необходимо использовать другие способы отстройки от повышенных значений токов небаланса, обусловленных насыщением сердечников ТТ апериодической составляющей пускового тока или тока самозапуска ЭД.

2. Использование первой гармонической составляющей дифференциального тока.

При глубоком насыщении сердечников ТТ апериодической составляющей пускового тока или тока самозапуска, в течение первых трех периодов промышленной частоты амплитудное значение первой гармонической составляющей тока небаланса достаточно велико (в рассмотренном выше расчетном режиме превышает 60% действующего значения пускового тока ЭД). Значительные по величине и продолжительности параметры первой гармоники токи небаланса имеют место и при насыщении сердечников ТТ током переменной частоты. Поэтому использование этого способа не позволяет достичь необходимой защитоспособности ДЗ.

Более эффективным, на наш взгляд, следует считать использование известного [2] способа повышения чувствительности ДЗ при их выполнении с измерительными органами, реагирующими на среднее по модулю значения дифференциального тока. Как показали проведенные исследования комплексного влияния вынужденной составляющей, апериодической составляющей пускового тока ЭД и тока переменной частоты, использование этого способа позволит повысить чувствительность МПРЗ ЭД примерно на 40-50%.

3. Использование для отстройки значений относительного содержания в дифференциальном токе высших гармонических составляющих тока (главным образом, второй).

Достоинства данного способа неоспоримы. В силу этого, способ используется в ДЗ на различной элементной базе, в том числе и в МПРЗ.

Как показали проведенные исследования комплексного влияния вынужденной составляющей, апериодической составляющей пускового тока ЭД и тока переменной частоты, использование этого способа позволит также обеспечить эффективную блокировку ДЗ от переходных токов небаланса, обусловленных последовательным насыщением сердечников ТТ апериодической составляющей пускового тока и током переменной частоты.

4. Использование торможения током плеча.

Достоинства данного способа также общеизвестны. Однако, как и в случае использования в схемах ДЗ мощных ЭД дифференциальных реле, выполненных на элементах аналоговой техники, при использовании данного способа в МПРЗ необходимо учитывать значительные по величине и продолжительности переходные токи небаланса, обусловленные последовательным насыщением сердечников ТТ апериодической составляющей пускового тока и током переменной частоты.

В ДЗ, выполненных на аналоговой технике, как известно, используются и другие, положительно зарекомендовавшие себя, способы отстройки от повышенных значений токов небаланса, обусловленных насыщением сердечников ТТ апериодической составляющей пускового тока или тока самозапуска ЭД.

Рассмотрим возможности их использования при выполнении МПРЗ мощных ЭД:

1. Использование для отстройки от переходных токов небаланса содержащихся в них апериодических составляющих.

Этот способ имеет свои явные преимущества только для обеспечения отстройки от переходных токов небаланса, обусловленных насыщением сердечников ТТ апериодическими составляющими токов при пуске или самозапуске ЭД, но малоэффективен при насыщении сердечников ТТ токами переменной частоты [1]. Тем не менее, отказ от его использования в МПРЗ представляется не вполне обоснованным. Как показывают проведенные исследования, применение этого метода, в комплексе с другими способами, позволит существенно повысить техническое совершенство ДЗ мощных ЭД.

При использовании этого способа в МПРЗ, значительной задержки в срабатывании ДЗ при КЗ в обмотке статора ЭД ожидать не следует. Как известно, значение постоянной времени затухания апериодической составляющей при витковых замыканиях (а с них и начинается развитие повреж-

дения) пренебрежимо мало, если не учитывать повторное включение поврежденного оборудования под напряжение.

Другие известные характеристические признаки переходных токов небаланса [3], например, *длительность пауз в кривой тока на различных уровнях замера, длительность импульсов тока, соотношения указанных интервалов, соотношение амплитуд полуволн тока* также могут быть успешно применены для улучшения отстройки ДЗ мощных ЭД от значительных по величине и продолжительности переходных токов небаланса, обусловленных последовательным глубоким насыщением сердечников ТТ аperiодической составляющей и током переменной частоты на начальном этапе разворота ротора ЭД из неподвижного состояния.

Все рассмотренные выше способы улучшения отстроенности ДЗ и повышения ее чувствительности напрямую связаны с необходимостью учета режимов глубокого и продолжительного насыщения сердечников ТТ составляющими токов ЭД в различных режимах его работы и в полной мере решить задачу обеспечения необходимой защитоспособности при наличии значительных токов небаланса не могут.

Как известно, в эксплуатации находится огромное количество ЭД, в нулевых выводах обмоток статоров которых ТТ не устанавливаются. Это существенно ограничивает область применения дифференциального принципа сравнения сигналов для выполнения защит на ЭД, не имеющих встроенных ТТ.

С целью расширения области применения дифференциального принципа и выполнения чувствительных ДЗ для ЭД, не содержащих ТТ в нулевых выводах обмотки статора ЭД, предлагается [4] использовать датчики напряженности магнитного поля, например, магнитоуправляемые контакты (МК) с обмотками возбуждения, устанавливаемые вблизи токопроводов нулевых выводов обмотки статора ЭД. В этом случае обмотки возбуждения МК подключаются к вторичным обмоткам соответствующих ТТ, установленных со стороны одноименных линейных (фазных) выводов обмотки статора. Контакты герконов включаются в выходную цепь защиты ЭД.

Наиболее просто задача выполнения ДЗ [4] на МК решается для ЭД, имеющих коробку выводов нулевого соединения обмотки статора. Конструктивно ДЗ в этом случае может выполняться в виде блока из трех МК с обмотками возбуждения, помещенных вблизи токопроводов, присоединяемых к нулевым выводам обмотки статора ЭД. Для исключения влияния соседних фаз на работу МК, токопроводы вместе с МК разделены экранами.

Существенно повысить чувствительность к внутренним КЗ можно при использовании известного принципа «самобалансирующейся» ДЗ. Однако, применяемые на практике разработки «самобалансирующейся» ДЗ, в том числе и в МПРЗ, также требуют ТТ, причем специального исполнения.

Предлагается «самобалансирующаяся» ДЗ, не требующая применения ТТ [5]. ДЗ проста по конструкции и содержит для каждой фазы обмотки статора ЭД один МК (например, геркон), размещенный в магнитном поле, создаваемом токами в токопроводах линейных и нулевых выводов обмотки статора ЭД, расположенных рядом. Для исключения влияния соседних фаз на работу МК, токопроводы вместе с МК разделены экранами. Контакты МК включены в выходную цепь защиты.

3. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты проведенных исследований подтвердили возможность существенного повышения чувствительности продольных ДЗ мощных ЭД, что положительно отражается на характеристиках МПРЗ в части их соответствия требованиям технического совершенства.

Для расширения области применения ДЗ на ЭД разных мощностей, предложено измерять с помощью МК результирующее магнитное поле в его рабочем зазоре, создаваемое токами, протекающими по токопроводам обмотки статора ЭД со стороны ее линейных и нулевых выводов.

Предлагаются новые устройства на МК для выполнения ДЗ на ЭД, не имеющем встроенных ТТ со стороны нулевых выводов обмотки статора, а также ДЗ на МК, не требующее установки ТТ со стороны нулевых и линейных выводов обмотки статора ЭД. Устройства защищены А.С. СССР № 1130938 и № 1377954.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Богдан А.В., Кургузов Н.Н., Кургузова Л.И. Токи небаланса дифференциальных защит мощных электродвигателей // Электрические станции. 1980. № 9. С. 46-50.
- [2] А.Д. Дроздов, А.С. Засыпкин, С.Л. Кужеков и др. Электрические цепи с ферромагнитными элементами в релейной защите. М., 1986.
- [3] Засыпкин А.С. Релейная защита трансформаторов. М., 1989.
- [4] А.С. 1130938. СССР. Устройство для защиты обмотки статора электродвигателя от коротких замыканий / А.В. Богдан, Н.Н. Кургузов, Л.И. Кургузова; опубл. 23.12.84, Бюл. № 47.
- [5] А.с. 1377954 СССР. Электрическая машина с нулевыми выводами обмотки статора и устройством для защиты от коротких замыканий / Н.Н. Кургузов, А.В. Богдан, Л.И. Кургузова, В.П. Нелюбин; опубл. 29.02.88, Бюл. № 8.

Аппаратурные решения автоматического локационного искателя мест повреждений ЛЭП на основе активного зондирования

**М.Ш. МИСРИХАНОВ, А.Л. КУЛИКОВ,
Д.М. КУДРЯВЦЕВ, А.А. ПЕТРУХИН**
Филиал ОАО “ФСК ЕЭС” –
магистральные электрические сети Центра

Россия
kdm@nmpes.elektra.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Определение мест повреждений, диагностика, линии электропередачи, автоматический локационный искатель мест повреждений

1. ВВЕДЕНИЕ

Линии электропередачи (ЛЭП) являются наиболее повреждаемыми элементами электрической сети. Актуальна задача по быстрому отысканию и устранению повреждений ЛЭП. Для определения мест повреждений (ОМП) ЛЭП, как правило, используются методы, основанные на анализе параметров аварийного режима (ПАР) [1, 2]. Однако, развитие средств вычислительной техники и радиоэлектроники позволило реализовать новые методы ОМП, связанные с внешними возмущениями ЛЭП зондирующими сигналами. Ошибки ОМП ЛЭП для методов активного зондирования зависят от параметров излучаемых сигналов и практически не связаны с длиной линии [4, 5]. Перспективно применение сложных модулированных сигналов, позволяющих реализовать ОМП с высокой точностью, и, в частности, линейно-частотно-модулированных (ЛЧМ) сигналов [3, 4, 5].

2. ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Для ОМП с выполнением ряда функций по диагностике воздушных ЛЭП разработан экспериментальный автоматический локационный искатель мест повреждений (АЛИМП) с использованием ЛЧМ сигналов.

К назначению искателя относятся :

- определение расстояния до повреждений на включенных или отключенных воздушных линиях электропередачи, в том числе, происшедших одновременно;
- экспертная оценка технического состояния изоляции ЛЭП;
- контроль линии перед включением ЛЭП, т.е. проверка отсутствия замыканий или повреждений;
- проверка работоспособности (согласованности) высокочастотного канала релейной защиты, автоматики и связи;
- работа в режиме охранной сигнализации для осуществления контроля за хищением проводов (элементов) отключенной ЛЭП.

Для подключения искателя к воздушной линии электропередачи применяется высокочастотное (ВЧ) присоединение. Пример подключения АЛИМП к ЛЭП приведен на рис. 1.

ПС 500 кВ Луч

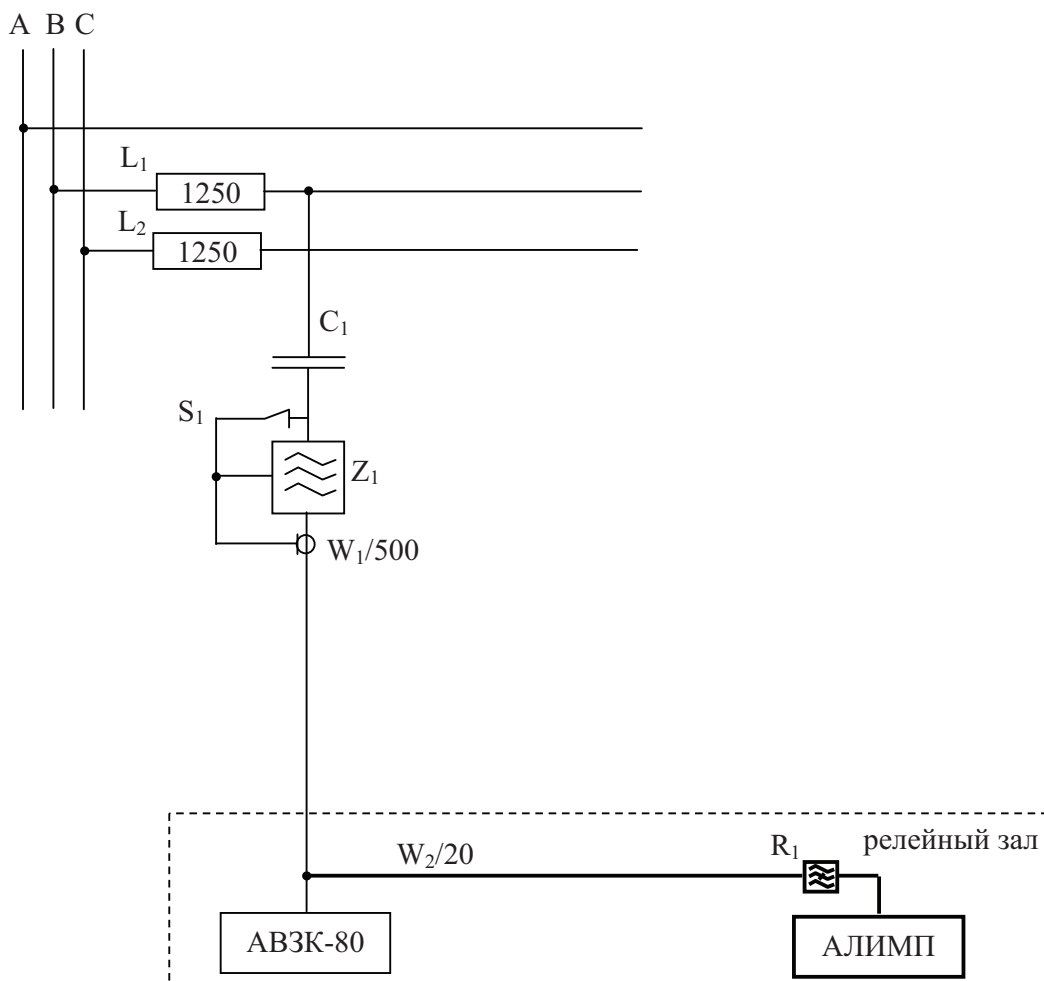


Рис. 1: Схема подключения устройства АЛИМП

На рисунке 1 применены следующие сокращения и обозначения:

L_1, L_2 – ВЧ-заградитель: ВЗ-1250-0,5; 140-600;

C_1 – конденсатор связи: СМК – 110; 6400:2; 3200;

S_1 – разьединитель-заземлитель;

Z_1 – фильтр присоединения: ФПУ-3200; 100-800;

W_1, W_2 – ВЧ кабель: РК-75;

R_1 – фильтр разделительный;

АВЗК-80 – ДФЗ 504; $f_{пер} = 270$ кГц; $f_{пр} = 270$ кГц;

АЛИМП – устройство определения мест повреждений на линиях электропередачи (автоматический локационный искатель мест повреждений).

Утолщенными линиями показано проектируемое оборудование, тонкими линиями – существующее оборудование.

Специфической особенностью подключения устройства ОМП, указанного на рисунке 1, является обеспечение контроля линии, осуществляемого в любом состоянии ЛЭП (включенном, отключенном, ремонтном) при рабочем ВЧ присоединении. Причем возможна совместная работа устройства ОМП с устройствами релейной защиты, связи через разделительный фильтр.

Москва, 7–10 сентября 2009 г.

Устройство АЛИМП выполнено в корпусе, встраиваемом в стандартные шкафы релейной защиты. Его внешний вид представлен на рис. 2.



Рис. 2: Внешний вид устройства АЛИМП

а – вид спереди, б – вид сзади, в – вид сверху

Аппаратурная реализация методов активного зондирования ЛЭП с применением сложных модулированных сигналов – устройство АЛИМП (рис. 2) обладает техническими характеристиками, приведенными в таблице 1.

Наименование	Значение
Диапазоны измеряемых расстояний	до 250 км
Предел допускаемой основной погрешности измерения расстояния в нормальных условиях для ВЛ, имеющих полосу рабочих частот ВЧ присоединения 0,1 – 1МГц	– в обычном режиме до 200 метров; – с применением специальных процедур сверхразрешения до 50 метров.
Параметры излучаемого (принимаемого) сигнала: – максимальная амплитуда выходного напряжения – мгновенная мощность не более – средняя мощность не более – длительность излучаемого импульса – полоса рабочих частот для ВЛ	до 140В ± 1% 131 Вт 0,26 Вт до 400 мкс ± 0,1 мкс 0,3 – 2,0 МГц ± 0,002%
Габаритные размеры, мм	482,2 × 370 × 88,1
Масса, кг, не более	10,0

Табл. 1: Технические характеристики устройства АЛИМП

Результаты отыскания мест повреждений получены с помощью экспериментальных исследований устройства АЛИМП на магистральных линиях электропередачи. В качестве примера приведем исследование ВЛ 220 кВ Луч Этилен II. Принципиальная электрическая схема приведена на рисунке 3.

Краткая характеристика ВЛ 220 кВ Луч Этилен II:

1. Опора ПБ220-4, У220-2, У220-2+9+5, У220-2+9;
2. Фундаменты под анкерно-угловые опоры типа ТЗ-А-250, Ф5-А-250, ФС1-А-250, ФС2-А-250;
3. Провод марки АС-240/32 сечением 275,7 мм²;

4. грозозащитный трос марки С-70 сечением 72,58 мм²;
5. поддерживающие и натяжные гирлянды из изоляторов типа ПС6-Б;
6. гасители вибрации для провода типа ГВН-4-22В, для троса типа ГВН-3-12;
7. заземление опор типовое, укладка лучевых заземлений из круглой стали;
8. линейно-эксплуатационная радиосвязь.



Рис. 3: Принципиальная электрическая схема исследуемой ВЛ

В дополнение к паспортным данным осуществлялся обход линии с целью уточнения координат железобетонных и металлических опор, пересечений с другими ЛЭП и пр. В результате была построена уточненная трасса ЛЭП с величиной ошибки координат опор не более 10 метров (рис. 4).



Рис. 4: Уточненная трасса исследуемой ЛЭП

Для определения расстояний до мест повреждений и оценки чувствительности к нарушению воздушной и линейной изоляции ЛЭП на исследуемой линии реализовывались программы имитации опытов коротких замыканий, а также нарушений воздушной и линейной изоляции. Схема экспериментальных исследований работы прибора приведена на рисунке 5.

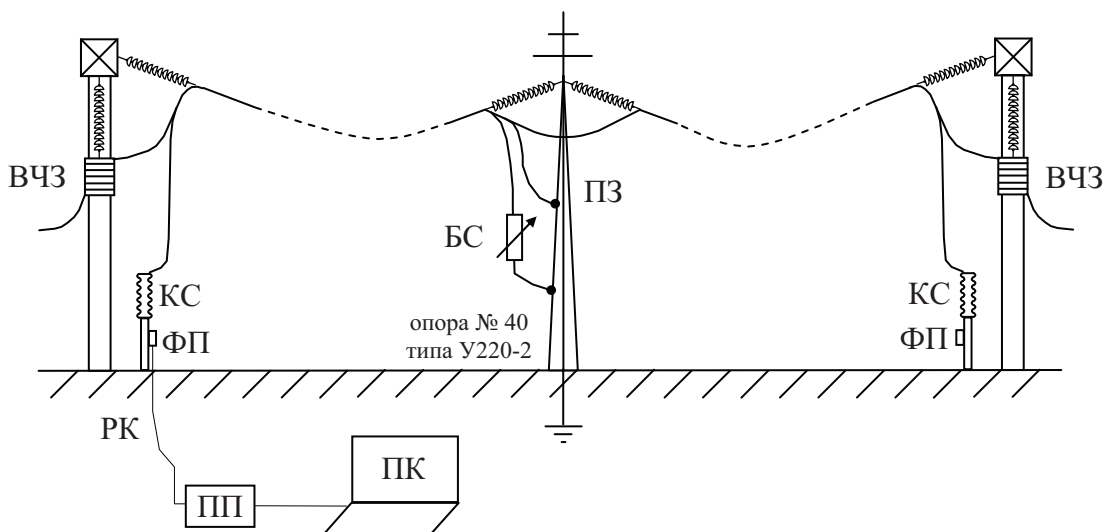


Рис. 5: Схема экспериментальной апробации устройства ОМП на магистральной ЛЭП

В дополнении к рисунку 1, на рисунке 5 применены следующие сокращения: ВЧЗ – высокочастотный заградительный фильтр, КС – конденсатор связи, ФП – фильтр присоединения, РК – кабель рк, ПП – АЛИМП, ПК – персональный компьютер, ПЗ – переносные заземления, БС – переключаемый блок сопротивлений (резисторов и емкостей).

В результате проведения опытов по имитации коротких замыканий и нарушений воздушной и линейной изоляции были получены рефлектограммы. Пример рефлектограммы, эквивалентной однофазному короткому замыканию, приведен на рисунке 6.

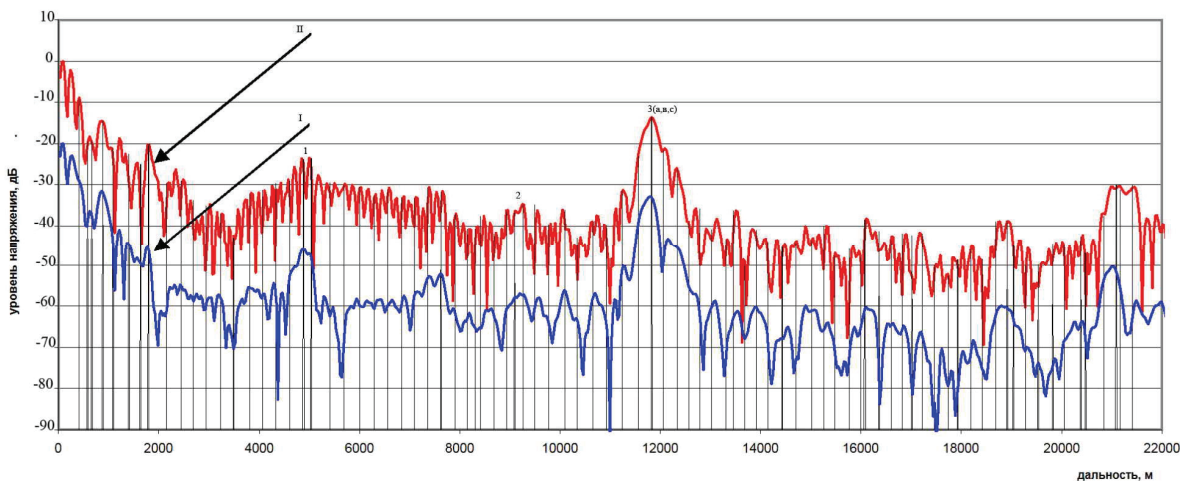


Рис. 6: Рефлектограммы ЛЭП, отображающие неоднородности
 I – рефлектограмма, полученная без применения процедур сверхразрешения,
 II – рефлектограмма повышенной разрешающей способности

Дистанцию до однофазного короткого замыкания можно оценить по всплеску амплитуды на 12 километре (рис. 6). На 21 километре всплеском амплитуды отраженного сигнала зарегистрирован конец линии. Жирными линиями обозначены металлические опоры, расположение которых совпадает с увеличенными уровнями амплитуд отраженных сигналов относительно уровней амплитуд отраженных сигналов от железобетонных опор. Ряд всплесков амплитуд рефлектограммы (рис. 6)

характеризует неоднородности, указанные на рисунке 7. Нумерация на рис.7 совпадает с нумерацией на рис. 6.

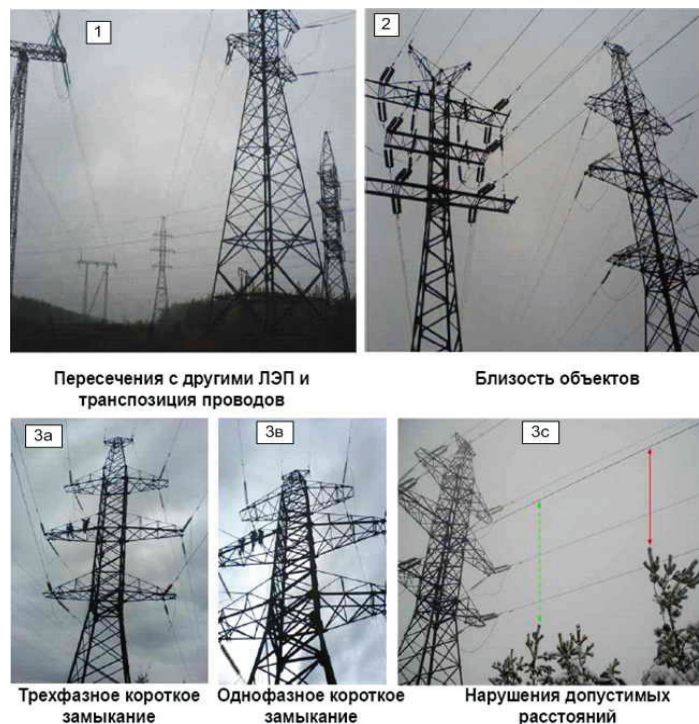


Рис. 7. Примеры зарегистрированных неоднородностей

Дополнительно проводилась экспериментальная апробация устройства ОМП на линиях электропередачи распределительных сетей напряжением 6-35кВ.

Особенностью линий данного класса напряжений является, как правило, отсутствие высокочастотного присоединения. Поэтому поиск мест повреждений в таких сетях осуществлялся с помощью вывода линии в ремонт и применении рефлектометров.

3. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты экспериментальных исследований показывают, что устройство АЛИМП оценивает расстояния до мест повреждений на включенных или отключенных воздушных линиях электропередачи с повышенной точностью. При экспертной оценке зарегистрированных рефлектограмм можно определять расстояния до мест снижения уровней воздушной и линейной изоляции ЛЭП, а также нарушения состояния ее высокочастотных каналов.

Перспективными возможностями устройства АЛИМП являются:

- дистанционная диагностика с подстанций, оценка технического состояния уровней изоляции воздушных и кабельных линий электропередачи напряжением 6-35 кВ и 110-750 кВ;
- автоматический мониторинг ЛЭП, сигнализация и предупреждение о снижении уровня изоляции ЛЭП (профилактика аварии);
- интеллектуальное автоматическое повторное включение, т.е. разрешение на включение ЛЭП при контроле прибором устранения повреждения;
- автоматика запрета включения ЛЭП (блокировка) при контроле прибором наличия повреждений ЛЭП;
- распознавание типа повреждения и причин снижения уровня изоляции ЛЭП.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Аржанников Е.А., Лукоянов В.Ю., Мисриханов М.Ш. Определение места короткого замыкания на высоковольтных линиях электропередачи / Под ред. В.А. Шуина. – М.: Энергоатомиздат, 2003.
- [2] Шалыт Г.М. Определение мест повреждения в электрических сетях. – М.: Энергоатомиздат, 1982.
- [3] Денисенко А.Н. Сигналы. Теоретическая радиотехника. Справочное пособие. – М.: Горячая линия – Телеком, 2005.
- [4] Радиоэлектронные системы: Основы построения и теория. Справочник. Изд. 2-е, перераб. и доп. / Под ред. Я.Д. Ширмана. – М.: Радиотехника, 2007.
- [5] Куликов А.Л. Дистанционное определение мест повреждений ЛЭП методами активного зондирования. – М.: Энергоатомиздат, 2006.
- [6] Куликов А.Л., Кудрявцев Д.М. Локационные подходы к дистанционному контролю изоляции ЛЭП // Научные технологии. – 2007. – № 7. – С. 31-37.
- [7] Лямец Ю.Я., Антонов В.И., Ефремов В.А., Нудельман Г.С., Подшивалин Н.В. Диагностика линий электропередачи // Электротехнические микропроцессорные устройства и системы: Межвуз. сб. науч. тр. Чебоксары: Изд-во Чувашского университета, 1992. С. 9-32.

Разработка интеллектуальных электронных устройств энергосистем с использованием технологии векторных измерений

А.В. МОКЕЕВ

Архангельский государственный технический университет

Россия

a.mokeev@ens.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Интеллектуальные электронные устройства, синхронизированные измерения параметров режима энергосистемы, релейная защита, алгоритмы обработки сигналов, спектральные представления, синтез цифровых фильтров.

1. ВВЕДЕНИЕ

Технологии векторных измерений оказывают все большее влияние не только на развитие устройств для мониторинга переходных режимов (phasor measurement units), но и на совершенствование других интеллектуальных электронных устройств энергосистем (ИЭУ), прежде всего многофункциональных устройств релейной защиты и автоматики, многофункциональных цифровых измерительных преобразователей телемеханики [1].

При разработке ИЭУ с поддержкой технологии векторных измерений важно обеспечить заданное качество обработки сигналов, прежде всего точность и быстродействие. Качество обработки сигналов в ИЭУ энергосистем определяются применяемыми алгоритмами обработки сигналов, прежде всего алгоритмами фильтрации сигналов. В докладе рассматриваются вопросы синтеза фильтров, обеспечивающих заданное качество обработки сигналов, а также вопросы синтеза “быстрых” алгоритмов цифровых КИХ-фильтров.

2. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЗАДАННОГО КАЧЕСТВА ОБРАБОТКИ СИГНАЛОВ

При разработке ИЭУ с быстродействием порядка одного-двух периодов промышленной частоты необходимо учитывать нестационарный характер входных сигналов. Поэтому к устройствам должны предъявляться требования по качеству обработки сигналов не только в установившихся режимах работы, но и при переходных процессах в контролируемых объектах и в самих ИЭУ.

К основными показателями качества измерений ИЭУ следует отнести показатели, связанные с качеством обработки входных сигналов в ИЭУ и показатели, связанные с выполнением синхронизированных измерений. Качество ИЭУ с позиций синхронизированных измерений следует характеризовать следующими показателями: точность синхронизации и дискретность присваиваемых меток времени. К показателям качества обработки входных сигналов ИЭУ следует отнести следующие показатели: быстродействие, точность, чувствительность к изменению параметров полезного сигнала и помехи, допустимый уровень перерегулирования.

Разработчики ИЭУ на основе технологии векторных измерений сталкиваются с необходимостью преодоления противоречия, связанного с оценкой комплексных амплитуд тока и напряжения основной гармоники в условиях нестационарного характера контролируемых процессов, в том числе и в условиях интенсивных электромагнитных переходных процессов. При этом комплексные амплитуды тока и напряжения традиционно ассоциируются со стационарным процессом и применением

известных соотношений, основанных на использовании ряда и преобразования Фурье. Разработка на основе указанных преобразований алгоритмов обработки сигналов ИЭУ даже при введении адаптации к отклонению частоты в энергосистеме неизбежно приводит к значительным погрешностям обработки сигналов [2].

Одним из возможных способов разрешения указанного выше противоречия является использование спектральных представлений сигналов и фильтров на основе преобразования Лапласа, или по-другому, спектральных представлений в координатах комплексной частоты [3]. Целесообразность использования указанных спектральных представлений следует из того простого факта, что входные сигналы и импульсные функции фильтров могут в большинстве практических случаев описаны совокупностью затухающих колебательных составляющих, в том числе указанных составляющих конечной длительности, а затухающая колебательная составляющая является базовой функцией преобразования Лапласа.

3. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ И АНАЛИЗ ФИЛЬТРОВ

3.1. Математическое описание входных сигналов фильтров

В большинстве практических случаев входные сигналы ИЭУ могут быть представлены совокупностью обычных или финитных затухающих колебательных составляющих. Частными случаями указанных составляющих являются “полубесконечные” или финитные синусоидальные составляющие, а также экспоненциальные (апериодические) составляющие.

В этих случаях математическое описание обобщенного непрерывного и дискретного входного сигнала могут быть записаны в следующем виде

$$x(t) = \text{Re}(\mathbf{X}^T e^{\mathbf{P}(Ct-t)} - \mathbf{X}'^T e^{\mathbf{P}(Ct-t)}),$$

$$x(k) = \text{Re}(\mathbf{X}^T Z(\mathbf{P}, Ck - \mathbf{K}) - \mathbf{X}'^T Z(\mathbf{P}, Ck - \mathbf{K}')),$$

где $\mathbf{X} = [X_n]_N = [X_m e^{-j\varphi_m}]$ и $\mathbf{X}' = [X'_n]_N$ – векторы-столбцы комплексных амплитуд двух компонент входного сигнала, $\mathbf{p} = [p_n]_N = [-\beta_n + j\omega_n]_N$ – вектор-столбец комплексных частот, $\mathbf{t} = [t_n]_N$, $\mathbf{t}' = [t'_n]_N$, $\mathbf{K} = [K_n]_N$, $\mathbf{K}' = [K'_n]_N$ – векторы-столбцы элементы которых определяют временную задержку компонент входного сигнала, $\mathbf{P} = \text{diag}(\mathbf{p})$ – квадратная матрица $N \times N$ с вектором \mathbf{p} на главной диагонали, \mathbf{C} – единичный вектор-столбец, T – шаг дискретизации, $Z(p, k) = z^k = e^{pkT}$.

При $\mathbf{X} = \mathbf{0}$ и $\mathbf{t} = \mathbf{0}$ ($\mathbf{K} = \mathbf{0}$) имеет место наиболее простой случай $\mathbf{X}' = [X'_n e^{p_n(t_n - t'_n)}]$ – входной сигнал описывается в виде набора непрерывных (дискретных) “полубесконечных” синусоидальных, экспоненциальных и затухающих колебательных составляющих. В случае получим сигнал, описываемый совокупностью финитных составляющих. С помощью набора последовательно следующих друг за другом групп финитных составляющих могут быть описаны реальные входные сигналы ИЭУ, т.е. в этом случае учитывается изменение режимов работы энергосистемы.

3.2. Математическое описание фильтров

Математическое описание аналогового фильтра-прототипа и цифрового фильтра может быть представлено в виде следующих обобщенных импульсных функций

$$g(t) = \text{Re}(\mathbf{G}^T e^{\mathbf{q}t} - \mathbf{G}'^T e^{\mathbf{Q}(Ct-T)}), \quad (1)$$

$$g(k) = \text{Re}(\mathbf{G}^T Z(\mathbf{q}, k) - \mathbf{G}'^T Z(\mathbf{Q}, Ck - \mathbf{N})), \quad (2)$$

Как следует из выражений (1) и (2), для формирования математического описания аналогового или цифрового фильтра достаточно использовать векторы-столбцы комплексных амплитуд двух компонент импульсной функции $\mathbf{G} = [G_m]_M = [k_m e^{-j\varphi_m}]_M$ и $\mathbf{G}' = [G'_m]_M$, вектор-столбец комплексных частот

$\mathbf{q} = [\rho_m]_M = [-\alpha_m + j\omega_m]_M$ и вектор-столбец $\mathbf{T} = [T_m]_M$, элементы которого определяют длительность (длину) составляющих импульсной функции фильтра, где $\mathbf{Q} = \text{diag}(\mathbf{q})$ – квадратная матрица $M \times M$ с вектором \mathbf{q} на главной диагонали.

При $\mathbf{G}' = \text{diag}(\mathbf{G})e^{Q\mathbf{T}}$ или $G'_m = G_m e^{\rho_m T_m}$ импульсная функция (1) соответствует КИХ-фильтру, а при $\mathbf{G}' = \mathbf{0}$ – фильтру с бесконечной импульсной характеристикой (БИХ-фильтру).

В зависимости от типа фильтра его импульсная функция состоит из набора “полубесконечных” или финитных затухающих колебательных составляющих, “полубесконечных” синусоидальных ($\rho_m = j\omega_m$) и постоянных составляющих ($\rho_m = 0$), а также экспоненциальных составляющих ($\rho_m = -\alpha_m$) и дельта-функции ($G'_m = k'_m \alpha_m$, $\rho_m = -\alpha_m$, $\alpha_m \rightarrow \infty$).

Каждой составляющей импульсной функции (1) соответствует дифференциальное уравнение первого порядка с комплексными коэффициентами. Тогда M -му количеству составляющих импульсной функции фильтра будет соответствовать система из M -го числа уравнений

$$\frac{d\mathbf{Y}(t)}{dt} = \mathbf{A}\mathbf{Y}(t) + \mathbf{B}x(t) + \mathbf{D}x(Ct - \mathbf{T}), \quad (3)$$

где значения элементов диагональных матриц \mathbf{A} , \mathbf{D} равны $A_{m,m} = \rho_m$ и $D_{m,m} = G'_m$, значения элементов вектора \mathbf{B} определяются комплексными амплитудами первых компонент импульсной функции фильтра $B_m = G'_m$.

3.3. Анализ фильтров

Для анализа фильтров может быть использованы как спектральные методы анализа, так и анализ во временной области путем решения системы интегральных уравнений вида (3). Ниже рассматриваются методы анализа частотных фильтров, основанные на особенностях спектральных представлений сигналов и фильтров в координатах комплексной частоты [3]. Преимущества данного метода связаны с использованием простых алгебраических операций для определения параметров составляющих реакции линейной системы (фильтра, линейной цепи) на входное воздействие, описываемое совокупностью “полубесконечных” или финитных затухающих колебательных составляющих.

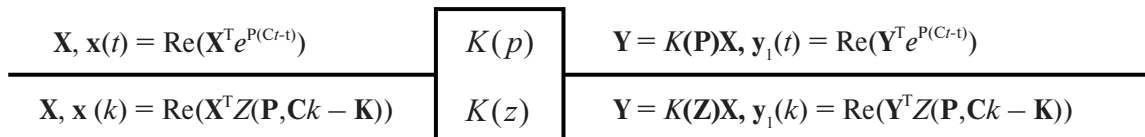


Рис. 1: Определение принужденных составляющих выходного сигнала

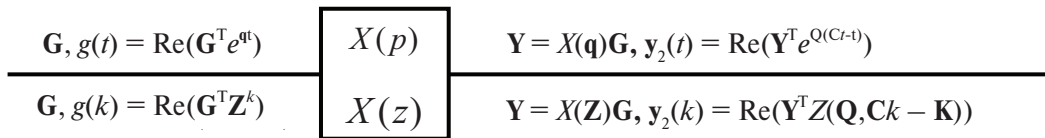


Рис. 2: Определения свободных составляющих выходного сигнала

На рис. 1 и рис. 2 в качестве примера приведены выражения для принужденных и свободных составляющих на выходе БИХ-фильтра при подаче на его вход сигнала в виде совокупности затухающих колебательных составляющих со сдвигом относительно нулевого момента времени.

В приведенных на рис. 2 выражениях используются следующие обозначения: $X(p)$ или $X(z)$ – изображение входного сигнала без учета временного сдвига составляющих сигнала, $\mathbf{Z} = e^{qT}$.

Приведенные на рис. 1 и рис. 2 выражения вход-выход могут быть легко распространены и на случаи КИХ-фильтров и финитных сигналов при использовании принципа аддитивности [4]. При этом

следует заметить, что возможности рассматриваемого метода не ограничиваются только определением параметров принужденных и свободных составляющих реакции фильтра. На основе данного метода эффективно решаются задачи по анализу качества обработки сигналов частотными фильтрами [5].

4. СИНТЕЗ “БЫСТРЫХ” АЛГОРИТМОВ КИХ-ФИЛЬТРОВ

4.1. Синтез “быстрых” алгоритмов стационарных КИХ-фильтров

Использование импульсной функции КИХ-фильтра вида (1) позволяет не только упростить решения задач анализа и синтеза цифровых фильтров, но и обеспечить синтез быстрых алгоритмов реализации КИХ-фильтров [6]. В этом случае говорят также о рекурсивной реализации КИХ-фильтров [7].

Синтез цифровых фильтров, используемых в микропроцессорных автоматических системах обработки аналоговых сигналов, предпочтительно производить на основе аналоговых фильтров-прототипов. При этом переход от математического описания аналоговых фильтров-прототипов к описанию цифровых фильтров осуществляется с помощью специальных методов синтеза, в том числе метода дискретизации дифференциального уравнения, метода инвариантных импульсных характеристик и метода билинейного преобразования [8]. Особенности перехода от аналоговых КИХ-фильтров к цифровым фильтрам рассмотрены в работе [9].

Рассмотрим переход от описания аналогового КИХ-фильтра (1) к цифровому фильтру при использовании метода дискретизации дифференциального уравнения (3). При этом получим следующее выражение

$$Y(k) = Hx(k) - Qx(Ck - N) + FY(k - 1), y(k) = Re(C^T Y(k)), \quad (4)$$

где F и Q – диагональные матрицы размером $M \times M$ с элементами $F_{m,m} = 1 / (1 - \rho_m T)$ и $Q_{mm} = TG_m / (1 - \rho_m T)$, H – вектор размерностью M с элементами $H_m = TG_m / (1 - \rho_m T)$.

Алгоритм фильтра в матричной форме представлен рис. 3, где Z является вектором-столбцом с элементами $Z_m = z^{-N_m}$.

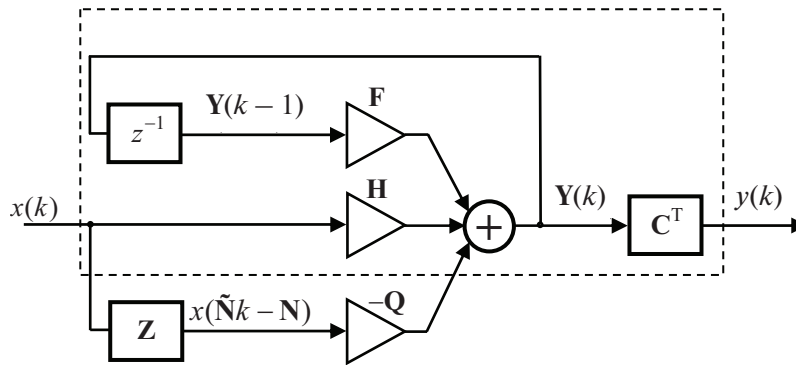


Рис. 3: Структурная схема “быстрого” алгоритма реализации КИХ-фильтра

В самом простом случае при $M = 1$ и $G_1 = \omega_1 / \pi$, $\omega_1 = 2\pi 50$, $T_1 = 2\pi / \omega_1$, $p_1 = 0$ получим усредняющий КИХ-фильтр с прямоугольным временным окном (импульсной функцией)

$$g(t) = 100(1(t) - 1(t - T_1))$$

“Быстрый” алгоритм реализации данного КИХ-фильтра может быть приведен к следующей известной зависимости [9]

$$y(k) = x(k) - x(k - N_1) + y(k - 1)$$

Как и в наиболее простом случае (5), так и в общем случае (4), для реализации КИХ-фильтра требуется значительно меньше вычислительных затрат. Так для (5) вместо N_1 -го количества операций сложения требуется выполнение всего три операции сложения/вычитания. В общем случае коэффициенты в выражениях вида (4) отличаются от целочисленных. Методика подбора целочисленных коэффициентов алгоритма фильтра в этом случае при использовании простых сигнальных процессоров или микроконтроллеров изложена в работе [9].

4.2. Синтез “быстрых” алгоритмов реализации нестационарных КИХ-фильтров

Предлагаемый способ формирования математического описания цифровых фильтров основан одновременно на спектральных представлениях фильтров в координатах комплексной частоты и на методе пространства состояний. Преимущество метода пространства состояний, как известно, состоит в однотипности математического описания стационарных и нестационарных систем. Поэтому на основе предложенного подхода может быть получено и аналогичным образом интерпретировано описание и для нестационарных фильтров. При этом матрицы \mathbf{F} , \mathbf{Q} и \mathbf{H} в уравнении (4) будут зависеть от времени

$$\mathbf{Y}(k) = \mathbf{H}(k)x(k) - \mathbf{Q}(k)x(\tilde{N}k - N) + \mathbf{F}(k)\mathbf{Y}(k - 1). \quad (5)$$

Из приведенного выше выражения (6) может быть получен алгоритм для нестационарного фильтра с периодическими коэффициентами [4], который может быть использован для реализации быстрого дискретного преобразования Фурье

$$\mathbf{Y}(k) = \mathbf{Y}(k - 1) + \mathbf{W}(k)x(k) - \mathbf{W}(k - N)x(k - N), \quad (6)$$

где $\mathbf{W}(k) = \mathbf{V}(k)T$, $\mathbf{V}_m(k) = e^{-j\omega_m kT}$, $\omega_m = m\omega_0$, $N = \frac{2\pi}{\omega_0 T}$, $\mathbf{Y}_m(k)$ – спектральная плотность оконного преобразования Фурье на частоте $m\omega_0$ при использовании прямоугольного временного окна.

5. СИНТЕЗ ФИЛЬТРОВ

5.1. Постановка задачи синтеза

Использование спектральных представлений сигналов и линейных систем на основе преобразования Лапласа позволяет не только значительно упростить анализ БИХ- и КИХ-фильтров, но и обеспечить эффективное решение задач синтеза фильтров. При этом синтез фильтров может быть производится как с использованием интегральных критериев оптимальности, например, минимума среднеквадратической ошибки, так и при использовании критериев, обеспечивающих заданные требования по качеству обработки сигналов. Последний подход наиболее целесообразен при проектировании частотных фильтров для ИЭУ энергосистем.

При синтезе фильтров целесообразно учитывать следующие показатели качества обработки сигналов: быстродействие, точность в установившемся режиме, допустимый уровень колебательности переходного процесса в фильтре для исключения ложного срабатывания защиты и т.д. Проектируемый фильтр должен обладать малой чувствительностью к изменению параметров полезного сигнала и помехи, влияющих на их спектральные характеристики.

Среди методов синтеза фильтров, основанных на спектральных представлениях сигналов и фильтров в координатах комплексной частоты, следует выделить метод, основанный на представлении фильтров как анализаторов мгновенного спектра в координатах комплексной частоты и метод синтеза фильтров при заданном числе составляющих импульсной функции [3]. При этом предполагаем, что

импульсная функция фильтра и входной сигнал могут быть описаны совокупностью “полубесконечных” (БИХ-фильтр) или финитных (КИХ-фильтр) затухающих колебательных составляющих.

Рассмотрим второй метод. Синтез производится с повышением числа составляющих импульсных функций до достижения заданных показателей качества обработки сигналов. При учете только двух основных показателей качества обработки сигналов – быстродействия и точности, достаточно обеспечить выполнение требований, связанных с ограничениями для модуля передаточной функции фильтра на комплексных частотах составляющих полезного сигнала и помехи.

Основные этапы синтеза фильтров:

1. задание требуемых показателей качества обработки сигналов;
2. формирование требований к частотным характеристикам фильтров в координатах комплексной частоты в зависимости от диапазонов изменения параметров полезного сигнала и помехи;
3. задание числа составляющих импульсной (передаточной) функции фильтра;
4. определение параметров импульсной функции фильтра для обеспечения требуемых показателей качества обработки сигнала.

Если при заданном количестве составляющих импульсной функции фильтра не обеспечивается требуемое качество обработки сигналов, то синтез повторяется при большем количестве составляющих импульсной функции фильтра. Для предварительной оценки быстродействия фильтра необходимо исходить из предельных возможностей стационарной частотной фильтрации, что может быть выполнено на основе анализа текущих спектров полезного сигнала и помехи [3].

5.2. Синтез усредняющих КИХ-фильтров

Применение описанного выше метода рассмотрим для синтеза усредняющих КИХ-фильтров, используемых для оценки комплексной амплитуды основной гармоники согласно приведенной на рис. 4 структурной схемы для аналоговой системы-прототипа и для цифровой системы.

Рассмотрим задачу выделения основной гармоники (полезный сигнал) тока и подавления апериодической помехи (аварийный режим) и высших нечетных гармоник (нормальный режим). Описание входного сигнала и КИХ-фильтра приведены в табл. 1. В отличие от приведенного ранее выражения для КИХ-фильтра (1), при синтезе фильтров удобнее использовать параллельное соединение фильтров с импульсными функциями в виде финитной затухающей колебательной составляющей (п. 3 табл. 1).

После операции преобразования спектра входного сигнала при его умножении на опорный сигнал (рис. 4) полезным сигналом является постоянный ($\omega_0 = \omega_1$) или низкочастотный синусоидальный сигнал ($\omega_0 \neq \omega_1$). Анализ качества обработки сигналов может быть произведен за счет использования особенностей частотных характеристик фильтра в координатах комплексной частоты в двух сечениях: $p = j\omega$ и $p = -\gamma + j\omega_0$.

На рис. 5 и рис. 6 приведены АЧХ усредняющего КИХ-фильтра с прямоугольным временным окном (кривая 1) и для четырех синтезируемых фильтров с различными требованиями по качеству обработки сигнала.

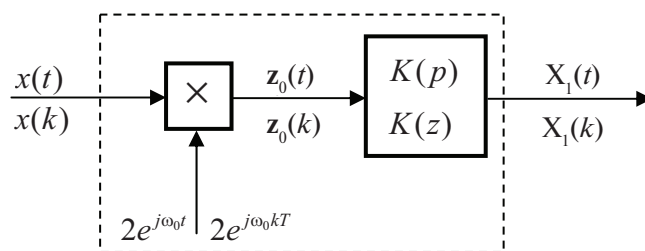


Рис. 4: Структурная схема алгоритма обработки сигналов

№	Наименование	Описание
1	Входной сигнал	аварийный режим: $x(t) = \text{Re}(X_1 e^{j\omega_1 t}) - X_2 e^{-\beta_2 t}$ нормальный режим: $x(t) = \text{Re}(X_1 e^{j\omega_1 t} - \sum_{n=1}^{N-1} X_n e^{j(2n+1)\omega_1 t})$
2	Параметры полезного сигнала и помехи	изменения частоты полезного сигнала $\omega_1 = 2\pi(45 \div 55)$ рад/с, максимальный уровень экспоненциальной помехи $X_2 = X_{m1}$, диапазон изменения коэффициента затухания $\beta_2 = 10 \div 100 \text{ c}^{-1}$
3	Входной сигнал КИХ-фильтра	аварийный режим: $z_0(t) = X_1 e^{j(\omega_0 - \omega_1)t} + X_1 e^{j(\omega_0 + \omega_1)t} - 2X_2 e^{j(-\beta_2 + j\omega_0)t}$ нормальный режим: $z_0(t) = X_1 e^{j(\omega_0 - \omega_1)t} + X_1 e^{j(\omega_0 + \omega_1)t} + \sum_{n=1}^{N-1} X_n e^{j(\omega_0 - (2n+1)\omega_1)t} + \sum_{n=1}^{N-1} X_n e^{j(\omega_0 + (2n+1)\omega_1)t}$
4	КИХ-фильтр	$K(p) = \prod_{m=1}^M K_m(p)$, $g_m(t) = \text{Re}(G_m e^{p_m t} - G_m e^{p_m^*(t-T_m)})$

Табл. 1: Математическое описание входного сигнала и КИХ-фильтра

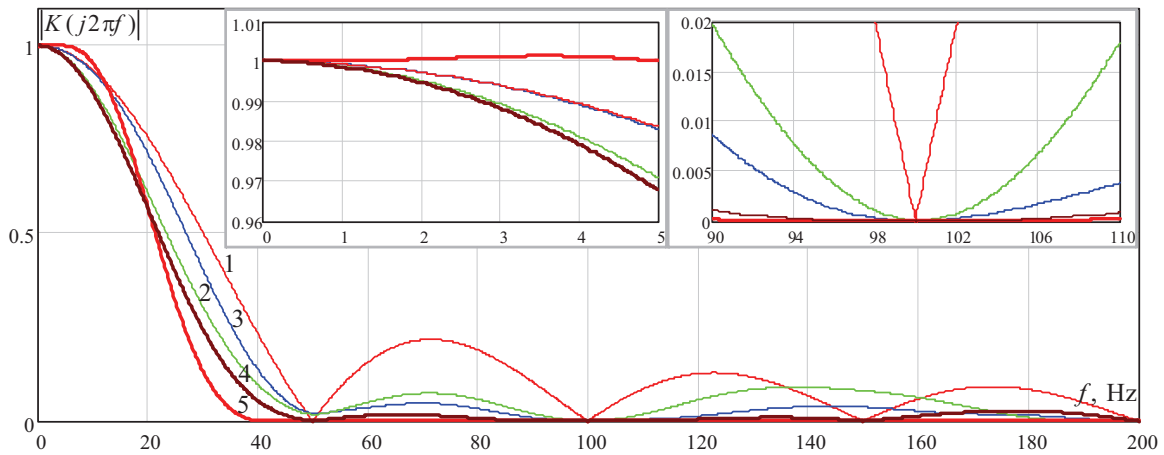


Рис. 5: АЧХ усредняющего КИХ-фильтра в сечении $p = j\omega$

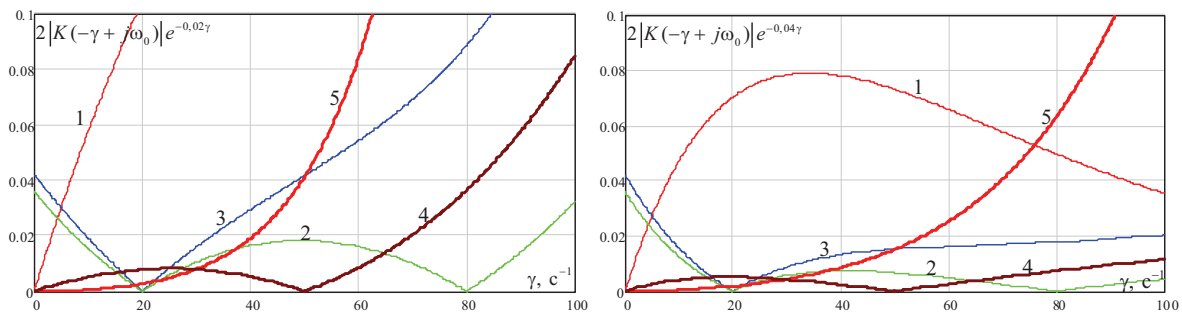


Рис. 6: АЧХ усредняющего КИХ-фильтра в сечении $p = -\gamma + j\omega_0$

В табл. 2 приведены основные характеристики усредняющих КИХ-фильтров. В таблице используются следующие обозначения: $T = \sum_{m=1}^M T_m$ – длительность импульсной функции фильтра, τ_{10} и τ_1 – время подавления экспоненциальной помехи до заданного уровня 10 % или 2 (1, 0,2) % при максимальном уровне помехи и при любом значении коэффициента затухания в диапазоне от 10

до 100 с^{-1} , τ_R – быстродействие фильтра при его использовании для релейной защиты (допустимая погрешность 10%, уровень полезного входного сигнала соответствует 110% от уставки, допустимый уровень перерегулирования 10%), τ_M – быстродействие фильтра при его использовании для измерения параметров режима электрической сети (допустимая погрешность 0,2%, 1% или 2% в зависимости от условий синтеза), ϵ_F – погрешность при девиации частоты $50 \pm 5 \text{ Гц}$.

№	T, с	τ_{10} , с	ϵ_M , %	τ_1 , с	τ_R , с	τ_M , с	ϵ_F , %
1.	0,020	0,034	-	-	0,028	-	12
2.	0,033	0,018	2	0,025	0,026	0,033	4,9
3.	0,053	0,025	2	0,050	0,024	0,053	2,3
4.	0,044	0,019	1	0,042	0,029	0,044	3.3
5.	0,077	0,037	0,2	0,060	0,037	0,077	0,13

Табл. 2: Характеристики КИХ-фильтров

При проектировании фильтров при выполнении условий по качеству обработки сигналов соблюдаются следующие условия: $\tau_R \leq \tau_{10}$, $\tau_M \leq T$. При использовании усредняющего фильтра с прямоугольным временным окном (импульсной функцией) данные условия не соблюдаются. При этом $\tau_R > \tau_{10}$ из-за недопустимого перерегулирования и $\tau_M > T$ вследствие недостаточного подавления экспоненциальной помехи. При $\tau_M > T$ в этом случае ослабление экспоненциальной помехи происходит за счет ее естественного затухания ($\tau_M = 0,034 \text{ с}$ при $\epsilon_M = 5 \%$, $\tau_M = 0,128 \text{ с}$ при $\epsilon_M = 1 \%$, $\tau_M = 0,29 \text{ с}$ при $\epsilon_M = 0,2 \%$).

Предельные возможности стационарных фильтров для решения рассматриваемой задачи ограничены быстродействием порядка 20 мс, что следует из анализа текущих спектров полезного сигнала и помехи [2]. Для получения более высокого быстродействия необходимо использовать адаптивные фильтры, в том числе основанные на использовании полученных решений для стационарных фильтров. При использовании алгоритма обработки сигналов согласно рис. 4 и одного из представленных усредняющих КИХ-фильтров (кривая 4 рис. 5 и п. 4 табл. 4) метрологические характеристики могут быть улучшены до класса точности 0,1 во всем возможном диапазоне изменения частоты в энергосистеме (45÷55 Гц) без использования адаптивных фильтров за счет коррекции результатов измерений на основе предварительного измерения частоты.

Переход от математического описания аналогового фильтра-прототипа к цифровому фильтру производится с помощью одного из следующих известных методов с учетом специфики аналогового КИХ-фильтра [9]. Возможно использование рассматриваемого метода и для непосредственного синтеза цифровых КИХ-фильтров.

6. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассмотренные в докладе математические модели входных сигналов ИЭУ и частотных фильтров в сочетании с применением спектральных представлений сигналов в координатах комплексной частоты существенно упрощают решение задач анализа и синтеза частотных фильтров. Применение предлагаемых автором методов синтеза фильтров и метода синтеза "быстрых" алгоритмов КИХ-фильтров позволяют получить эффективные алгоритмы обработки сигналов современных ИЭУ с использованием технологии векторных измерений.

Разработанные автором алгоритмы обработки сигналов реализованы специалистами ЗАО "Инженерный центр "Энергосервис" в многофункциональном измерительном преобразователе ЭНИП-2 и в опытном образце контроллера присоединения ЭНКП.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Benmouyal G., Schweitzer E.O., Guzman, A. Synchronized phasor measurement in protective relays for protection, control, and analysis of electric power systems // in Proc. Int. Eighth IEE International Conference on Developments in Power System Protection. Amsterdam, Netherlands, 5-8 April 2004. pp. 814–820.
- [2] Ванин В.К., Мокеев А.В. Современные методы обработки сигналов в технике релейной защиты // Труды ЛПИ, вып. 421. Ленинград, 1986. С. 111–123.
- [3] Мокеев А.В. Spectral expansion in coordinates of complex frequency application to analysis and synthesis filters // in Proc. Int. TICSP Workshop Spectral Meth. Multirate Signal Process. (SMMSPP 2007). Moscow. P. 159–167.
- [4] Мокеев А.В. Анализ КИХ-фильтров при входных сигналах конечной длительности // Труды РНТОРЭС им. А.С. Попова. Серия: Цифровая обработка сигналов и ее применение – DSPA-2007”. Москва, РНТОРЭС. Т. 1. С. 43–47.
- [5] Мокеев А.В. Обработка сигналов частотными фильтрами устройств релейной защиты // Научно-технические ведомости СПбГТУ. 2009. № 1. С. 25–30.
- [6] Мокеев А.В. Синтез быстрых алгоритмов КИХ-фильтров, преобразований Фурье и Лапласа // Труды РНТОРЭС им. А.С. Попова. Серия: Цифровая обработка сигналов и ее применение – DSPA-2008. Выпуск: X-1. М.: РНТОРЭС. С. 43–47.
- [7] Мясников В.В. О рекурсивном вычислении свертки изображения и двумерного неразделимого КИХ-фильтра // Компьютерная оптика. Вып. 27. С. 117–122 (2005).
- [8] Айфичер Э.С., Джервис Б.У. Цифровая обработка сигналов: практический подход. М.: Вильямс, 2004.
- [9] Мокеев А.В. Обработка сигналов в интеллектуальных электронных устройствах энергосистем. Том 4. Математическое описание цифровых систем. Архангельск: Изд-во Арханг. гос. техн. ун-та. 2008.

Быстродействующие релейные защиты высоковольтного электрооборудования корпусной конструкции с датчиками электрических и неэлектрических величин

В.И. НАГАЙ, С.В. САПРЫ, А.В. ЛУКОНИН
Южно-Российский государственный технический университет
(Новочеркасский политехнический институт) (ЮРГТУ(НПИ))

Россия
nvi53@mail.ru, nagay@novoch.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Релейная защита, быстродействие, чувствительность, селективность, электрическая дуга, световое излучение, датчики электрических и неэлектрических величин, дуговая защита

Аннотация. Одной из возможных причин повреждений наиболее массовых элементов электрических сетей напряжением 6–10 кВ – комплектных распределительных устройств (КРУ) являются внутренние короткие замыкания (КЗ), сопровождаемые электрической дугой (ЭД). В настоящее время многие КРУ, находящиеся в эксплуатации, не оборудованы быстродействующей защитой от дуговых КЗ или их защита не отвечает современным требованиям. Ограниченная локализационная способность КРУ(Н) при внутренних коротких замыканиях через электрическую дугу (как правило, не превышает 1 с) порождена их же малыми габаритными размерами. В области быстродействующих защит от данного вида повреждений доминируют защиты, использующие принцип контроля светового потока и тока. В качестве оптических датчиков используются фототиристоры, -транзисторы, -диоды, -резисторы или волоконно-оптические линии. Эффективность решения поставленной выше задачи в значительной степени зависит от выбора принципа построения защиты, оптимальный выбор которого целесообразно осуществить на основе классификации информационных признаков аварийного режима дугового КЗ внутри ячеек КРУ.

Актуальность проблемы. В распределительных электрических сетях напряжением 6-10 кВ энергосистем и промышленных предприятий, а также в системах собственных нужд электростанций широкое распространение нашли комплектные распределительные устройства внутренней и наружной установки КРУ(Н), представляющие совокупность электротехнического оборудования корпусной конструкции, поставляемого на рассматриваемые объекты в высокой степени готовности [1]. Наибольшую опасность для надежного функционирования КРУ представляют внутренние повреждения, сопровождаемые появлением сильноточной электрической дуги. При отсутствии быстродействующей защиты или при ее недостаточном техническом совершенстве практически каждое дуговое короткое замыкание (КЗ) сопровождается значительным повреждением ячеек КРУ. Поэтому в настоящее время актуальной задачей является построение быстродействующей дуговой защиты с абсолютной селективностью и коммутационных аппаратов, обеспечивающих локализацию повреждения объемом одного отсека КРУ.

Основные причины повреждений. Основными причинами дуговых КЗ являются [1,2]: попадание влаги через неплотности в конструкциях КРУ и ее конденсация на изоляторах; загрязнение и увлажнение поверхности изоляторов; проникновение в шкафы мелких животных; отказы выключателей при отключениях токов КЗ; большие токи замыкания на землю в сети 6–10 кВ вследствие ее большой

протяженности, а также из-за перехода однофазных замыканий на землю в междуфазные КЗ, когда одна из точек повреждения находится в ячейке; выброс струи раскаленных газов и горящего масла из бака ТН вследствие дугового пробоя изоляции обмоток, пробоя изоляции кабельных воронок вследствие их старения или некачественного ремонта. Проведенные в НИЦ ВВА исследования различных типов ячеек КРУ 6–10 кВ показали, что для избежания значительных повреждений отсеков и шкафов КРУ целесообразно, чтобы время отключения дугового КЗ не превышало 0,15 с [3].

Краткая характеристика электрической дуги. Электрическая дуга — самостоятельный дуговой разряд в газе, характеризующийся большой плотностью тока и низким катодным падением потенциала. Столб такой дуги — наиболее типичный и распространенный образец плотной низкотемпературной равновесной плазмы, поддерживаемой электрическим полем. Форма столба дуги зависит от внешних факторов, определяющих его теплообмен с окружающей средой и одновременно характеризующих способ стабилизации горения. При теоретическом описании цилиндрически-симметричного дугового столба плазма рассматривается как сплошная токопроводящая среда, параметры которой зависят только от радиальной координаты.

Классификация информационных признаков дуговых КЗ. Успешное решение задачи построения защиты ячеек КРУ от дуговых КЗ существенно зависит от выбора принципа их действия и оптимального выбора информационных признаков такого режима (рис.1). Возникновение электрической дуги КЗ сопровождается изменением параметров и характеристик электрической сети, существенным повышением температуры, давления, электропроводимости и теплового (светового) излучения в месте дугового КЗ. Указанные признаки могут лежать в основе способов идентификации электрической дуги, которые можно условно разделить на две группы. К *первой группе* целесообразно отнести способы, основанные на контроле параметров и характеристик электрической сети с дугой: спектрального состава тока или напряжения, модулей и аргументов фазных и симметричных составляющих токов и напряжений, уровней несимметрии токов или напряжений, сопротивлений или вольт-амперных характеристик короткозамкнутой цепи. Недостатком данных способов является то, что контролируемые признаки могут наблюдаться не только при внутренних дуговых КЗ, но и при внешних КЗ, а также в эксплуатационных режимах работы сети, что затрудняет распознавание внутреннего повреждения, т.е. не позволяет выполнить защиту с абсолютной селективностью. Ко *второй группе* можно отнести способы, основанные на контроле параметров электрической дуги и сопутствующих ей явлений: температуры, давления, электрической проводимости окружающей среды (степени ионизации газов), оптических свойств среды, электромагнитного излучения. На работу устройств этой группы практически не оказывают влияние эксплуатационные режимы работы сети.

Анализ информативных признаков, характеризующих дуговое КЗ. Предварительная оценка способов выявления дуговых КЗ, проведенная выше позволила определить наиболее перспективные направления построения дуговых защит. В табл.1 сведены информационные признаки дугового короткого замыкания по следующим критериям: абсолютная селективность, высокое быстродействие, чувствительность, отсутствие «мертвых» зон.

Контроль электрических параметров цепи с дугой. Наиболее простым способом защиты от КЗ, сопровождающихся открытой электрической дугой, является применение защиты минимального напряжения (ЗМН) или максимально-токовой защиты (МТЗ) (строки 1, 2), последняя из которых в настоящее время является основной защитой кабельных и воздушных линий, отходящих от КРУ. Несомненным достоинством такой защиты является простота, высокая элементная надежность и низкая стоимость. Однако ей присущи такие недостатки, как относительная селективность и недостаточно высокое быстродействие из-за необходимости согласования с защитами электроприемников. ЗМН, кроме того, не обеспечивает селективного выявления поврежденной секции при их параллельной работе. Абсолютной селективностью обладают токовые дифференциальные защиты, дифференциально-фазные и токовые направленные защиты (строки 4, 5), не нашедшие широкого применения в сетях данного класса напряжений.



Рис. 1: Информационные признаки дуговых коротких замыканий в КРУ

№ п/п	Информационные признаки/ номер на рис. 1	Условие срабатывания	Абсолютная селективность	Быстродействие	Чувствительность	Отсутствие «мертвой» зоны
1.	Модуль тока / 1	$I_{\Phi} > I_{уст}$	-	+/-	+/-	+
2.	Модуль напряжения / 1	$U_{\Phi\Phi} < U_{уст}$	-	+/-	+	+
3.	Наличие токов / 2	$F = I_{\Pi} \cdot \prod_{i=1}^n \bar{I}_i$	+	+/-	+/-	-
4.	Сумма токов присоединений / 5	$\sum_{i=1}^n I_i > I_{уст}$	+	+	+	-
5.	Аргументы токов / 6	$\varphi_{1уст} < \arg(I_r \cdot \hat{I}_n) < \varphi_{2уст}$	+	+	+	-
6.	Симметричные составляющие токов / 3	$I_{j\Phi} > I_{уст}$	-	+	+/-	+

7.	Симметричные составляющие напряжений / 3	$U_{j\Phi} > U_{УСТ}$	-	+	+/-	+
8.	Модули гармонических составляющих напряжений / 4,7	$ U_{k\Phi\Phi} > U_{kУСТ}$	-	+	+	+
9.	Мощность / 12,7	$S_d > S_{УСТ}, U_{\Phi\Phi} < U_{УСТ}$	-	+	+	+
10.	Аварийные составляющие токов, напряжений / 9	$I_{ав} > I_{УСТ}, U_{ав} > U_{УСТ}$	-	+	+	+
11.	Ортогональные составляющие токов и напряжений / 10	$I_a > I_{УСТ}, I_p < I_{УСТ}$	-	+	-	+
12.	Скорость изменения напряжения / 11	$kdu/dt > U_{УСТ}$	-	+	+	+
13.	Сопротивление / 8	$ z_{кз} < z_{УСТ}$	-	+	+	+
14.	Тепловое (световое) излучение / 13	$W_m > W_{УСТ}, E_\theta > E_{УСТ}$	+	+	+	+
15.	Оптическая проницаемость среды / 14	$E_{окр} > E_{УСТ}$	+	+/-	+/-	+/-
16.	Давление газовой среды / 15	$p_g > p_{УСТ}$	+	+	+/-	+/-
17.	Фазовое соотношение сигналов светового потока и тока / 16	$\Phi_{УСТ1} < (U_2(E) \wedge I_2) < \Phi_{УСТ2}$	+	+	+	+
18.	Электропроводимость окружающей среды / 17	$Y_{ij} < Y_{УСТ}$	+	+	+/-	+/-
19.	Электромагнитное излучение / 18	$E_a > E_{УСТ}, H_m > H_{УСТ}$	+	+	+	+/-
20.	Температура окружающей среды / 19	$T_{окр} > T_{УСТ}$	+/-	-/+	-/+	+/-
21.	Спектральный состав излучений / 20	$E_\lambda > E_{\lambdaУСТ}$	+	+	+	-

Табл. 1

В таблице символом «+» обозначены свойства защиты, удовлетворяющие соответствующему критерию, символом «-» – не удовлетворяющие требованиям, «+/-» или «-/+» – удовлетворяющие им частично. Ряд строк в табл. 1 требует более полного пояснения.

Выполнение “логической защиты шин” (ЛЗШ) секций на основе разрешающей МТЗ вводной ячейки и блокирующих МТЗ ячеек отходящих присоединений (строка 3), упрощает техническую реализацию и позволяет осуществить быстродействующую защиту ячеек КРУ, в зону действия которой входят сборные шины и выключатели. При этом отсеки измерительных трансформаторов тока и кабельной разделки, которые являются одним из наиболее вероятных мест повреждения, не защищаются. Защита отказывает в действии в начальный период КЗ при наличии подпитки от мощных электродвигателей (ЭД). Для исключения отказа защиты необходимо контролировать направление мощности на присоединении с ЭД (строка 5).

Нелинейность вольтамперной характеристики дуги и нестабильность ее сопротивления приводит к изменению формы тока и особенно напряжения сети и связанному с ними возрастанию уровня высокочастотных составляющих [4-9] (строка 8). Способ, основанный на контроле высокочастотных составляющих в напряжении или токе, не позволяет выполнить защиту с абсолютной селективностью и может применяться лишь в совокупности с другими способами контроля. Устройства, контролирующие несимметрию напряжений и искажение их формы, также как устройства, использующие несимметрию токов (строки 6,7) не обладают абсолютной селективностью и зависят как от режимов сети, так и от неравенства длин дуг. Однако они могут использоваться в качестве пусковых или блокирующих органов.

Контроль температуры в ячейке. Подавляющая часть энергии, подводимой к дуговому столбу, превращается в тепловую [4-6]. Изменение температуры в ячейке КРУ при горении дуги определяется

условиями отвода тепла от дуги. При горении в замкнутом объеме теплопередача энергии дуги в окружающую среду изменяется по экспоненте с постоянной времени $\tau \approx 0,01$ с [9] $T = T_0 + (T_1 - T_0)e^{-t/\tau}$, где T_1 – значение температуры воздуха в ячейке перед возникновением дугового КЗ; T_0 – температура дуги. При синусоидальном токе изменение температуры происходит относительно некоторого среднего значения T_{cp} с пульсацией удвоенной частоты сети (строка 17), зависящей от условий охлаждения дугового столба [5,10]. Однако при переходе двухфазных КЗ в трехфазные короткие замыкания вторая гармоническая существенно снижается.

Для измерения температуры применяются контактные и дистанционные методы. К дистанционным относят спектральные и оптические методы [11], применение которых в устройствах защиты нецелесообразно из-за сложности применяемой аппаратуры и необходимости точного расположения датчика температуры по отношению к столбу дуги. Контактные методы определения температуры в определенной точке пространства выполняются с помощью датчиков температуры на основе терморезисторов или оптоволоконных термодатчиков, которые имеют ограниченный диапазон измерения температуры [12] и обладают инерционностью.

Контроль давления в ячейке КРУ. Образование электрической дуги связано с выделением значительного количества энергии, что приводит в замкнутом объеме к повышению давления. Ячейки КРУ, как правило, не герметичны, имеют технологические отверстия, которые ограничивают избыточное давление в отсеках КРУ на уровне 0,02-0,04 МПа [8], вместо 300-500 МПа, как это имеет место в герметичных отсеках [9]. В [13] показано, что клапаны превышения давления, устанавливаемые в ячейки КРУ устойчиво срабатывают при токах более 3,5 кА, что соответствует подключению к трансформатору мощностью 10 МВА.

Контроль плотности заряженных частиц. Ствол дуги представляет собой сильно ионизированный объем газа, проводимость которого велика и приближается к проводимости металлов [6]. В стволе дуги протекают противоположные процессы ионизации и деионизации. В установившемся режиме горения дуги наступает равновесие между вновь образующимися и исчезающими ионизированными частицами. Степень ионизации воздуха вокруг дуги уменьшается по мере удаления от ее столба. Это происходит вследствие поглощения выделяемой энергии холодными слоями воздуха. Исследования показывают, что контролировать плотность заряженных частиц можно только при близких к дуге расстояниях в малогабаритных комплектных устройствах [4, 6, 7].

Контроль мощности теплового излучения. Вследствие высокой температуры электрическая дуга является мощным источником теплового излучения. Испускаемое электрической дугой линейчатое излучение несет в себе информацию практически обо всех параметрах дугового столба, таких как, состав и концентрация нейтральных и заряженных частиц, напряженности электрического и магнитного полей, энергии частиц и их температуры и т.д.

Известно, что мощность излучения единичного объема столба дуги P_i зависит от величины тока КЗ $I_{КЗ}$, на значение которого влияет длина дуги l_d , составляющей 0,4-1,0 м при расстояниях между токоведущими частями КРУ 0,1-0,35 м. В начальный период КЗ длину дуги можно принять равной расстоянию между токоведущими частями. Относительное значение тока КЗ $I_{*КЗ}$ с учетом падения на дуге [14] можно определить как

$$I_{*КЗ} = I_{КЗд}/I_{КЗ} = \frac{k_1[-k_2 r_3 U_{*д} + \sqrt{(k_2 r_3 U_{*д})^2 - 4k_3(x_3^2 + r_3^2)(U_{*д}^2 - 1/k_1^2)}}{2\sqrt{k_3(x_3^2 + r_3^2)}},$$

где k_1, k_2, k_3 – коэффициенты, принимающие значения 1 и $\sqrt{3}$, 4 и 2, 4 и 1 соответственно для двухфазного и трехфазного КЗ; x_3, r_3 – индуктивное и активное сопротивление сети, состоящей из системы, линии и трансформатора; $U_{*д} = U_d/U_{ном}$ – отношение падения напряжения на дуге и номинального междуфазного напряжения электроустановки; $I_{КЗ}$ – ток металлического КЗ.

Анализ последнего соотношения показывает, что при указанных длинах дуг в КРУ напряжением 6-10 кВ уменьшение модулей токов КЗ не превышает (4÷12) %, что позволяет проводить оценочный расчет чувствительности защиты без учета влияния дуги на модуль тока КЗ. Представляя столб дуги равноярким цилиндром, состоящим из n струй радиусом $r_f = 0,16 \cdot 10^{-3}$ м [4], энергетическую силу света I_e по нормали к излучающей поверхности можно определить как $I_e = 12 \cdot 10^{-3} r_f I_{КЗ} l \varepsilon \sigma T_d^4 / \pi$ [Вт/ср], где ε – коэффициент излучения (для абсолютно черного тела $\varepsilon=1$), $\sigma = 5,67032 \cdot 10^{-8}$ [Вт/(м²·К⁴)] – постоянная Стефана-Больцмана, $T_d \approx (4000 \div 5000)$ К – температура на поверхности токопроводящего слоя дуги. Освещенность в месте установки фотодатчика с элементарного столба дуги определяется $E_e = dI_e \cos \beta / l^2$, где β – угол, образованный линией l , соединяющей центр площадок столба дуги и фотодатчика.

Необходимо отметить, что при максимальных значениях β освещенность падает в 2÷6 раз для слабозаполненных оборудованием отсеков, и до 50÷3000 раз в отсеках со значительным заполнением, к которым относятся, например, отсеки высоковольтных выключателей [15]. Коэффициенты ослабления существенным образом уменьшаются до 10÷30, если контроль освещенности осуществляется в нескольких зонах, например, на взаимно-перпендикулярных плоскостях отсеков КРУ. При учете многократных отражений возможно повышение освещенности на (20÷30)% и расширение зоны действия защиты, как показано на рис. 2. При Н-образной схеме компоновки ячеек возможна расстановка оптических датчиков по схеме, представленной на рис. 2 а, на котором пунктирными линиями показаны зоны чувствительности защит без учета «помогающего» эффекта, а сплошными линиями – с его учетом. Таким образом, минимальное число оптических датчиков для шинного моста такого типа равно 6, а для линейного расположения ячеек может быть сокращено до 2-3.

При анализе освещенности в отсеках КРУ необходимо учитывать «затеняющий» эффект, который в наибольшей степени проявляется в отсеке высоковольтного выключателя (рис. 2, б). При установке датчика 1 зона его обзора показана лучами 1, а при учете многократных отражений – лучами 2. Таким образом, исключены «мертвые» зоны (область В). Критическая область А, образованная за счет затенения от выключателя может быть устранена путем установки датчика 2 или учета эффекта многократных отражений при КЗ в области А.

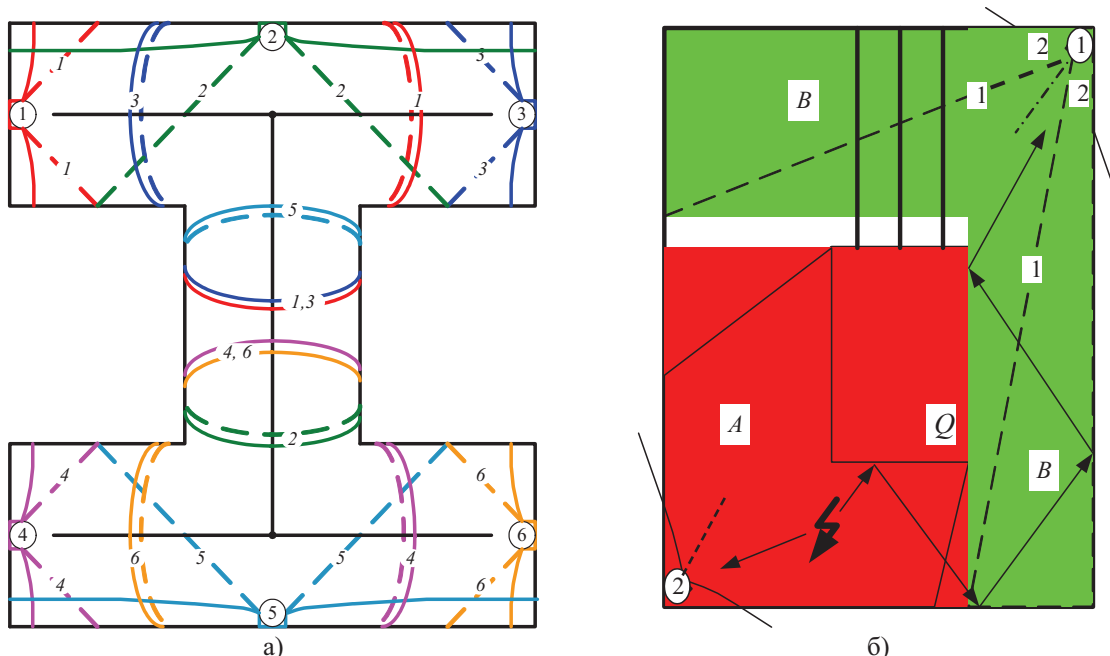


Рис. 2: Зоны действия дуговой защиты с сосредоточенными оптическими датчиками в шинном отсеке (а) и отсеке выключателя (б)

Увеличение линейных размеров столба дуги приводит к переходу двухфазного КЗ в трехфазное КЗ и к появлению еще одного-двух столбов дуги, что также повышает освещенность. Для увеличения чувствительности оптико-электрических дуговых защит возможно размещение оптических датчиков (ОД) в различных плоскостях практически исключая их затенение и использование распределенных ОД, имеющих широкую диаграмму направленности. Таким образом, контроль освещенности (светового потока) от столба электрической дуги позволяет выполнить защиту, отвечающую критериям быстрого действия, абсолютной селективности, высокой чувствительности, не имеющей «мертвых» зон. В этом случае используются датчики неэлектрических величин – оптических датчиков на основе фотоприборов и волоконно-оптических датчиков. Для повышения надежности работы защиты в качестве пусковых (блокирующих) органов могут быть использованы ИО первой группы, использующих электрические датчики информации.

Рассмотренный подход в построении быстродействующих дуговых защит с абсолютной селективностью нашел отражение в разработках ЮРГТУ(НПИ), оптические датчики которых реализованы на приборах с классическим фотоэффектом [16]. Линейка этих защит включает в себя: одноканальные (РДЗ-012МТ, РДЗ-212МТ, РДЗ-015), двухканальные (РДЗ-012МТ2), трехканальные и шестиканальные (РДЗ-017, РДЗ-017М) устройства и централизованно-распределенные системы (РДЗ-018 и РДЗ-018М – до 30 каналов). Широкий ряд данных устройств позволяет учесть различные конструктивные особенности, как самих ячеек, так и их компоновки.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Дорошев К.И. Эксплуатация комплектных распределительных устройств 6–220 кВ. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 336 с.
- [2] Козлов А.С. О причинах и мерах предотвращения пожаров на электростанциях. – Энергетик 1998, № 4. С. 26.
- [3] Зотов А.Я. Защита отсека сборных шин КРУ 6–10 кВ от дугового короткого замыкания с помощью дугоулавливающей шины. – Энергетическое строительство. – 1992, № 8. С. 62–64.
- [4] Брон О.Б., Сушков Л.К. Потоки плазмы в электрической дуге выключающих аппаратов. Л.: Энергия, 1975. – 212 с.
- [5] Буткевич Г.В. Дуговые процессы при коммутации электрических цепей. – М.: Высшая школа, 1967. – 196 с.
- [6] Залесский А.М. Электрическая дуга отключения. М.–Л.: Госэнергоиздат. 1963. – 267 с.
- [7] Дордий А.С., Елисеев И.Н., Проус В.Р., Клишковский С.В., Иванков В.И. Анализ основных характеристик устройств частотно-дуговой защиты. Сб. “Приборостроение”, т. 315, Новочеркасск (НПИ), 1975. С. 91–95.
- [8] Акольцев Ю.А., Бимблат Д.Н., Носов Ю.И., Шлефман И.Л. Испытания КРУ на локализационную способность. – Электрические станции, 1984. №3. С.48–50.
- [9] Долинский Ю.М., Бойко В.П., Серeda Н.Н. Мощность дугового КЗ в закрытых распределительных устройствах. – Известия Вузов “Электромеханика”. – 1990. № 2. С. 102–108.
- [10] Нагай В.И. Релейная защита ответственных подстанций электрических сетей. – Энергоатомиздат, 2002. – 312 с.
- [11] Федченко И.К., Соколовский И.К. Измерение температуры электрической дуги. – Киев: Техника, 1966. – 154 с.
- [12] Зайцев Ю.В., Марченко А.Н., Вашенко И.И. Полупроводниковые резисторы в электротехнике. М.: Энергоатомиздат. – 136 с.
- [13] Кузьмин В.Ф., Турлов Г.В. Сравнение надежности различных серий КРУ и совершенствование их конструкций // Новые комплектные электротехнические устройства. М.: МДНТП им. Ф.Э. Дзержинского. 1990. С. 93–95.
- [14] Нагай В.И. Классификация способов и анализ информационных признаков для выявления дуговых коротких замыканий в электроустановках корпусной конструкции // Изв. вузов. Сев.-Кав. регион. Техн. науки. – 2001. – № 2. – С. 50–54.

- [15] Сарры С.В., Нагай В.И. Исследование составляющих светового поля в комплектных распределительных устройствах при КЗ, сопровождающихся электрической дугой. – Изв. вузов Электромеханика. 2000. № 1. С. 92–95.
- [16] Нагай В.И., Рыбников А.С., Луконин А.В. Оптические дуговые защиты КРУ 6-10 кВ // Новости электротехники. – 2006. – № 2 (38) – С. 93–95.

К 100-летию профессора Александра Дмитриевича Дроздова

В.В. ПЛАТОНОВ, А.С. ЗАСЫПКИН, С.Л. КУЖЕКОВ

**Южно-Российский государственный технический университет
(Новочеркасский политехнический институт)**

Россия

E-mail: goichoi@mail.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

А.Д. Дроздов, дифференциальная защита, магнитные трансформаторные реле, трансформатор тока, переходный режим, погрешность, обеспечение правильной работы.

В сентябре 2009 г. исполняется 100 лет Дроздову Александру Дмитриевичу – доктору технических наук, профессору, заслуженному деятелю науки и техники РФ, основателю Новочеркасской научной школы в области релейной защиты и диагностики электрооборудования.

Вклад А.Д. Дроздова в теорию и технику релейной защиты актуален до настоящего времени и может явиться предметом обсуждения на конференции.

По вопросу об «*идеологии*» построения систем РЗА применительно к настоящему времени (**тема 1**). Элементом концепции может быть сочетание чувствительных, достаточно сложных микропроцессорных устройств с грубыми, но простыми и надежными устройствами там, где это возможно. В частности, магнитные трансформаторные реле переменного тока [1, 2] применяются для защиты электрооборудования энергосистем более 50 лет и демонтаж их не является делом сегодняшнего дня. Более того, реле РНТ-560 и ДЗТ-11 выпускаются до настоящего времени Чебоксарским электроаппаратным заводом, пользуются спросом и находят применение на объектах электроэнергетики.

Возможность выполнения простых и надежных устройств РЗ, обладающих вдобавок высоким быстродействием и чувствительностью, расширяется, если *концептуально* признать устройства релейной защиты в качестве средств технического диагностирования.

По ГОСТ 20911-89 «Техническая диагностика. Термины и определения» одной из основных характеристик объекта технического диагностирования (Unit under test) является его контролепригодность (controllability), которая должна обеспечиваться со стадии разработки объекта. Встроенное средство технического диагностирования (Built-in-test equipment), являющееся составной частью объекта, может успешно использоваться для выполнения функций релейной защиты.

Идея встраивания в объект для целей релейной защиты специальных первичных измерительных преобразователей была предложена и реализована А.Д. Дроздовым задолго до появления первого ГОСТ по технической диагностике.

Для релейной защиты первых отечественных электровозов переменного тока им было предложено встраивать в силовую цепь электровоза насыщающиеся трансформаторы тока (НТТ), устанавливая их на имеющихся проходных изоляторах. В защите от КЗ цепи низкого напряжения электровоза, показанной на рис. 1 [3], НТТ 1...НТТ N устанавливались на изоляторах выводов многоступенчатой обмотки низшего напряжения трансформатора. Кроме этих НТТ, в состав защиты входят два суммирующих промежуточных трансформатора тока ПТТ 1, ПТТ 2 и два электромагнитных реле Т, действующих на отключение главного выключателя ГВ. Параметры защиты рассчитаны таким образом, что чувствительность защиты мало зависит от вида КЗ.

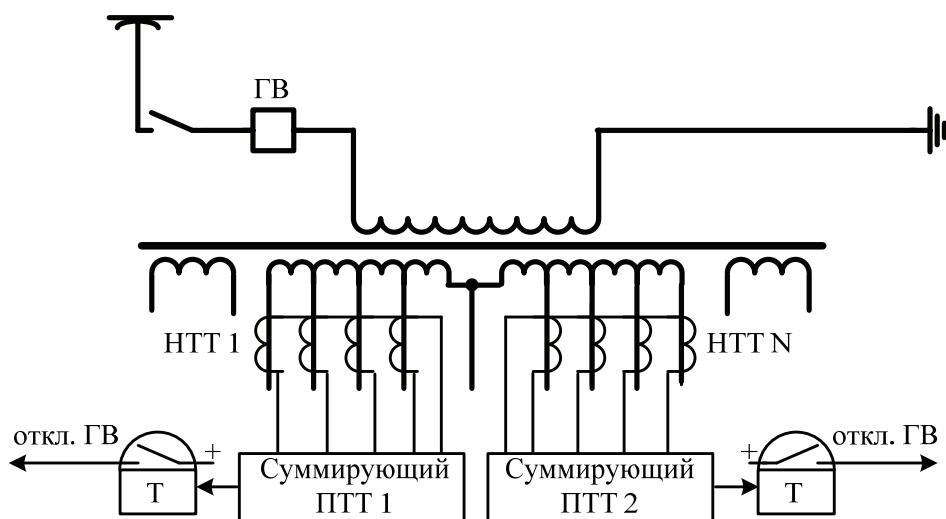


Рис. 1: Релейная защита цепи низкого напряжения электровоза переменного тока Н60

Для защиты от витковых замыканий в автотрансформаторной обмотке (АТ) и от КЗ в переключающем устройстве ПУ электровоза с высоковольтным регулированием использовались насыщающиеся трансформаторы тока НТТ 1 и НТТ 2, встраиваемые в соответствии со схемой рис.2 и образующие вместе с электромагнитным реле Т фазочувствительную схему [4]. В релейной дифференциальной защите силовой цепи электровоза переменного тока с выпрямителями использовались встроенные насыщающиеся трансформаторы тока и дроссели, подмагничиваемые постоянным током нагрузки [4, 5].

Разработка, монтаж, промышленные испытания перечисленных и других устройств релейной защиты выполнялись при тесном сотрудничестве с Новочеркасским научно-исследовательским институтом электровозостроения и Новочеркасским электровозостроительным заводом.

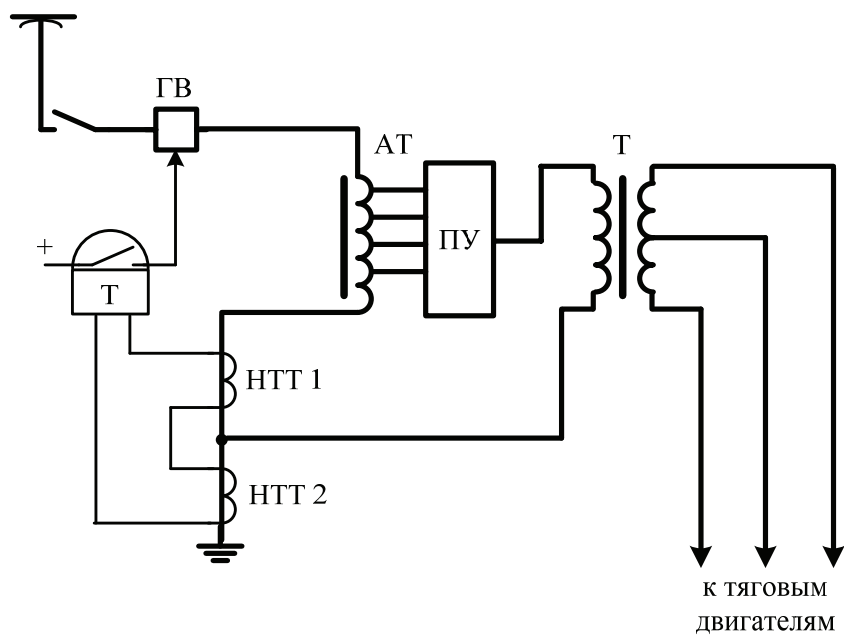


Рис. 2: Релейная защита АТ от витковых КЗ

Впоследствии эта идея А.Д. Дроздова, нашедшая отражение в ГОСТ по технической диагностике, претворилась в жизнь его учениками совместно с государственными предприятиями и организациями.

Так, например, совместно с Запорожским трансформаторным заводом была разработана и реализована релейная защита трехфазного силового трансформатора с встроенными трансформаторами тока ТТ 1 и ТТ2 (рис. 3). Для этого потребовалось выполнить отдельно два нулевых вывода первичной обмотки с вводом в середину [6]. Разность токов этих ТТ является прямым диагностическим параметром (Test parameter) симметрии обмоток относительно вводов. Этот параметр может использоваться как для контроля деформации и смещения обмоток, так и для выполнения сверхбыстродействующей (3–5 мс) защиты от внутренних КЗ в любой обмотке с использованием одного импульсного реле РИ.

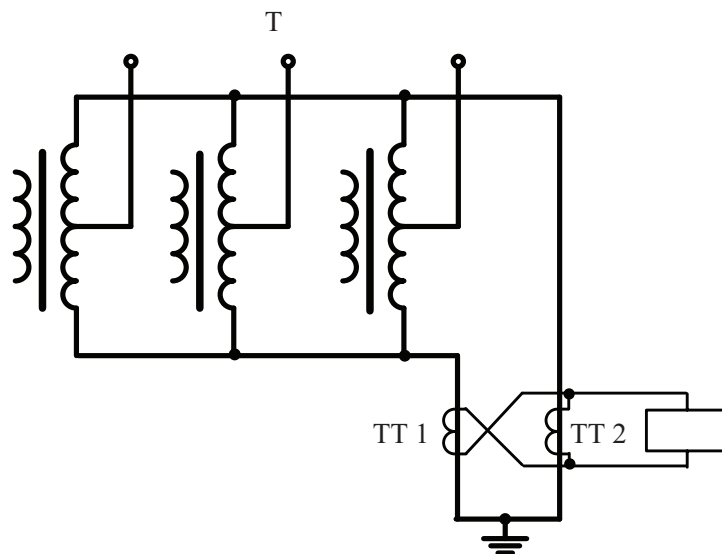


Рис. 3: Релейная защита силового трансформатора с встроенными трансформаторами тока

Другой пример показан на рис. 4. Встроенные в вводы переменного тока мощной высоковольтной выпрямительной установки ВУ трансформаторы тока ТТ с низкой остаточной индукцией (типа ТРУ) могут использоваться как для диагностирования повреждений отдельных диодов ВУ, так и для сверхбыстродействующей (3–5 мс) релейной защиты от пробоя плеча ВУ [7].

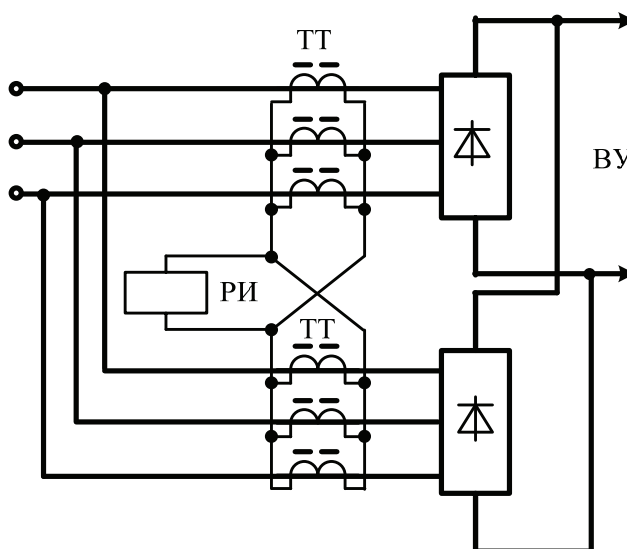


Рис. 4: Релейная защита мощной выпрямительной установки с встроенными трансформаторами тока

Выполняется реле РИ на полупроводниковых элементах. Можно требовать его выполнения на микропроцессорной базе «по идеологическим соображениям», но тогда это же требование нужно предъявить и к газовому реле защиты трансформатора, что явно нерационально.

По вопросу о расчётах и выборе параметров настройки устройств релейной защиты (**тема 2**) на любой элементной базе. Главным является правильное представление и использование результатов исследования переходных процессов в объектах защиты и первичных измерительных преобразователях. В частности, исследования бросков намагничивающего тока (БНТ) трансформаторов и авто-трансформаторов, доведенные до инженерных методик и приведенные в [1, 8], позволяют выбрать расчётные режимы коммутации, к которым критичны реле защиты на любом принципе и на любой элементной базе. Актуальность этих исследований подтверждается хотя бы сравнением кривых тока включения в книге А.Д. Дроздова 1965 года [1] с рис. 3.7 в книге 2008 года – «Переходные процессы в электроэнергетических системах: учебник для вузов / И.П. Крючков и др. Издательский дом МЭИ». Показанные на этом рисунке зависимость магнитного потока от тока намагничивания и зависимость тока намагничивания от времени принципиально неверны для силовых трансформаторов, что может дезориентировать молодых релейщиков при изучении способов распознавания и отстройки от БНТ. До настоящего времени актуальными для релейной защиты остаются исследования сложных режимов, возникающих, например, при наложении БНТ на внутреннее развивающееся КЗ в трансформаторе, при наложении БНТ питающего трансформатора на режиме пробоя плеча ВУ и др.

А.Д. Дроздовым был внесен значительный вклад в расчеты допустимых нагрузок и переходных процессов в трансформаторах тока (ТТ). Благодаря плодотворной идее максимально простого описания процессов с сохранением необходимой точности расчетов, был предложен метод расчета допустимых нагрузок на ТТ по базисным параметрам [9], который в настоящее время используется в расчетах, например, в Рекомендациях фирмы «ABB – Автоматизация» по расчету параметров срабатывания микропроцессорных дифференциальных защит. Была также показана допустимость неучета частных циклов перемагничивания в расчетах максимальных погрешностей ТТ [10], причем указанные расчеты в большинстве случаев допустимо производить с использованием простейших видов аппроксимации характеристик намагничивания ТТ: идеальной прямоугольной (ПХН) – для расчета интегральных значений вторичного тока и угловой погрешности ТТ; «спрямленной» (СХН) – для расчета зависимости мгновенных значений вторичного тока ТТ от времени [10].

Достоинством простейших видов аппроксимации характеристик намагничивания является возможность расчета с приемлемой для практики точностью продолжительности участков достаточно точной трансформации трансформаторов тока. Наличие таких участков позволяет обеспечивать правильную работу устройств релейной защиты при полной погрешности ТТ в переходном режиме, достигающей 80% и более. В настоящее время работа дифференциальных защит на участках достаточно точной трансформации ТТ широко используется в микропроцессорных устройствах релейной защиты.

Было установлено также, что в переходном режиме КЗ после первого момента насыщения ТТ при активном характере нагрузки последующие моменты насыщения определяются амперсекундным интегралом меньшей из полуволн первичного тока [11]. Если нагрузка на ТТ выбрана по условию 10%-ной погрешности, то указанные моменты насыщения не зависят от сопротивления вторичной цепи, а определяются только относительным содержанием аperiodической составляющей в первичном токе ТТ. Погрешности ТТ получаются наибольшими при максимальном содержании аperiodической составляющей, т. е. если приведенный первичный ток описывается выражением

$$i'_1 = I'_{m1} \left[\exp\left(-\frac{t}{T_a}\right) - \cos\omega t \right].$$

В указанном выражении I'_{m1} – амплитуда приведенного первичного тока; T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей в первичном токе ТТ.

При прямоугольной характеристике намагничивания система уравнений ТТ имеет вид:

$$\left. \begin{aligned} \omega t_{01}^n &= \omega t_B^n, \\ \omega T_a \exp\left(-\frac{t_{01}^n}{T_a}\right) + \sin \omega t_{01}^n &= \omega T_a \exp\left(-\frac{t_S^{n+1}}{T_a}\right) + \sin \omega t_S^{n+1}, \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

где $t_{01}^n, t_B^n, t_S^{n+1}$ – моменты перехода через нулевое значение первичного тока в конце положительной полуволны n -го периода КЗ, выхода из насыщения ТТ в n -й период и насыщения ТТ в $(n+1)$ -й период КЗ.

Выражения (1) показывают, что в этом случае погрешности ТТ (при отсутствии насыщения от меньшей из полуволн тока) определяются моментами перехода первичного тока через нулевое значение. Это обстоятельство существенно упрощает расчеты переходных процессов, так как по постоянной времени T_a могут быть определены все моменты насыщения ТТ в переходном режиме, кроме первого t_S^1 . Указанные моменты не зависят от комплексного параметра режима работы ТТ, что дало возможность построить универсальные характеристики ТТ с ПХН при активном и активно-индуктивном характере нагрузки [12].

А. Д. Дроздов уделял большое внимание вопросу корректного выбора режимов работы и параметров схем для испытания устройств продольных дифференциальных защит. Известно, что уставки срабатывания указанных защит во многом определяются броском намагничивающего тока силового трансформатора (БНТ) и токами небаланса при КЗ вне зоны действия. С целью испытаний разрабатываемых устройств дифференциальных защит были созданы специальные испытательные установки, моделирующие четыре режима БНТ:

- однополярный БНТ;
- бросок периодического тока;
- однополярный БНТ, вызвавший насыщение ТТ;
- однополярный БНТ, с поглощенной ТТ апериодической составляющей.

Дальнейшие исследования показали, что процессы при насыщении ТТ и силового трансформатора во многом сходственны. Это позволило разделить токи небаланса, могущие вызвать неправильные действия дифференциальных защит, на два вида:

1-й вид характерен для дифференциальной защиты с двумя одиночными ТТ, включенными на разность токов или с группами ТТ по схеме звезда-звезда. При этом в одной из фаз апериодическая составляющая максимальна (i_{amax}), а в двух других фазах (для схемы звезда-звезда) составляет $-0,5 i_{amax}$. Среднее значение тока небаланса близко к нулю (коэффициент смещения тока меньше 0,2), что может привести к неправильным действиям реле, использующих торможение апериодической составляющей тока в дифференциальной цепи. Указанный ток близок по форме к однополярному БНТ силового трансформатора, вызвавшему насыщение ТТ;

2-й вид характерен для дифференциальной защиты со схемой соединения ТТ звезда-треугольник, неполная звезда – треугольник. В этом режиме апериодические составляющие в двух фазах (на стороне, где ТТ соединены в звезду) равны по модулю, но противоположны по знаку. В третьей фазе апериодическая составляющая отсутствует. По форме указанный небаланс напоминает бросок периодического тока силового трансформатора, но в отличие от броска периодического тока он имеет непродолжительные бестоковые паузы, что может привести к неправильным действиям многих дифференциальных защит, в том числе, использующих времяимпульсный принцип. Эти положения позволили построить обобщенные на основе теории подобия кривые токов небаланса дифференциальных защит.

Следует заметить, что до настоящего времени вопрос нормирования режимов испытаний устройств дифференциальной защиты не потерял актуальности и требует своего разрешения.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Дроздов А.Д. Электрические цепи с ферромагнитными сердечниками в релейной защите. — М.: Энергия, 1965. 240 с.
- [2] Дроздов А.Д., Платонов В.В. Реле дифференциальных защит элементов энергосистем. — М.: Энергия, 1968. 110 с.
- [3] Дроздов А.Д., Нечитайлов В.В., Копылов В.И. Применение нелинейных цепей со сталью для релейной защиты электровозов переменного тока. «Известия вузов — «Электромеханика», 1962, № 1.
- [4] Дроздов А.Д., Засыпкин А.С. Защита электровозов переменного тока от коротких замыканий. «Электровозостроение», Сб. науч. трудов, Том 3. —Новочеркасск, 1963.
- [5] Засыпкин А.С. Релейная дифференциальная защита электровозов переменного тока. «Известия вузов — «Электромеханика», 1962, № 10.
- [6] Засыпкин А.С. Релейная защита трансформаторов. —М.: Энергоатомиздат, 1989. 240 с.
- [7] Диагностика, реконструкция и эксплуатация воздушных линий электропередачи в гололёдных районах / И.И. Левченко, А.С. Засыпкин, А.А. Аллилуев, Е.И. Сацук. — М.: Издательский дом МЭИ, 2007. 448 с.
- [8] Дроздов А.Д., Засыпкин А.С., Кужеков С.Л., Платонов В.В., Подгорный Э.В. Электрические цепи с ферромагнитными элементами в релейной защите / Под редакцией В.В. Платонова. —М.: Энергоатомиздат, 1986. 256 с.
- [9] Дроздов А.Д., Логанчук Л.М. Выбор допустимой нагрузки на трансформаторы тока по обобщенным кривым. — Изв. вузов. Электромеханика, 1969, № 9, с. 1025-1030.
- [10] Подгорный Э.В., Хлебников С.Д. Моделирование и расчёты переходных режимов в цепях релейной защиты / Под ред. А.Д. Дроздова. — М.: Энергия, 1974, 206 с.
- [11] Дроздов А.Д., Кужеков С.Л. Исследование формы вторичного тока защитных трансформаторов тока в переходных и установившихся режимах. — Электричество, 1971, № 4, с. 27-32.
- [12] Универсальные характеристики трансформаторов тока в переходном режиме короткого замыкания / Кужеков С.Л., Иванков Ю.И. и др. — Электричество, 1975, № 2, с. 9-14.

Автоматика ограничения перегрузки линий

СЕЛЕЗНЕВА Н.А.
ОАО «Институт «Энергосетьпроект»
Россия
selezneva_n@oaoesp.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Противоаварийная автоматика, воздушные и кабельные линии 110–220 кВ, термическая перегрузка, автоматическое ограничение перегрузки линии, противоаварийное управление.

1. ВВЕДЕНИЕ

В распределительной сети 110–220 кВ Московской энергосистемы нередко возникают перегрузки воздушных и кабельных линий 110–220 кВ. При отключениях элементов сети нагрузка потребителей ложится на оставшееся в работе оборудование. В новой конфигурации сети перетоки мощности могут распределиться так, что ток по линии превысит длительно допустимый в 2 и более раза.

В Москве и области ситуация осложняется тем, что нагрузка потребителей значительна и возрастает с каждым годом. Темпы застройки новых районов и строительства крупных объектов в старых районах велики, а сеть не рассчитана на их подключение. Распределительная сеть 110 кВ обширна и развита, но требуется производить повсеместный переход на напряжение 220 кВ. Срок службы эксплуатируемого оборудования значительно превышает допустимый (некоторые ВЛ 110 кВ сооружены более 70 лет назад). Сетевая реконструкция и новое строительство, развернувшиеся в 2006 году, не успевают покрывать растущую потребность сетей в увеличении их пропускной способности.

Если при возникновении перегрузки линию отключить, то нагрузка потребителей ляжет на шунтирующие связи, вызывая, в свою очередь, их перегрузку. Это может привести к каскадному развитию аварии. Необходимо проводить противоаварийные мероприятия по разгрузке линий. В связи с этим в конце 2007 г. Московская объединенная электросетевая компания (МОЭСК) заказала Институту «Энергосетьпроект» разработать автоматику ограничения перегрузки линий (далее АОПЛ) и выполнить ряд работ по конкретным транзитам 110 кВ, на которых наблюдались перегрузки.

Используемые ранее устройства ограничения перегрузки линий имели токовый реагирующий орган и осуществляли противоаварийное управление в зависимости от величины токовой перегрузки. Условия нагрева и охлаждения линии не учитывались в виду сложности определения тепловых параметров. Устройство, разработанное Институтом, позволяет определить термическую перегрузку линий и сделать работу автоматики более точной.

В течение 2008 г. ОАО «Институт «Энергосетьпроект» разработал алгоритм устройства АОПЛ и выполнил проекты по противоаварийной автоматике (ПА) для шести сетевых районов МОЭСК. Принятые решения оказались разнообразными и зачастую непростыми, что позволяет поделиться накопленным опытом.

2. ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

При возникновении аварий в сети требуется определить термическую перегрузку линии, т.е. превышение текущей температурой провода длительно допустимого значения — 70°C для ВЛ и 85°C для

КЛ. Текущую температуру провода можно определять непосредственно, используя высоковольтные датчики температуры. Однако они только начали внедряться в эксплуатацию и не имеют широкого распространения. Предлагается определять температуру провода расчётным способом.

Нагрев провода происходит под действием протекания тока и от солнечной радиации. Охлаждение же осуществляется за счет конвекции (влияния ветра) и лучеиспускания. Из указанных величин складывается тепловой баланс провода. Наибольшее влияние на температуру провода оказывает ветер; солнце увеличивает его нагрев лишь на несколько градусов (если только провод не обесточен).

При увеличении температуры провода сверх допустимой происходит снижение его механической прочности (а следовательно, «срока жизни») и увеличение его длины (а следовательно, стрелы провеса провода). Однако снижение прочности не очень велико; основную опасность представляет увеличение стрелы провеса провода, а значит, возможность перекрытия и возникновения КЗ на линии. При увеличении температуры кабеля его тепловое расширение не представляет опасности; нежелательным является старение изоляции, что в дальнейшем может привести к пробое. В кабельно-воздушных линиях кабельные вставки обычно не ограничивают пропускной способности.

Для достоверного определения термической перегрузки линии желательнее учесть следующие факторы:

- фактическую температуру провода (кабеля),
- температуру окружающего воздуха (для КЛ не обязательно),
- величину тока на наиболее нагруженном участке (если линия с отпайкой или состоит из участков разного сечения, кабелей разных марок),
- интенсивность солнечного излучения,
- скорость ветра и его направление,
- состояние поверхности провода (чистый/грязный, шершавый/гладкий).

Трасса линии протяжённая и непрямолинейная. Линия может иметь несколько опасных участков (пересечение с железной дорогой или другой ЛЭП, участок с плохим охлаждением), каждый из которых контролировать невозможно. Климатическими условиями (ветер, солнце) следует задаться. При разработке устройства следует принять, что солнечное излучение велико, а ветра нет – тогда условия охлаждения провода будут наихудшие.

Практически в устройстве АОПЛ необходимо использовать следующую информацию:

- ток линии на наиболее нагруженном участке,
- температуру окружающего воздуха,
- тепловые характеристики линии: постоянную времени нагрева провода, длительно допустимый ток.

Тепловые характеристики провода не являются константами; они изменяются динамически. Однако их можно рассчитать, ориентируясь на наиболее неблагоприятный случай. «Энергосетьпроект» разработал математический аппарат расчёта этих величин.

Нагрев провода происходит постепенно, экспоненциально. Постоянная времени нагрева провода T , с, определяется по формуле [1]:

$$T = \frac{m \cdot C}{\alpha_k + \alpha_l},$$

где m – масса одного метра провода, кг/м; C – теплоёмкость одного метра провода, (Вт · с)/(кг · °С); α_k – коэффициент теплоотдачи конвекцией, Вт/(м · °С); α_l – коэффициент теплоотдачи лучеиспусканием, Вт/(м · °С).

Используемые в формуле величины также поддаются расчёту.

Длительно допустимый ток – такое значение тока, при протекании которого установившаяся температура провода/кабеля равна длительно допустимой. Этот ток нормируется [2]. Для проводов ВЛ допустимое значение тока даётся в зависимости от температуры воздуха. Для кабелей задаётся допустимая длительность перегрузки в зависимости от её величины.

Москва, 7–10 сентября 2009 г.

Табличное значение допустимого тока не следует использовать как уставку устройства АОПЛ – оно не учитывает реальных условий нагрева и охлаждения провода. Имея измерение текущей температуры воздуха, следует определить длительно допустимый ток I_d , А, расчётным способом:

$$I_d = \frac{(\alpha_k + \alpha_l) \cdot (\theta_d - \theta_v) - P_p}{R_n},$$

где θ_d – длительно допустимая температура провода, °С; θ_v – температура воздуха, °С; P_p – мощность солнечной радиации, Вт/м; R_n – сопротивление одного метра провода при длительно допустимой температуре, Ом/м.

Эта формула получается из баланса мощностей, нагревающих и охлаждающих провод.

Определённая таким образом величина I_d используется в устройстве АОПЛ как «динамическая» уставка срабатывания. Это позволяет зафиксировать возникновение перегрузки линии по условию:

$$I > I_d,$$

где I – ток наиболее нагруженного участка, А.

Устройство АОПЛ в этот момент формирует предупредительный сигнал, который необходимо передать персоналу подстанции (если он есть) или диспетчеру.

Возникшую перегрузку следует ликвидировать. Устройство АОПЛ должно осуществить управляющие воздействия по разгрузке линии. Ими могут быть:

- ввод резервных мощностей (для Москвы, как правило, мобильных ГТЭС),
- временное ограничение теплофикационных отборов пара на ТЭЦ,
- включение отключённых сетевых объектов (к примеру, секционных или шиносоединительных выключателей),
- включение устройств компенсации реактивной мощности (зимой они обычно уже включены),
- секционирование сети или изменение её конфигурации за счёт одностороннего отключения (авто)трансформаторов и линий (зачастую является предпочтительным),
- ограничение мощности станций за счёт длительной разгрузки или отключения генераторов,
- отключение нагрузки потребителей (связано с наибольшим ущербом, однако предусмотрено в договоре на электроснабжение потребителей).

Выбор управляющих воздействий в зависимости от степени токовой перегрузки не производится, т.к. увеличение тока сверх допустимого не всегда сопровождается перегревом провода. Для точного действия устройство АОПЛ должно рассчитывать текущую температуру провода и сравнивать её с длительно допустимой.

Текущая температура провода θ_n , °С, определяется решением дифференциального уравнения первого порядка:

$$\theta_n = \theta_{нач} + (\theta_{уст} - \theta_{нач}) \cdot (1 - e^{-t/T}),$$

где $\theta_{нач}$ – начальная температура провода, °С; $\theta_{уст}$ – установившаяся температура провода, °С; t – время, прошедшее с начала переходного процесса, с.

Алгоритм расчёта постоянной времени нагрева уже указан. Установившаяся температура провода определяется расчётом по величине протекающего тока с учётом климатических условий и условий нагрева/ охлаждения провода. За начальную температуру можно принять усреднённое значение установившейся температуры за предшествующий период.

Срабатывание устройства будет происходить по условиям:

$$\theta_n \geq \theta_d - \text{срабатывание на сигнал,}$$

$\theta_n \geq K_i \theta_d$ – срабатывание i -той ступени на реализацию управляющих воздействий. Здесь K – множитель для данной ступени фиксации перегрузки.

Устройство АОПЛ не определяет требуемый объём управляющих воздействий до их осуществления; оно действует итерационно. Это вызвано тем, что для дозировки воздействий требуется слишком большой объём информации, включая конфигурацию прилегающей сети. Это также значительно усложнит логику устройства и снизит его надёжность.

Однако устройство АОПЛ должно оценивать эффективность разгрузки, т.е. вовремя прекращать дальнейшее срабатывание. Нагрев и остывание провода – процесс инерционный, поэтому по температуре провода судить о ликвидации перегрузки нельзя. Следует использовать условие

$$I \leq 0,95 \cdot I_d$$

Принимается, что ограничение тока до допустимого сопровождается снижением температуры провода до безопасного значения. Небольшой запас позволяет избежать повторного срабатывания устройства без необходимости. После снятия перегрузки устройство АОПЛ формирует сигнал, передаваемый персоналу или диспетчеру. По их усмотрению осуществляется возврат к первоначальной схеме сети. Обратное включение потребителей по разрешению диспетчера можно осуществить автоматически. Устройство АОПЛ контролирует, до какого момента очереди нагрузки можно включать обратно, и повторного возникновения перегрузки линии произойти не должно.

Таковы основные принципы работы устройства АОПЛ.

В соответствии со всем вышесказанным можно привести упрощённую функциональную схему устройства АОПЛ (рисунок 1).

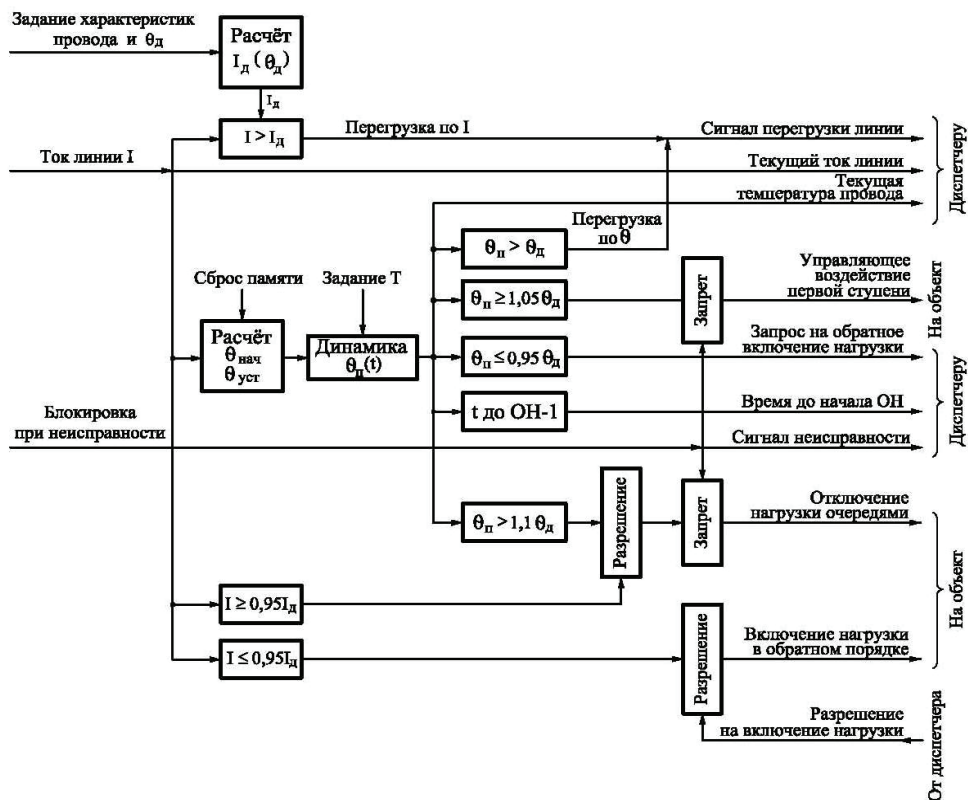


Рис. 1: Функциональная схема устройства АОПЛ

Необходимо было организовать работу устройств АОПЛ в сети 110 кВ МОЭСК. Притом, что выявительный орган, изображённый на рисунке 1, закладывался в каждое устройство, схема АОПЛ дорабатывалась в зависимости от конфигурации сети.

Устройства АОПЛ на всех схемах отмечены красным цветом. Аббревиатуры означают следующее:

- АОПЛ – устройство автоматического ограничения перегрузки линии (определяет перегрузку ВЛ/ КЛ и выдаёт управляющие воздействия),
- САОН – специальная автоматика отключения нагрузки (принимает команды на отключение/ обратное включение нагрузки от АОПЛ и формирует очереди отключения),
- ОН – терминалы управления группой фидеров (обеспечивают отключение/обратное включение фидеров нагрузки по командам АОПЛ/ САОН),
- ФОЛ – устройство фиксации отключения линии (формирует сигнал о состоянии линии),
- ДТ – датчик тока (обеспечивает измерение тока линии в цифровом виде),
- АВР – устройство автоматического ввода резерва (автоматического включения выключателя ШСМВ 110 кВ),
- АРЛ – устройство автоматической разгрузки линии (в систему АОПЛ не входит).

1) ВЛ 110 кВ Очаково – Одинцово с отпайками на ПС Мамоново I и II питает свой район в основном за счёт мощности, поступающей от ПС Очаково (рис. 2). При отключении одной цепи ВЛ вторая цепь перегружается. Следует ограничить поступление мощности с питающего конца, используя в качестве противоаварийного управления одностороннее отключение автотрансформатора 220/110 кВ на ПС Очаково. После этого нагрузка ПС Одинцово и Мамоново ложится на противоположный, нагрузочный, конец транзита; новых перегрузок не возникает. В устройстве АОПЛ используется измерение тока ВЛ со стороны ПС Очаково, т.е. на головном участке. Само устройство установлено на ПС Очаково.

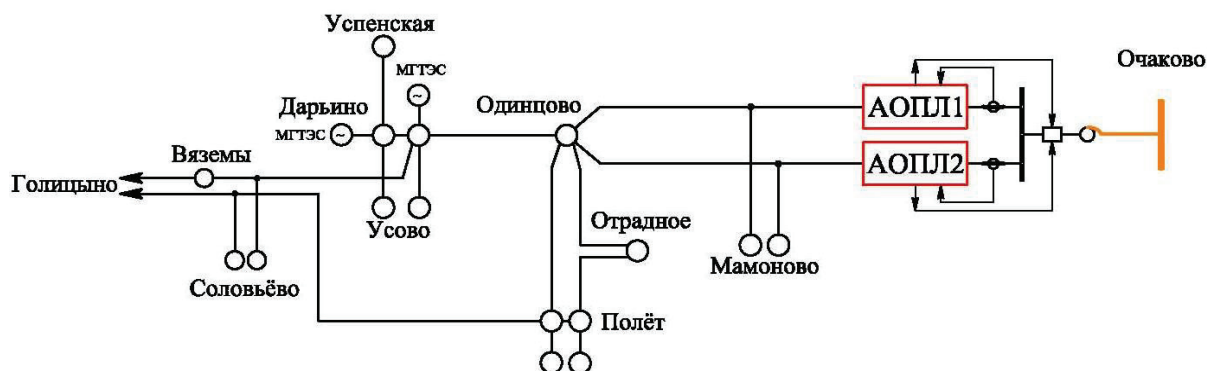


Рис. 2: АОПЛ района ПС Очаково

2) ВЛ 110 кВ Семёновская – Вернадская I и II получает питание со стороны ПС Семёновская от прилегающей к ней ТЭЦ-20 (рис. 3). Со стороны ПС Вернадская она питается от прилегающей ПС Очаково, но в меньшей мере. Этот конец можно назвать нагрузочным. При возникновении перегрузок используется одностороннее отключение трансформатора 220/110 кВ ТЭЦ-20, питающего транзит. Переток со стороны ТЭЦ-20 ограничивается, но приходится также отключать нагрузку на нагрузочном конце – на ПС Вернадская. Устройства АОПЛ установлены на ПС Вернадская; замер тока производится там же, т.к. отпаяк на линии нет.

3) Транзит 110 кВ Некрасовка – Красково с отпайками на ПС Чистая и Томилино получает основное питание со стороны ПС Красково (рис. 4). Подпитка со стороны ПС Некрасовка имеется, но она заметно снижается при ремонтах сети в этом районе. При отключении одной из цепей защищаемой ВЛ вторая цепь перегружается, особенно на головном участке. Для ликвидации перегрузки осуществляется одностороннее отключение одной из ВЛ 110 кВ, отходящих от ПС Некрасовка, если это не приведёт к погашению прилегающей подстанции (что возможно в ремонтных схемах). Также производится отключение нагрузки в районе ПС Некрасовка. Нагрузочный конец ВЛ разгружается. Устройства АОПЛ установлены на ПС Некрасовка; замер тока защищаемой ВЛ производится у шин ПС Красково.

4) ПС 220/110 кВ Красногорская питает свой район в основном за счёт мощности, поступающей из сети 220 кВ (рис. 5). Два понижающих трансформатора 220/110 кВ работают отдельно. При отключении одного из трансформаторов нагрузка подстанций, питавшихся от него, ложится на сеть

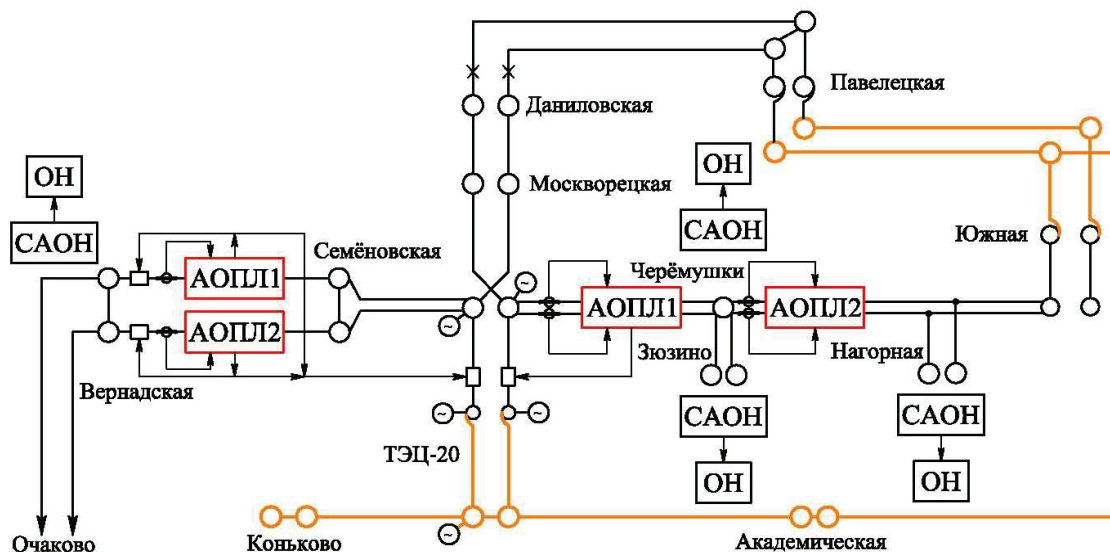


Рис. 3: АОПЛ районов ПС Семёновская и Черёмушки

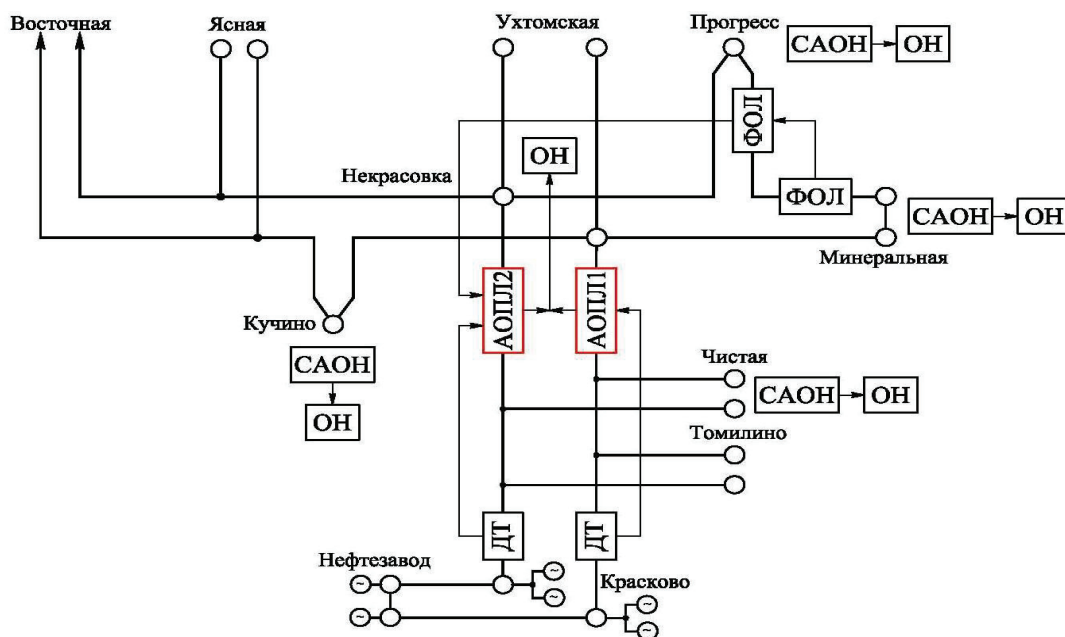


Рис. 4: АОПЛ района ПС Некрасовка

110 кВ. Возникает перегрузка транзита 110 кВ Герцево – отпадка на ПС Трикотажная – Павшино – Красногорская. Перегрузка наиболее велика на головном участке – у шин ПС Герцево. Там и измеряется ток. В качестве противоаварийного управления используется включение шиносоединительного выключателя 110 кВ на ПС Красногорская. Питание ПС Павшино и части нагрузки ПС Красногорская ложится на второй трансформатор и более равномерно загружает сеть 110 кВ. Перегрузка снимается. Функция АОПЛ закладывается в устройство АВР шиносоединительного выключателя ПС Красногорская.

5) Двухцепный транзит 110 кВ ТЭЦ-20 – Черёмушки – отпадка на ПС Нагорная – Южная имеет двухстороннее питание от ТЭЦ-20 и сети 220 кВ ПС Южная (рис. 3). Возможны аварийные режимы, когда один конец транзита будет полностью обесточен (погашение системы шин на ПС Южная или

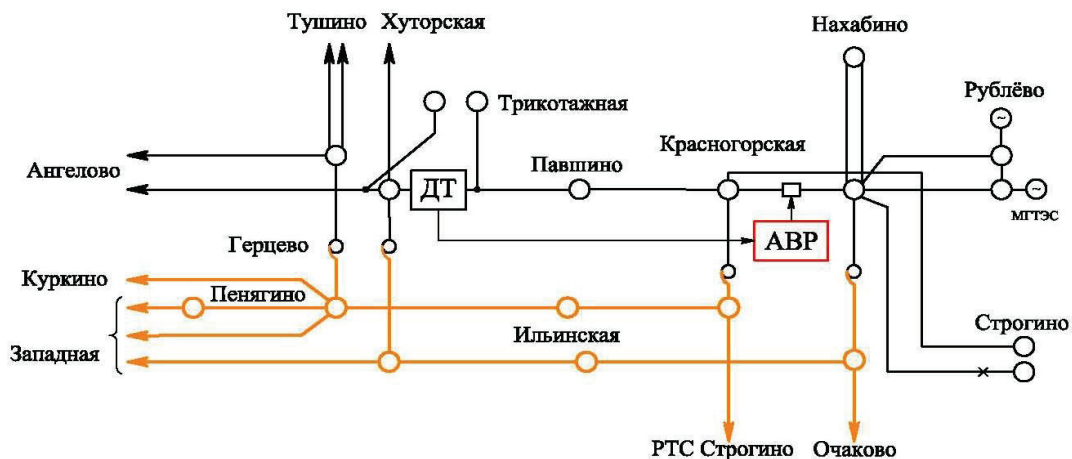


Рис. 5: АОПЛ района ПС Красногорская

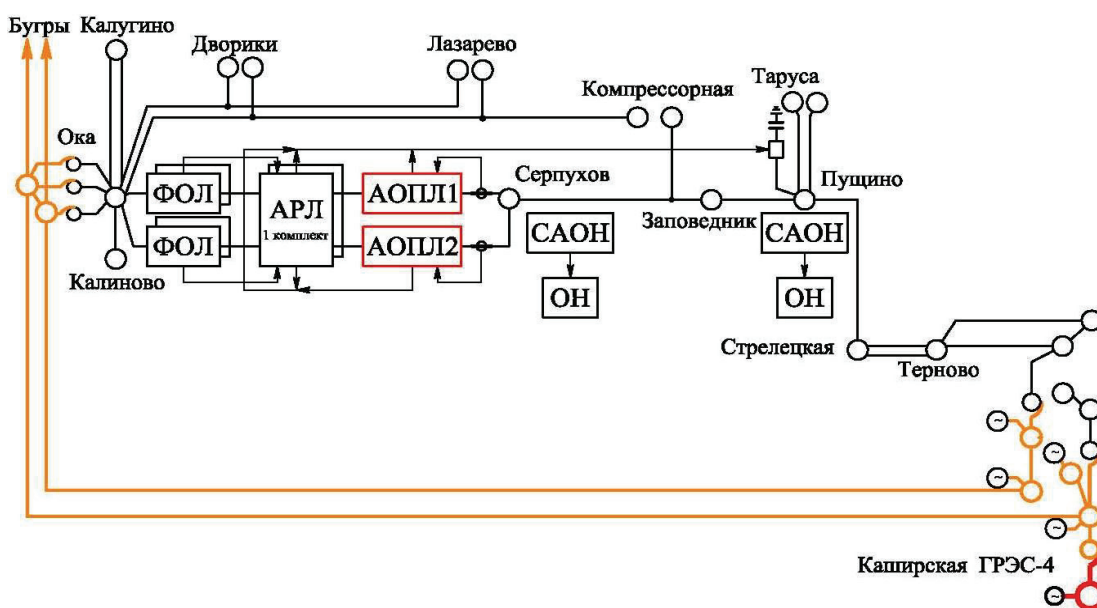


Рис. 6: АОПЛ района ПС Серпухов

ТЭЦ-20), а одна из цепей линии с противоположной стороны транзита выведена в ремонт. В результате район ПС Черёмушки будет питаться по одной линии вместо четырёх; эта линия перегрузится. На ПС Черёмушки устанавливаются два устройства АОПЛ для защиты двух «плеч» транзита. Устройство АОПЛ, защищающее КЛ 110 кВ ТЭЦ-20 – Черёмушки I и II, при срабатывании первой ступени производит одностороннее отключение питающего автотрансформатора 220/110 кВ на ТЭЦ-20. Т.к. линия кабельная, температуру воздуха учитывать не надо. Общим противоаварийным управлением для обоих устройств АОПЛ является отключение нагрузки в районе ПС Черёмушки.

6) Двухцепная ВЛ 110 кВ Ока – Серпухов является головным участком транзита, соединяющего ПС 220/110 кВ Ока с Каширской ГРЭС (рис. 6). При ремонте одной цепи указанной линии и аварийных отключениях на противоположном конце транзита вторая цепь ВЛ перегрузится. В качестве противоаварийного управления используется включение батарей статических конденсаторов и отключение нагрузки на транзите. Устройства АОПЛ устанавливаются на ПС Серпухов.

7) ПС Клязьма является узлом, в котором соединяются три транзита 110 кВ: Трубино – отпайка на ПС Речная – Клязьма, Уча – Роса – Пушкино – Клязьма, Новые Подлипки – Тополь – отпайка на ПС Подлипки – Клязьма (рис. 7). При одновременном отключении двух питающих концов на-

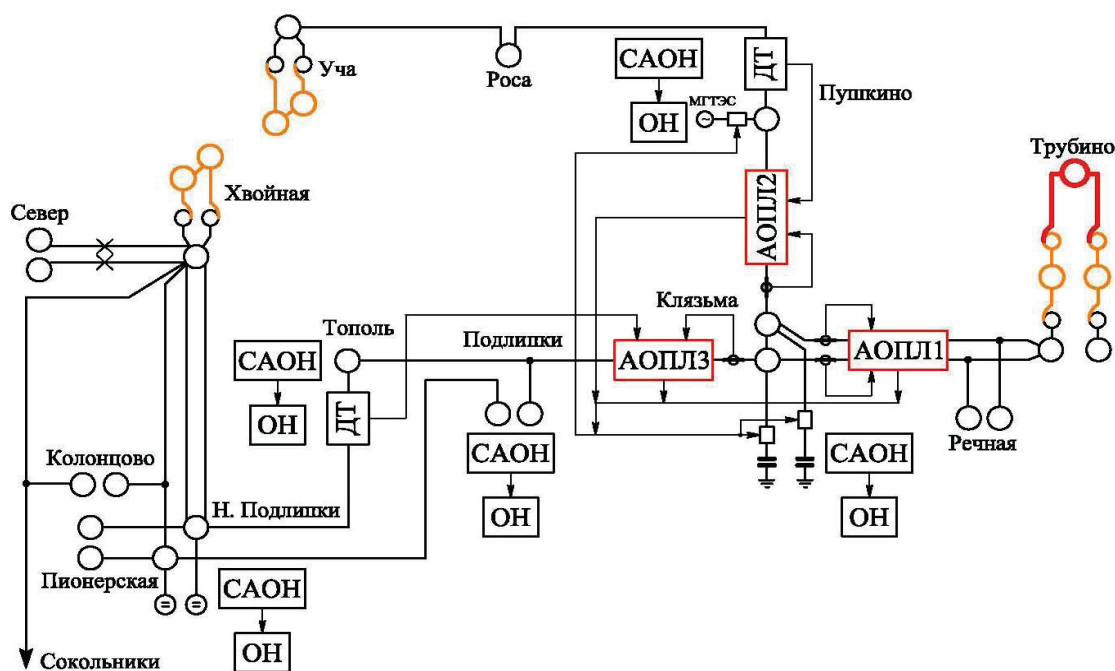


Рис. 7: АОПЛ района ПС Клязьма

грузка района ляжет на третий транзит. Из-за этого в разных режимах перегрузки могут возникнуть практически на всех линиях района. Наблюдаются реверсы мощности. Предложено установить на ПС Клязьма три устройства АОПЛ для защиты линий в трёх направлениях. Устройства определяют направление перетока по «своему» транзиту, выбирают наиболее перегруженную ВЛ и осуществляют противоаварийное управление. В качестве последнего используется включение БСК на ПС Клязьма (вспомогательная мера) и выдача сигнала на включение мобильной ГТЭС на ПС Пушкино. Это мероприятие позволяет снять практически все перегрузки. Но поскольку включение МГТЭС производится вручную и персоналу ПС требуется около 15 минут для вывода генераторов на синхронную работу, устройства АОПЛ также отключают нагрузку в районе ПС Клязьма.

3. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проекты по АОПЛ, выполненные Институтом «Энергосетьпроект» согласованы МОЭСК и региональным диспетчерским управлением Москвы и Московской области. На основании этих работ ОАО «Энера Инжиниринг» разрабатывает рабочую документацию. Монтаж и ввод устройств АОПЛ в эксплуатацию запланирован в ближайшие годы.

Для всех транзитов институтом «Энергосетьпроект» была сделана корректировка схем ПА на перспективу 2015 года. Оказалось, что реконструкция сетевых районов и замена проводов и кабелей на новые с большей пропускной способностью, касающаяся нескольких из рассмотренных транзитов, является наилучшей мерой во избежание перегрузок линий.

Несмотря на кажущуюся простоту работы, устройство АОПЛ требует установки и других устройств ПА (реагирующих и исполнительных); система ПА охватывает несколько объектов и требует стыковки с существующими и проектируемыми устройствами ПА в рассматриваемом районе сети. Необходимо обеспечить взаимодействие системы с диспетчером. Задача повышения надёжности электроснабжения не должна всецело возлагаться на противо-аварийную автоматику. Первичные мероприятия – совершенствование и реконструкция самой электрической сети.

Москва, 7–10 сентября 2009 г.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Т.Е. Петрова, Е.П. Фигурнов. Защита от перегрузки по току проводов воздушных линий электропередачи. *Электричество*, 1991, № 8.
- [2] Справочник по проектированию электрических сетей под редакцией Д.Л. Файбисовича – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2005.
- [3] В.В. Бургсдорф, Л.Г. Никитина. Определение допустимых токов нагрузки воздушных линий электропередачи по нагреву их проводов. *Электричество*, 1989, № 11.

Введение в информационный анализ серийных терминалов АВВ

И.С. СОЛОНИНА
ООО «АББ Автоматизация»
Россия
E-mail: irina.solonina@ru.abb.com

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Информационный анализ, многомерная релейная защита, информационное совершенство, имитационное моделирование, объектная характеристика, распознавание защиты.

1. ВВЕДЕНИЕ

ООО «АББ Автоматизация» обладает 15-летним опытом применения на российском рынке микропроцессорных релейных защит (РЗ) собственного и европейского производства для различных уровней напряжений. Параллельно с внедрением микропроцессорных защит проводились теоретические исследования в рамках теории многомерной релейной защиты. Понятие о многомерной релейной защите и изложение элементов теории неоднократно звучало в докладах на конференциях СИГРЭ разных лет [1-4].

Многомерная релейная защита [6] ориентирована на микропроцессорную элементную базу, обладающую способностью собирать информацию, поступившую в разное время и из разных участков контролируемого объекта. Проблема сложности алгоритмов распознавания аварийных ситуаций в современной микропроцессорной технике практически снята, однако обострился интерес к информационным свойствам релейной защиты.

Видится целесообразным рассмотрение теории многомерной РЗ применительно к реальным изделиям массового производства, которые в настоящее время нашли широкое применение в энергетике всех стран мира, в том числе в России.

Целью данной работы является рассмотрение теории многомерной релейной защиты в практических применениях, что предполагает проведение информационного анализа серийных терминалов релейной защиты среднего напряжения, производимых международным концерном АВВ в России и в Европе. Ранее такого рода анализ проводился только в теоретических исследованиях и для новых разработок.

Для практического анализа выбраны терминалы различных поколений. (Условно обозначим их как А и В, где А – самая ранняя разработка, В – самая новая разработка.)

2. ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Информационный анализ представляет собой инструмент исследования распознающей способности РЗ [2]. Сравнение распознающей способности защит с распознаваемостью контролируемой ими ситуации покажет, насколько они информационно совершенны и стоит ли искать пути их совершенствования по данному показателю.

В данной работе проводится исследование максимальной токовой защиты (МТЗ) как основной функции для терминалов РЗА 6-10-35 кВ всех производителей. Ставится также задача исследования чувствительности данной защиты по отношению к переходному сопротивлению. Эта задача решается с помощью имитационного моделирования, использования испытательного устройства РЕТОМ, моделирования короткого замыкания (КЗ) в разных местах линии.

В результате определяется объектная характеристика срабатывания $R_f(x_f)$ – зависимость переходного сопротивления R_f в точке КЗ от координаты x_f места КЗ с минимизацией R_f по нормальным параметрам модели. Объектная характеристика анализируемого устройства оценивает степень его информационного совершенства.

2.1. Максимальная токовая защита (МТЗ)

Максимальная токовая защита отличает режим короткого замыкания от рабочего режима по значению тока (реагирует на увеличение тока сверх определенного значения), проходящего в защищаемом объекте, а селективность защиты обеспечивается выбором времени ее срабатывания. Максимальная токовая защита получила широкое распространение в сетях 6-10-35 кВ [5].

В исследуемом терминале серии А имеется ненаправленная/направленная максимальная токовая защита (МТЗ), работающая по схеме рис. 1.

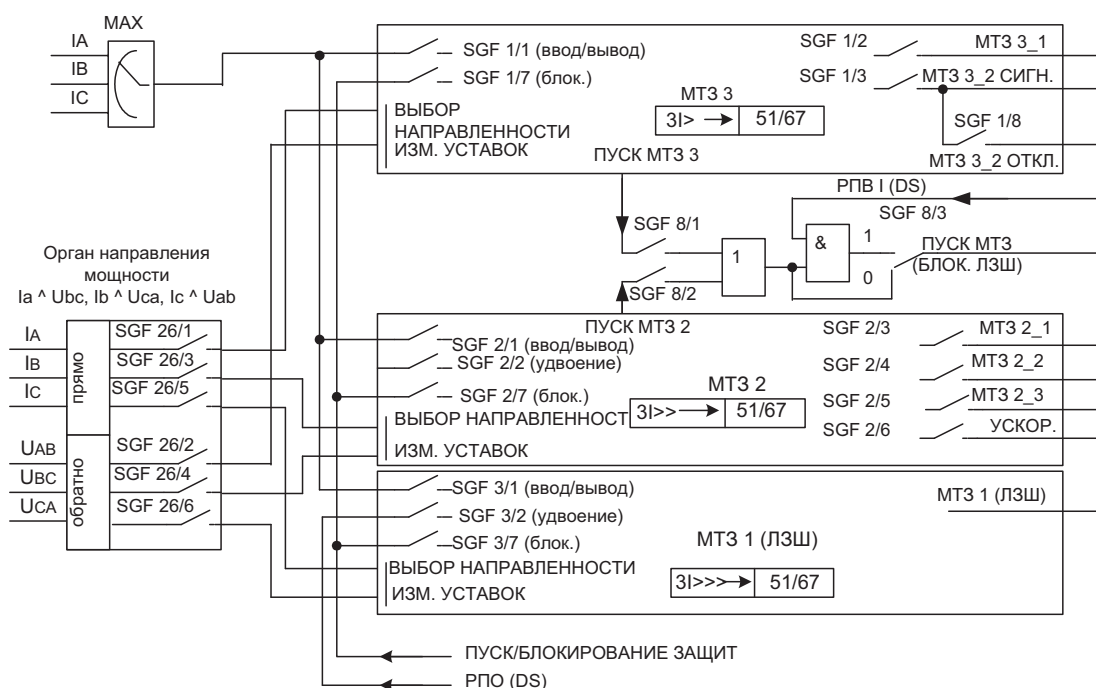


Рис. 1: Структурная схема ненаправленной/направленной максимальной токовой защиты (МТЗ) в терминале серии А

2.2. Имитационное моделирование

В качестве объекта исследования в данной работе выбрана воздушная линия электропередачи с изолированной нейтралью напряжением 35 кВ (рис. 2).

Трансформаторы тока, к которым подключены токовые измерительные органы МТЗ, установлены в начале защищаемой линии, т.е. вблизи шин передающей системы.

Для данного объекта построена имитационная RL-модель объекта (ИМО) в базе симметричных составляющих.

Построенная ИМО позволяет определить значения фазных токов I_f и напряжений U_f как входных параметров для исследуемой защиты МТЗ.

Исходными величинами для расчета значений токов и напряжений в ИМО будут являться следующие параметры системы, численные значения которых приведены в табл. 1.

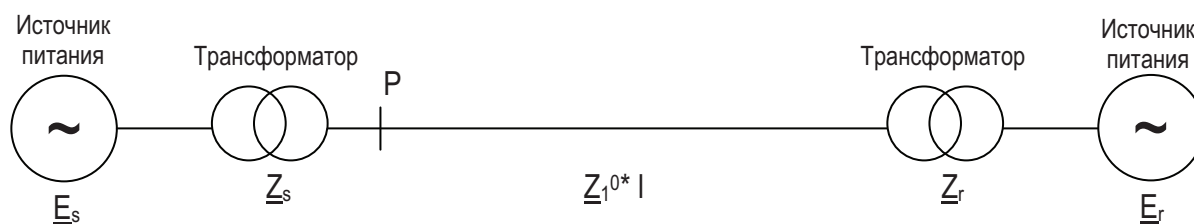


Рис. 2: Воздушная линия 35кВ

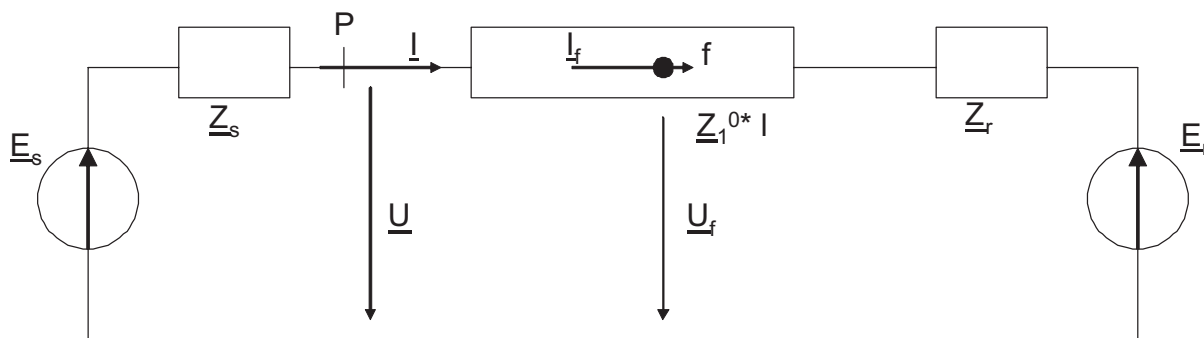


Рис. 3: Имитационная модель поврежденной воздушной линии

- f – точка/место короткого замыкания (КЗ);
- E_s – ЭДС передающей системы, В;
- E_r – ЭДС принимающей системы, В;
- Z_1^0 – удельное сопротивление линии, Ом/км ;
- l – длина линии, км;
- $Z_1^{0*} l$ – сопротивление линии, Ом ;
- Z_s – сопротивление передающей системы (система, прилегающая к месту наблюдения), Ом;
- Z_r – сопротивление принимающей системы, Ом;
- x_f – место короткого замыкания (КЗ), км;
- R_f – переходное сопротивление в месте КЗ, Ом.

Расчеты выполняются в именованных единицах. Все величины приводятся к ступени напряжения 35кВ.

Постоянные параметры					
E_s , В	E_r , В	Z_1^0 , Ом/км	Z_s , Ом	Z_r , Ом	l , км
20207,26	1000	$0,350 + j * 0,380$	$1 + j * 10$	$40 + j * 300$	20
Варьируемые параметры					
x_f , км	R_f , Ом				
$0,01 \dots l$	$0,1 \dots 100$				

Табл. 1: Численные значения параметров ИМО

2.3. Испытания

Моделировались междуфазные КЗ для различных участков линии относительно места установки устройства РЗ ($x_f = [0,1 * l \dots l]$ км) и для различных переходных сопротивлений замыкания ($R_f =$

[0,01 ... 100] Ом). Полученное множество значений фазных токов и напряжений составило базу для проведения последующих испытаний МТЗ в устройстве АВВ.

Эксперимент с устройством РЗА серии А проводился при помощи испытательного устройства РЕТОМ. Для всех комбинаций фазных токов и напряжений фиксируется факт срабатывания или несрабатывания МТЗ, а также время срабатывания. Полученные результаты отображены на координатной плоскости в виде объектной характеристики $R_f(x_f)$.

2.4. Результаты испытаний

В результате испытаний МТЗ в составе устройства А получена объектная характеристика защиты – $R_f(x_f)$, которая дает представление о чувствительности устройства РЗА к аварийному параметру.

Сравнение распознающей способности защит с распознаваемостью контролируемой ими ситуации показывает, насколько защиты информационно совершенны, и стоит ли искать пути их совершенствования по данному показателю.

Физическим пределом информационного совершенства явится распознаваемость аварийной ситуации как одного из множества состояний защищаемого объекта.

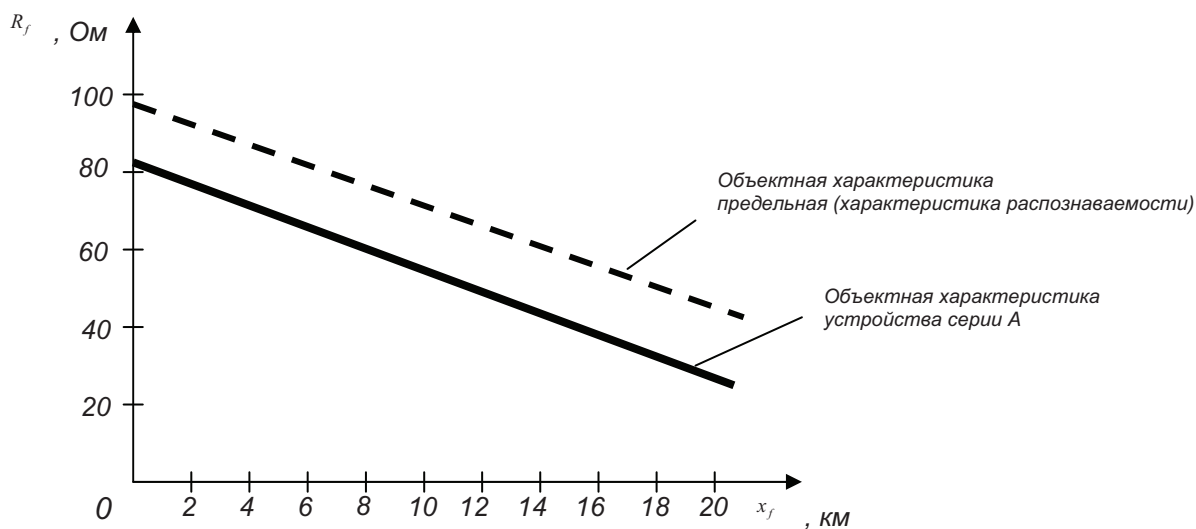


Рис. 4: Объектная характеристика для исследуемой ВЛ-35кВ

На основании полученных результатов имеется возможность определить уставки защиты для устройства серии А. Рассчитанные уставки могут быть применены для проверки рекомендуемых производителем уставок, либо для выдачи рекомендаций по выбору уставок.

Анализ времени срабатывания защит, зафиксированного при испытаниях устройства конкретной серии в ходе информационного анализа, также позволяет определять степень совершенства устройства РЗА, а также сравнивать устройства разных серий между собой по данному параметру.

Посредством определения его чувствительности при гарантированной селективности производится оценка эффективности серийно выпускаемого терминала РЗА. Обязательным итогом данной оценки должна стать разработка рекомендаций производителя по повышению эффективности имеющегося терминала на конкретном объекте.

В процедурах информационного анализа особую роль играют представления об отслеживаемых (α -режимы) и альтернативных (β -режимы) режимах. Для нашего объекта все опыты короткого замыкания нагрузки являются α -режимами (те, на которые призвана реагировать релейная защита). К β -режимам (срабатывание защиты категорически возбраняется) относятся нагрузочные режимы и КЗ вне зоны действия модуля защиты. При установке, к примеру, нескольких устройств РЗА для длинных линий могут быть рассчитаны β -режимы, к которым для рассматриваемого устройства РЗА будут отнесены все места КЗ в зонах действия других устройств РЗА.

3. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Процедуре информационного анализа может быть подвергнута релейная защита любого производителя. Результаты информационного анализа обеспечат следующие практические возможности:

1. На базе полученных результатов может быть определен дополнительный критерий выбора производителя РЗА.

2. Создается инструментарий для оценки информационного совершенства устройства РЗА (полнота использования информации об объекте, близость к пределу распознаваемости аварийной ситуации при имеющейся информационной базе, время срабатывания).

3. В зависимости от полученной степени информационного совершенства защиты устройства РЗА будут предложены пути ее совершенствования. Например, введен критерий надежности защит серии устройств в зависимости от даты их внедрения/производства.

4. На базе полученных результатов производитель РЗА увидит направления повышения эффективности выпускаемых изделий.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Liamets Y., Ivanov S., Podchivaline A., Nudelman G., Zakonjšek J. Informational analysis – new relay protection tool. – Proc. 13th Int. Conf. Power System Protection, Slovenia, Bled, 2002, P. 197-210.
- [2] Liamets Y., Efimov T., Nudelman G., Zakonjšek J. The principle of relay protection information perfection. – CIGRE SCS 34 Colloquium, Romania, Sibiu, 2001, Paper 112.
- [3] Liamets Y., Pavlov A., Ivanov S., Nudelman G. Virtual relays: theory and application to distance protection. – CIGRE SC B5 Colloquium, Australia, Sydney, 2003, Paper 308.
- [4] Liamets Y., Ivanov S., Chevelev A., Eremeev D., Nudelman G., Zakonjšek J. Algorithmic models and virtual relays in distance protection implementation. – 8th IEE Int. Conf. Developments in power system protection, Netherlands, Amsterdam, 2004, Vol. 2, P. 441-444.
- [5] Основы современной энергетики: учебник для вузов: в 2 т. / Под общей редакцией чл.-корр. РАН Е.В. Аметистова. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008. Том 2. Современная электроэнергетика / Под ред. профессоров А.П. Бурмана и В.А. Строева. – 632 с., ил.
- [6] Лямец Ю.Я., Нудельман Г.С. Об информационной теории релейной защиты. – Релейщик, 2009, № 2, с. 36.

Автоматическая классификация однофазных дуговых коротких замыканий с использованием ВЕБ-технологий, выполняемая на базе систематического анализа информации об аварийных

JENS HAUSCHILD, Vattenfall Europe, Германия

LUC PHILIPPOT, NetCeler, Франция, lphilippot@netceler.com

GUENTHER FLEISCHER, Siemens AG, Германия

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Однофазное отключение, автоматическое повторное включение (АПВ), вторичная дуга, автоматическая классификация дуговых замыканий, статистика времен горения дуги, оптимизация времени бестоковой паузы АПВ

1. ВВЕДЕНИЕ

Короткие замыкания на линиях электропередач сверхвысокого напряжения могут вызывать две основные проблемы. Во-первых, замыкания дают нагрузку на оборудование, такое как кабели, изоляторы и генераторы. Во-вторых, короткие замыкания также могут вызывать серьезные отключения нагрузки из-за потери устойчивости генерирующей энергосистемы. Второй случай необходимо рассматривать очень серьезно, при этом обычно используется целый ряд мер противодействия. В частности, современные системы релейной защиты проектируются с целью уменьшить время отключения повреждения, и они имеют возможность отключать одну фазу линии, а устройства автоматического повторного включения (АПВ) [2] используются для того, чтобы попытаться как можно быстрее вернуть линию в работу.

При неуспешном АПВ диспетчеры центра управления должны за несколько минут принять решение, включать ли линию повторно или нет. Повторное включение целесообразно, если короткое замыкание имело дуговой, самоликвидирующийся характер, и поэтому обычно АПВ выполняется слишком быстро. Но промежуток времени для проведения какого-либо анализа последовательности событий вручную слишком мал. В статье идет речь о том, как эту задачу можно автоматизировать путем автоматического анализа данных регистраторов аварийных событий, интегрированных в реле защиты. Автоматический анализ событий, базирующийся на анализе переходных процессов [7,9], имеет несколько других вариантов применения, включая определение места повреждения (ОМП), анализ повреждения для составления отчета и мониторинг оборудования (например, выключателя).

2. ОДНОФАЗНОЕ ОТКЛЮЧЕНИЕ И АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПОВТОРНОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ

В VE-T (транзитной системе Vattenfall в Европе) для воздушных линий электропередачи общими являются однофазные КЗ на землю, вызванные ударом молнии и имеющие неустойчивый характер. Рассмотрим развитие такого замыкания на двухконцевой линии электропередачи (рис. 1).

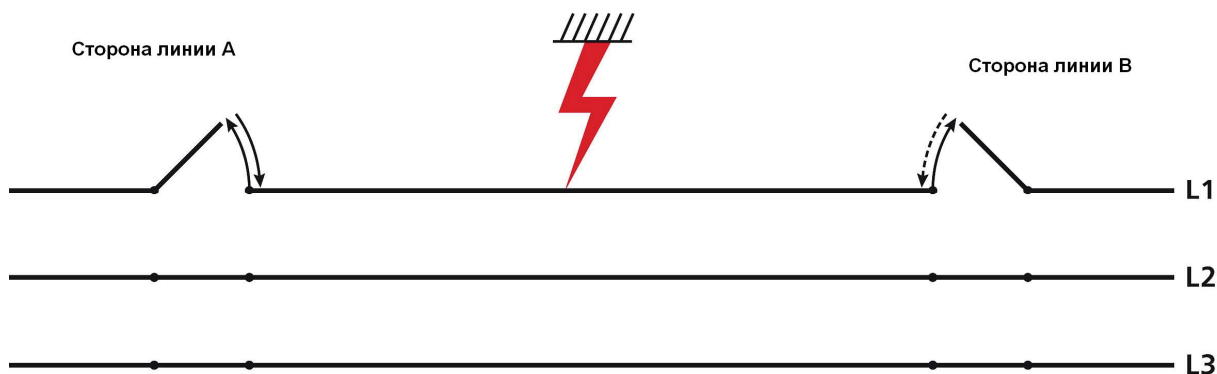


Рис. 1: Двухконцевая линия электропередачи в момент бестоковой паузы АПВ

На линиях высокого напряжения сети VE-T для отключения поврежденной фазы используются быстродействующие дистанционные и дифференциальные защиты [5]. После этого устройство АПВ ждет истечения постоянной выдержки времени бестоковой паузы (примерно 1 секунду) и включает первый конец линии (например, сторону А).

В случае отсутствия повреждения, устройство АПВ на стороне В тоже срабатывает (после истечения несколько большего времени бестоковой паузы) и проверяет, находится ли измеренное напряжение линии в допустимых рабочих пределах.

В случае, если замыкание все еще не ликвидировано, происходит трехфазное отключение линии без выдержки времени. Более попыток повторного включения с выдержкой времени не выполняется (главным образом, по историческим причинам); в настоящее время реле защиты линии не располагают напряжением шин, чтобы провести контроль синхронизма.

Вторичная дуга

После отключения выключателей, первичная дуга, имеющая место при КЗ, погасает, но «вторичная дуга» с малым током может продолжать гореть из-за емкостной подпитки поврежденной фазы со стороны неповрежденных фаз, остающихся под напряжением, и, в меньшей степени, индуктивной подпиткой, которая может быть вызвана токами нулевой последовательности. Давайте обратим внимание на основной эффект, вызываемый напряжениями неповрежденных фаз на ту же самую цепь (рис. 2).

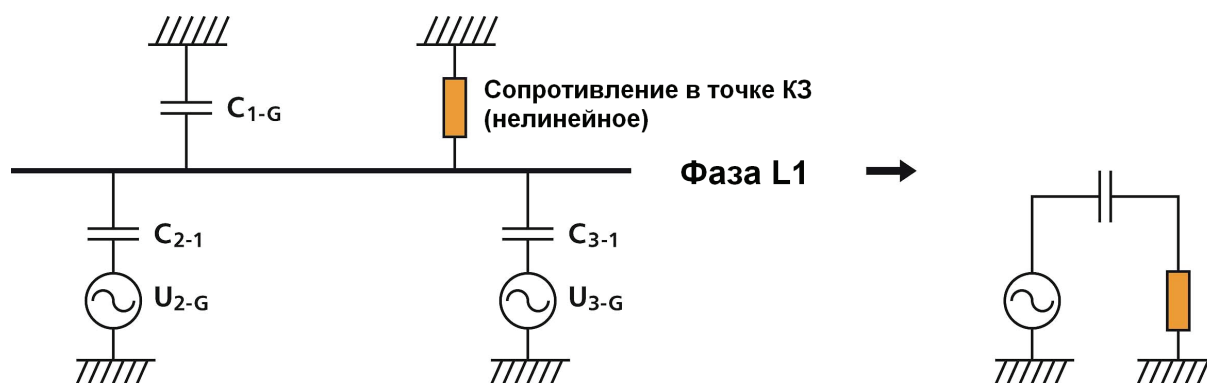


Рис. 2: Эквивалентная цепь вторичной дуги с емкостной подпиткой двух неповрежденных фаз

Для заданной траектории дуги, амплитуда вторичной дуги увеличивается при увеличении напряжения системы и длины линии. При самых высоких напряжениях вторичная дуга уже может быть несамоликвидирующейся [1], и, чтобы ускорить погасание дуги, для тока КЗ может возникнуть необходимость наличия шунтирующей цепи (для этого используются реакторы). Однако, для

напряжений до 500 кВ может быть достаточно того, что дуга погаснет сама. Вторичная дуга обычно возникает несколько раз, пока ионизированный воздух не восстановит свои изолирующие свойства. После этого, через 60–400 мс, повторное включение выключателя может оказаться успешным (что зависит от многих факторов, таких как геометрия линии, ток после короткого замыкания и локальные погодные условия). Если повторное включение происходит в момент горения вторичной дуги или в течение короткого промежутка времени после отключения КЗ, то АПВ обычно неуспешно.

Новые эксплуатационные требования для увеличения устойчивости систем

Транзитная система Vattenfall в Европе проявила интерес к новым схемам, которые могут усовершенствовать методику принятия решения о ручном повторном включении, т.е., опять же, уменьшить нагрузку на оборудование из-за того, что КЗ устойчивое, и в то же время уменьшить общее время, которое линия находится вне работы. Для этих целей в VE-T изучалась степень успешных повторных включений и повторных включений “от руки” после однофазных дуговых замыканий, и совместно с Техническим университетом в Дрездене была разработана схема оптимизации.

Согласно этой схеме, автоматическая функция повторного включения должна анализировать записи аварийных режимов, сделанных цифровыми защитами линии, и выдавать решение диспетчеру в течение пары минут в случае неуспешного однофазного повторного включения.

Если было обнаружено, что вторичная дуга горела в течение всего цикла ОАПВ или если вторичная дуга погасла “слишком поздно”, т.е. в период менее 200 мс или около того перед включением от АПВ, то, вероятно, КЗ будет погасать в течение нескольких минут, а затем диспетчеру будет предложено повторно включить линию.

В других случаях, включая неопределенные ситуации, при которых события нельзя полностью проанализировать, диспетчерам будет предложено не включать линию. Линия будет оставаться отключенной до тех пор, пока не будет проведена инспекция.

Обнаружение вторичной дуги и измерение времени ее погашения

Исследования вторичной дуги сфокусированы на разработке оптимального реле АПВ, которое смогло бы предложить наилучший в работе компромисс между риском повторного возникновения замыкания после повторного включения и риском потери синхронизма, поскольку АПВ будет проведено с задержкой.

Проект, описанный здесь, работает немного другим образом, поскольку полную последовательность событий анализируют уже после и с помощью экспертного программного обеспечения.

Сбор информации об аварийных режимах с записями достаточной длительности – покрывающими полностью событие короткого замыкания по обоим концам линии – смогут помочь определить доаварийный режим, КЗ, отключение линии, АПВ и послеаварийные события, а также распознать неуспешные АПВ и их точный ход во времени.

После отключения выключателей, первичная дуга, имеющая место при КЗ, погасает, но «вторичная дуга» с малым током может продолжать гореть из-за емкостной подпитки поврежденной фазы со стороны неповрежденных фаз, остающихся под напряжением, и, в меньшей степени, индуктивной подпиткой, которая может быть вызвана токами нулевой последовательности. Анализ напряжений поврежденной фазы в период набора бестоковой паузы показывает поведение вторичной дуги, как это показано на рис. 3.

Напряжение вторичной дуги проявляет себя с присущим ему характером, имея искаженную форму из-за наличия высших гармоник, существенную амплитуду (хотя и не более 40% от номинального напряжения) и изменяющуюся форму сигнала. Эти критерии [8], которые сравниваются с другими сигналами напряжения [3,4], используются для выдачи сигнала «обнаружение вторичной дуги». Было обнаружено, что для надежного обнаружения вторичной дуги, ее длительность должна составлять как минимум 60 мс и больше.

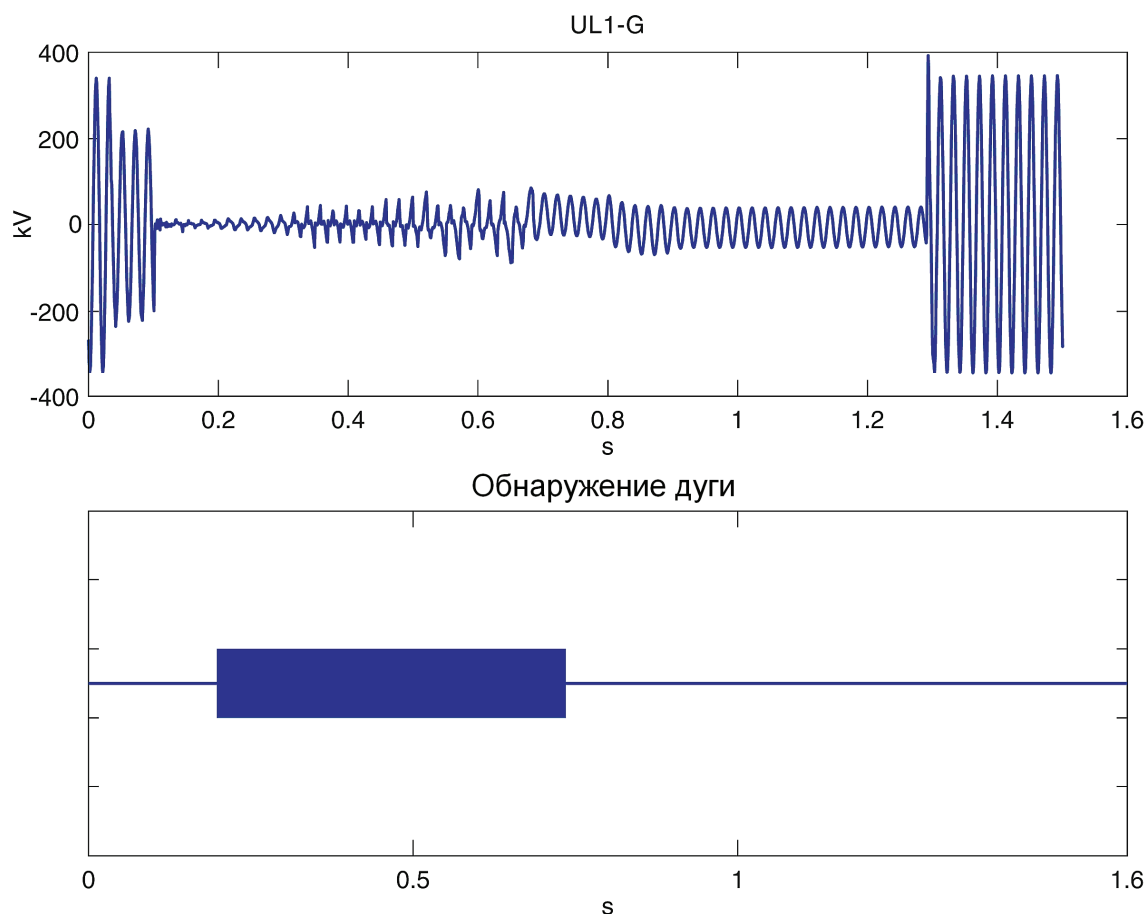


Рис. 3: Напряжение на линии при ликвидации дугового КЗ и обнаружение дуги с помощью алгоритмов

При возникновении «вторичной дуги» можно ожидать, что в конце бестоковой паузы напряжение неповрежденной фазы перейдет в квазисинусоидальное напряжение, что характеризует изменяющуюся емкостную подпитку. Точное значение амплитуды и угла этого напряжения можно спрогнозировать с использованием аналитической модели системы [6]; однако, настоящей целью являются достаточные условия, позволяющие распознать установившееся квазисинусоидальное напряжение с маленькой амплитудой. Эти критерии используются для генерирования сигнала «нормальное напряжение установившегося режима».

Для принятия решения о ручном повторном включении и для статистического анализа производится замер времени длительности вторичной дуги, восстанавливающегося напряжения (или любого из этих значений) и времени бестоковой паузы АПВ.

Платформа программного обеспечения

После того, как был завершен этап тестирования прототипа программного обеспечения, его алгоритмы были включены в программное обеспечение, доступное на коммерческой основе. Эти алгоритмы содержат функции классификации циклов АПВ, обнаружения вторичной дуги и измерения длительности вторичной дуги и емкостное напряжение подпитки.

Коммерческая платформа программного обеспечения автоматически собирает все доступные записи осциллограмм от устройств релейной защиты и регистраторов аварийных событий (РАС) после того, как они были экспортированы в формате COMTRADE различными системам АСУ подстанций или специализированным ПО различных производителей, и обрабатывает их одинаково, независимо от их источника.

В этой платформе имеются существующие модули обнаружения повреждения, классификации данных, хранения информации, автоматического составления отчетов, а также точного ОМП. Следовательно, кроме оптимизации АПВ линий, внедрение этой технологии будет иметь и несколько других преимуществ.

Системная архитектура

Внедрение программного обеспечения основывается на движке серверных приложений, написанном на Java. Этот движок является межплатформенным программным обеспечением, который также используется и для мониторинга других приложений. Применение его разворачивается на нескольких компьютерах.

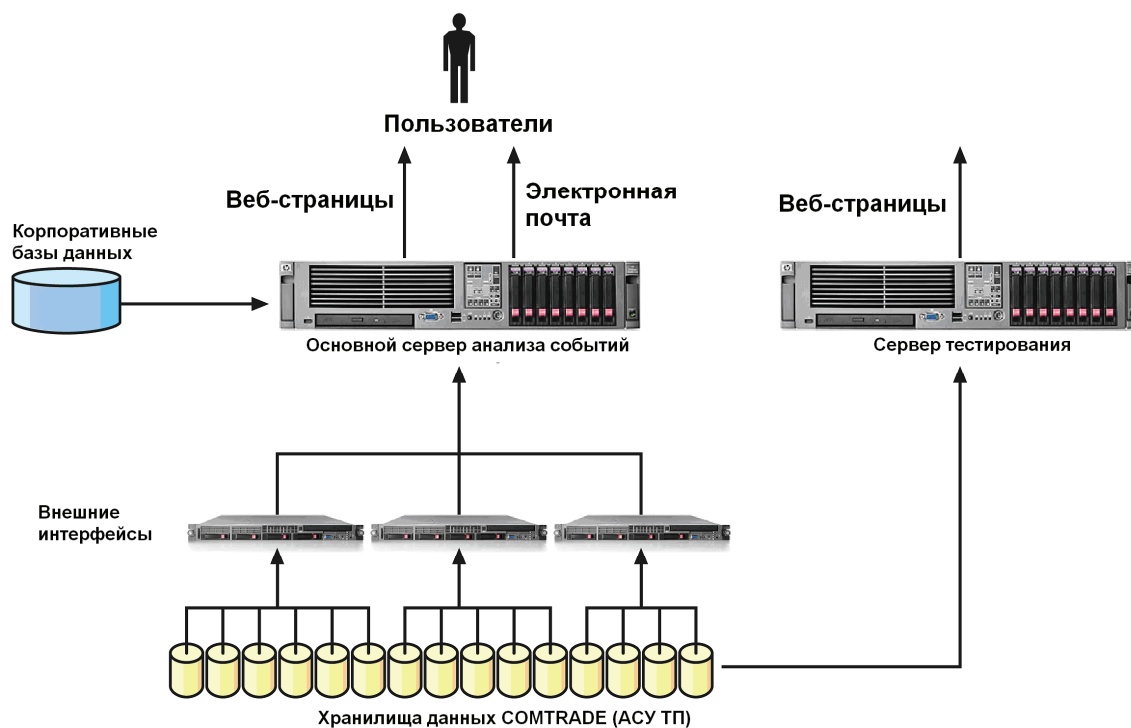


Рис. 4: Системная архитектура

При окончательной установке (см. рис. 4) серверные приложения работают на трех внешних интерфейсах, которые собирают записи аварийных событий в формате COMTRADE из компьютеров АСУ ТП, используя в качестве протокола передачи данных FTP (file transfer protocol – протокол передачи данных). Записи испытаний, хранящиеся в некоторых определенных подкаталогах, при импорте данных не рассматриваются.


Основной сервер собирает, архивирует и анализирует данные, которые были предварительно обработаны. Каждый раз, когда приходит новая запись, она ставится в соответствие событию в энергосистеме, и вычисления для этого события повторяются.

Приложение конфигурируется с помощью предназначенных для этого веб-страниц. Описание каналов записи и информация, касающаяся контролируемых линий, группируются в файле описания энергосистемы (PSD – power system description – описание энергосистемы), имеющем формат MS Excel. Часть информации об энергосистеме импортируются из корпоративной базы данных для объектов сверхвысокого напряжения, которая подключена к системе управления информацией SAP. Процесс конфигурации контролируется администраторами приложения, которые также могут задавать пользователям права доступа и контролировать работу компонентов программного обеспечения.

Сервер тестирования работает параллельно с основной системой с целью проведения экспериментов с некоторыми наборами параметров или алгоритмами, а также для обработки отдельных наборов данных.

Автоматические предложения для диспетчеров энергосистемы

Приложение генерирует динамическую веб-страницу, в которой в виде списка отражены все недавние попытки АПВ – успешные или нет (см. рис. 5). Эта страница отображается на мониторе на щите управления. В случае неуспешного АПВ, появляется совет, выполнять ли или нет повторное включение линии. При необходимости диспетчер может просмотреть дополнительную информацию по этому событию (включая и информацию о месте повреждения).



Date and time	Equipment	Fault type	Autoreclosing type	Secondary arc detection	Suggestion to operator
2008/09/02 05:24:25	Nhg-Vie 304 (Line)	Single-phase (L3-Ground)	Successful	Yes	
2008/08/30 08:01:43	Gue-Sow-Wol 513-512 (Line)	Single-phase (L3-Ground)	Unsuccessful	No	No manual reclosing advised
2008/08/30 06:08:19	Lau-Wol 535 (Line)	Single-phase (L1-Ground)	Successful	No	
2008/08/23 05:42:34	Be-Nhg 303 (Line)	Single-phase (L3-Ground)	Successful	Yes	
2008/08/19 19:53:58	Bae-Str 558 (Line)	Single-phase (L3-Ground)	Unsuccessful	Yes	Manual reclosing advised
2008/08/18 06:14:38	Pe-Wol 516 (Line)	Single-phase (L1-Ground)	Successful	No	
2008/08/08 14:06:22	Gue-Pz-Pe 514 (Line)	Single-phase (L2-Ground)	Successful	No	
2008/08/08 05:32:32	Nhg-Vie 304 (Line)	Single-phase (L1-Ground)	Successful	No	
2008/08/07 05:31:42	Gue-Iv-Pas 316 (Line)	Single-phase (L3-Ground)	Successful	No	
2008/07/29 12:59:13	Roe-Hr 446 (Line)	Single-phase (L1-Ground)	Unsuccessful	No	No manual reclosing advised

Рис. 5: Список последних попыток АПВ, отображаемый на щите управления

Анализ событий на основе веб-технологий

Диспетчеры и эксперты могут получить множество предварительно обработанной информации о любом повреждении, просто сравнивая соответствующие записи аварийных событий. Как показано в примере на рис. 6, веб-приложения обеспечивают краткий обзор характеристик повреждения (тип, длительность, местоположение точки повреждения на линии), попыток АПВ, а также непосредственный доступ к подробной информации, касающейся пуска и отключения от защит, работе выключателя, доаварийных и аварийных параметров векторов или средних значений, перетоков мощности, сопротивления петли и т.п.

Текущее состояние проекта

Во время написания этой статьи, новые решения находятся на этапе внедрения. К началу июля мы могли бы иметь интегрированные в систему подстанции 400 кВ, т.е. можно было бы собирать данные от более чем 1300 цифровых устройств релейной защиты. С первого этапа реализации проекта, к концу 2008 года включившего в себя 12 подстанций, все рекомендации системы, выданные диспетчерам, были корректными. Таким образом, внедрение системы показало успех ее работы.

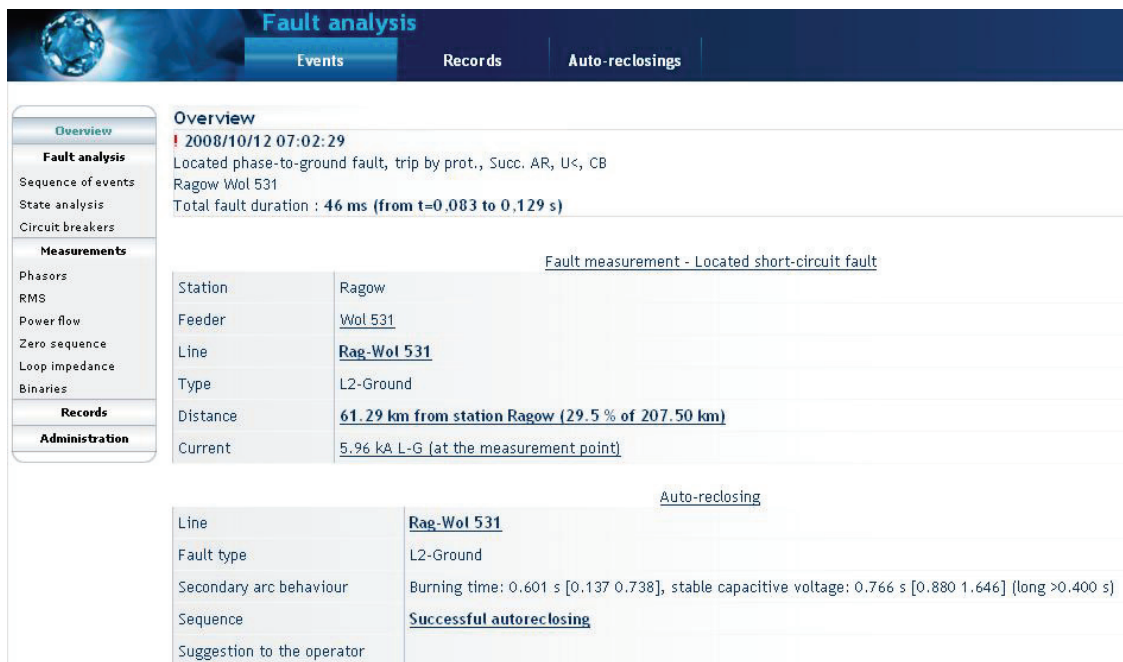


Рис. 6: Обзор попытки АПВ

Возможности дальнейшего развития

В транзитной системе Vattenfall после завершения текущего проекта обдумываются следующие шаги по расширению:

- Статистический анализ вероятности того, что после отключения повреждение не исчезнет, который выполняется с учетом длительности восстановления напряжения в конце бестоковой паузы, с целью или оптимизировать уставки устройств АПВ, или для оценки возможной выгоды использования АПВ с адаптивной бестоковой паузой.
- Применение на трехконцевых линиях, для чего требуются небольшие изменения в логике.

Теоретически, подходы, разработанные в этом проекте, также применимы и для других конфигураций:

- Трехфазное АПВ (ТАПВ), если параллельные линии обеспечивают достаточную подпитку для наблюдения «вторичной дуги» (для этого варианта анализируется метод, при котором для наблюдения параметров используется линейный ТН).
- Однофазное отключение при двухфазных КЗ.

3. ВЫВОДЫ

Развитие подстанционной инфраструктуры обмена данными позволяет быстро экспортировать данные из устройств на уровне присоединения в центры управления. Современные платформы программного обеспечения могут быстро конвертировать эти данные в ценную информацию, которая позволит определить место повреждения и принять решение о ручном повторном включении линии после неуспешного АПВ.

Рекомендации, выполнять ли повторное включение (или нет) на основе информации о событиях на подстанциях, уже подключенных к системе (декабрь 2008), имеют 100% успех. Теперь необходимо получить дополнительную информацию об эксплуатации других объектов, подключаемых к системе, и о будущих событиях.

В будущем механизм «обнаружения вторичной дуги» может быть интегрирован в функцию АПВ устройства релейной защиты, что увеличит степень успешности АПВ путем увеличения бестоковой

паузы первого цикла АПВ, принимая во внимание длительность горения вторичной дуги или путем выполнения второго цикла АПВ (ТАПВ) в случае чисто дуговых замыканий.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- [1] A.J. Fakheri, T.C. Shuter, J.M. Schneider, C.H. Shih, «Single phase switching tests on the AEP 765 kV system – extinction time for large secondary arc currents», IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-102, No. 8, pp. 2775-2783, Aug 1983.
- [2] IEEE Working Group Report, «Single-pole switching for stability and reliability», IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRS-1, No. 2, pp. 25-36, May 1986.
- [3] R.K. Aggarwal, Y.H. Song, A.T. Johns, «Adaptive single-pole autoreclosure scheme based on defining and identifying fault induced voltage waveform patterns», IEEE/NTUA Athens Power Tech Conference, Athens, Greece, Sept. 5-8, 1993, Paper APT 113-13-06.
- [4] R.K. Aggarwal, Y.H. Song, A.T. Johns, «Adaptive three-phase autoreclosure for double-circuit transmission systems using neural networks», IEE 2nd International Conference on Advances in Power Systems Control, Operation and Management, Hong Kong, Dec 1993.
- [5] Gerhard Henkel, Jens Hauschild, Hagen Grünert, “Distanzschutz mit adaptiver automatischer Wiedereinschaltung auf den Hochspannungsleitungen der Veag”, Elektrizitätswirtschaft, Jg. 93 (1994), Heft 26, pp. 1666-1670, 1994.
- [6] L. Philippot, «The extinction time of a secondary arc during single-pole autoreclosing of an Extra High Voltage (EHV) transmission line can be determined on the basis of the local measurement of the three line voltages», Auxiliary Ph.D. Dissertation, ULB (Brussels University), January 1996.
- [7] M. Kezunovic, «Automated Fault and Disturbance Data Analysis», CIGRE Colloquium 2003, Sydney, Australia.
- [8] R. Luxenburger, P. Schegner, «Determination of secondary arc extinction time and characterization of fault conditions on single-phase autoreclosures», Future Power Systems, 2005 International Conference on, 16-18 November 2005, Amsterdam.
- [9] B. Wartmann, L. Philippot, M. Freres, «Automatic Network Quality analysing System», Power-Grid Europe Conference, 26-28 June 2007, Madrid, Spain.

Алгоритмы настройки и принципы построения релейной защиты

А.В. ШМОЙЛОВ

Томский политехнический университет

Россия

shm_av@rambler.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Релейная защита, сетевой район, энергосистема, короткое замыкание, асинхронный и неполнофазный режим, уставка, вероятность, закон распределения вероятностей, метрический дуговой и дифференциальный принципы.

1. ВВЕДЕНИЕ

Существующие в настоящее время виды релейной защиты (РЗ) выполнены на 3-х принципах: дифференциальном или дифференциально-фазном для пространственно-сосредоточенного оборудования (генераторы, трансформаторы и автотрансформаторы) и схем (сборные шины и короткие линии), с обменом информацией (с блокирующими и разрешающими сигналами, высокочастотный дифференциально-фазный принцип выделения положительного полупериода электрических величин промышленной частоты) между комплектами аппаратуры на концах – пространственно-распределенных объектов (двухконцевые и многоконцевые линии), токовые и дистанционные ступенчатые РЗ для пространственно-распределенных и пространственно-сосредоточенных объектов.

Выполненные на первых двух принципах РЗ действуют в жестко выделенной области пространства защищаемого объекта, ограниченного датчиками тока, и их действие практически не зависит от режимов защищаемых электроустановок и всей внешней сети. Последнее в значительной степени свойственно и ступенчатым РЗ, выполненным на дистанционном принципе. Области действия измерительных релейных органов параметра реагирования основных и резервных каналов всех ступенчатых РЗ захватывают в координатах названного параметра пространства предыдущих и смежных элементов сети и блокируются при КЗ на этих пространствах с помощью задержки действия, пока не произойдет срабатывание релейных защит предыдущих или смежных элементов. Для надежности указанного блокирования измерительные органы, области действия которых захватывают пространства предыдущих и смежных компонентов, обычно координируются по параметру реагирования с измерительными органами РЗ предыдущих и смежных компонентов.

При проектировании и настройке ступенчатых РЗ уставки измерительных органов предыдущих и смежных компонентов примыкающих сетей обычно предоставляются и с ними производится согласование уставок измерительных органов, области которых захватывают пространства предыдущих и смежных компонентов. Однако задание уставок, особенно обусловленных подпитками, не удовлетворяет требованиям технической представительности, т.к. нет никакого объективного критерия для задания, кроме экспертной интуиции, а объективный их расчет сталкивается с той же проблемой согласования с уставками предыдущих и смежных компонентов.

Другая проблема при настройке ступенчатых РЗ состоит в многочисленности, неоднозначности и неопределенности коммутационных состояний сложной сети для вычисления минимальных и максимальных значений параметра реагирования защиты интересующего объекта. Кроме того существует также проблема настройки резервных ступеней в сложных многоконтурных сетях, как по параметру реагирования, так и по времени. Ступенчатые дистанционные РЗ в существенно меньшей степени подвержены этим недостаткам, т.к. они реагируют не на режимный параметр реагирования тока, в котором

сосредоточены все помехи, обусловленные погрешностями режимов источников, коммутациями в сети и др., а на конструкторский параметр сопротивления, который, хотя и выявляется через режимные электрические величины ток и падение напряжения на сопротивлении защищаемой короткозамкнутой цепи, однако в отношении падения напряжения к току, т.е. в сопротивлении, последний исчезает со всеми своими погрешностями: абсолютно при отсутствии поперечных параметров у названной цепи (практически у первых ступеней), существенно при наличии поперечных цепей подпитки в других случаях (первые ступени многоконцевых линий, все остальные ступени).

Из сказанного следует, что реализация токового принципа РЗ является менее эффективной, целесообразно применять дистанционные ступенчатые РЗ. Однако данное утверждение должно быть скорректировано в связи с заметными недостатками дистанционных РЗ: сложностью аппаратуры, особенно от КЗ на землю, у которой при настройке возникает проблема нерегулярности сигналов из-за взаимодействия по токам нулевой последовательности, также подверженностью качаниям и асинхронному режиму.

Благодаря жесткому выделению области действия и практически мгновенному обмену сигналами между датчиками тока (дифференциальный, дифференциально-фазный принцип) или быстрому обмену информацией между комплектами аппаратуры (с блокирующими и разрешающими сигналами, высокочастотный дифференциально-фазный принцип) на концах (выводах) защищаемого объекта, также слабой зависимости параметра реагирования от сквозных токов при внешних КЗ и, следовательно, незначительности помех проблемы качественной и оптимальной настройки, также построения релейной защиты, адекватной свойствам защищаемых электроустановок, для таких видов защит практически полностью решены.

Что касается ступенчатых РЗ, то здесь картина противоположная. Вследствие сложной переходящей в нерегулярность зависимости от параметра реагирования области действия однозначно не определены. Сама же рандомизированная зависимость обусловлена измерением электрических величин реагирования только у одной из границ области действия защищаемого объекта. Это не позволяет увеличить достоверность полученной информации за счет дополнительных условий измерений, обуславливает неопределенность помех, а, следовательно, расчет должен вестись на максимально-возможные помехи, что, с одной стороны, не увеличивает объективность величин последних, а, с другой стороны, вынуждает делать загробление уставок.

Снижение загробления уставок ступеней, захватывающих пространства внешних объектов, возможно с помощью дополнительных каналов блокирования действия этих ступеней, чаще всего за счет увеличения времени их действия. Несмотря на это в ряде случаев не удается обеспечить приемлемую настройку ступенчатых РЗ. В некоторых случаях препятствием является несоответствие уставок РЗ предыдущих смежных элементов сети свойствам и характеристикам этой сети.

В связи с указанными обстоятельствами современные ступенчатые РЗ дополняются средствами ускорения действия ступеней или обмена информацией между комплектами на концах линий, например, по принципу с разрешающим сигналом. Таким образом, ступенчатые РЗ переводятся в разряд РЗ с жестким выделением области действия. Однако, обеспечение указанной жесткости области действия требует немалых затрат на установку и содержание информационных каналов. Поэтому целесообразна разработка менее затратных приемов, процедур и алгоритмов, но более рациональной по сравнению с существующим экспертно-руководящим методом настройки наличной аппаратуры, выполняющей функции каналов ступенчатой РЗ. Актуальным является и разработка количественного критерия, оценивающего в полном объеме функциональные качества проектируемой РЗ. Актуальность особенно возрастает в связи с большим количеством используемой цифровой, микроэлектронной, электромеханической аппаратуры, технические характеристики которой необходимо сравнить в применении к конкретному автоматизируемому объекту и его сетевому окружению.

Анализ показывает, что наиболее полным и представительным критерием технического качества РЗ являются функциональные потери (отказы срабатывания, ложные и излишние действия), снижающие потенциальный технический эффект, возлагаемый на проектируемую РЗ. При этом сразу следует отметить, что необходимо рассматривать и учитывать только те потери, которые обусловлены не аппаратурными отказами, а техническими характеристиками и особенностями сети: сложностью, режимами работы, коммутациями, видами КЗ, пространством защищаемого объекта.

Аппаратурные отказы хотя и влияют на функциональные характеристики РЗ, однако практическое снижение или устранение их не связано с характеристиками и свойствами защищаемых объектов, а полностью определяется качеством элементной базы, используемой для построения аппаратуры РЗ. Следует отметить, что обсуждаемый критерий эффективности РЗ одинаково применим не только для ступенчатых РЗ, но и ко всем остальным видам и типам РЗ, а также каналам противоаварийной автоматики, т.к. функциональные потери типа отказов срабатывания и ложных действий свойственны всем устройствам и системам контроля.

В связи с большим количеством разработок сложных и дорогих дистанционных РЗ с разными характеристиками срабатывания реле сопротивления в комплексной области актуальным является разработка отдельного специализированного количественного критерия эффективности, оценивающего качество дистанционных измерительных органов.

Возможно также построение более простых и дешевых токовых РЗ с жестким выделением области действия путем использования дифференциального и дифференциально-фазного принципа и ряда современных технологий. Отмеченные выше преимущества дифференциального или дифференциально-фазного принципа над ступенчатыми РЗ могут быть усилены, если применять его не в целом для оборудования, а для его пространственно-распределенных частей: участков обмоток генераторов, двигателей, трансформаторов, автотрансформаторов, реакторов, участков линий, а передачу действия защиты участков осуществлять на коммутационные аппараты, размещенные на выводах оборудования, головных концах линий, используя для этого высокочастотные и оптоволоконные каналы. Благодаря указанному подразделению защищаемого компонента на участки жестко фиксируется место повреждения, снижаются помехи вследствие повышенной идентичности (однотипности) датчиков тока на концах меньших по размеру участков по сравнению с размером всего защищаемого компонента, повышаются селективность и чувствительность и даже быстродействие, т.к. повышается отношение сигнал/шум. Благодаря подразделению защищаемого объекта на участки защита на дифференциальном принципе оказывается чувствительной к витковым замыканиям на разных участках относительно границ каждого защищаемого участка.

Обсуждаемые качества принципиально еще более возрастут, если вместо существующих датчиков высоковольтного тока с нерегулярной погрешностью использовать непосредственно первичные токи, например, в виде падений напряжений от силовых токов, протекающих по проводам концов участков. Необходимые при этом блоки питания для электронных приборов на потенциале высоковольтных проводов могут быть построены путем использования как силовых токов проводов обмоток оборудования и линий, так и падений напряжений от утечек в полупроводниковых вставках, заменяющих изоляцию относительно этих проводов. Необходимая изоляционная развязка сигналов на высоковольтном потенциале выводов оборудования и концевых участков линий с сигналами у земли, используемыми для управления коммутационными аппаратами, может быть осуществлена с помощью электронно-оптического преобразования сигналов на высоковольтном потенциале, передачи оптических сигналов по оптоволоконным жилам и обратного оптоэлектронного преобразования на потенциале у земли.

Построение РЗ в настоящее время в основном осуществляется по метрическому принципу, т.е. в основе устройств и систем РЗ находятся измерительные органы. Однако, практически притягательным является также неметрический или событийный дуговой принцип построения РЗ. Дуговой принцип основан на фиксации вспышки электрической дуги в прозрачном для лучей дуги слое материала типа стекла над поверхностью проводов. Названный прозрачный слой расположен над поверхностью проводов, но под непрозрачной изоляцией поверх слоя. Передача лучевых сигналов из прозрачного слоя осуществляется с помощью опущенных в него оптоволоконных жил, идущих непосредственно на пульт в случае РЗ электрооборудования, либо с дальнейшим преобразованием лучевых сигналов в электрические на потенциале высоковольтного провода и передаче в кодированном виде по этому проводу на головные участки защищаемых линий.

На головных участках линий кодированные сигналы отбираются, преобразуются в оптические и передаются по оптоэлектронным жилам, осуществляющим также изоляционную развязку от высоковольтного потенциала, на аппаратуру, работающую на потенциале у земли, и выполняющую пре-

образование оптических сигналов в электрические, декодирование последних и выработку сигнала отключения данного конца линии.

Дуговой принцип еще в большей степени по сравнению с дифференциальным целесообразно реализовывать по участкам пространства обмоток оборудования или проводов фаз линий, т.к. передача лучевых сигналов по существующим материалам прозрачного слоя на дальние расстояния затруднена, т.е. прозрачный слой у поверхности провода должен быть разделен на участки из непрозрачных перегородок.

Следует заметить, что дифференциальный принцип для электрических (не трансформаторных) цепей весьма близок к событийному дуговому принципу построения РЗ. Действительно, при внешних КЗ в дифференциальной цепи имеет место практически нулевой сигнал, а при внутреннем КЗ в любых условиях функционирования сигнал в данной цепи возрастает до максимально возможной величины. Фактически большой сигнал при внутреннем КЗ в дифференциальной цепи является по сравнению с ничтожно малым при внешнем КЗ не метрической величиной, а качественной категорией, т.е. событием.

Оба представленные здесь принципа построения РЗ – дуговой и дифференциальный (последний – только для электрических цепей) не подвержены влиянию ненормальных асинхронных и неполнофазных режимов и в сочетании с применением современных оптоволоконных линий позволяют отказаться от измерительных трансформаторов. Это обуславливает существенный экономический эффект.

Для пространственно распределенных объектов неметрические принципы целесообразно применять по выделенным участкам защищаемого объекта, что упрощает процесс контроля КЗ и, следовательно, построение средств РЗ, однако в ряде случаев (линии) требует решения вопроса о передаче результата контроля в виде логического сигнала на большие расстояния. Принципиальные проработки неметрических защит для воздушных и кабельных линий, для обмоток оборудования показали техническую возможность их практической реализации.

2. ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

На основании изложенного предлагаются и описываются конкретные алгоритмы настройки, также методы и технические способы построения РЗ.

2.1. Рациональная модификация существующей настройки ступенчатых РЗ

Существующий экспертно-руководящий метод (ЭРМ) определения уставок и проверки чувствительности ступенчатых РЗ требует объективного с точки зрения метода (т.е. с проверкой чувствительности) знания уставок предыдущих линий относительно защищаемой линии, смежных линий относительно выводов на сторонах защищаемых трансформаторов и автотрансформаторов.

Анализ показывает, что это может быть обеспечено при проектировании РЗ в целом для всей сети, а действия по определению уставок, проверке чувствительности и решению о возможности использования этих уставок осуществлять в следующей последовательности: сначала настраиваются по параметру реагирования и времени первые ступени РЗ линий и дифференциальные защиты трансформаторных элементов, затем вторые ступени линий и первые ступени трансформаторов и автотрансформаторов аналогично для всей сети и т.д.

В данной последовательности проверяется также возможность настройки резервирующих ступеней. Благодаря такой процедуре рационально подготавливаются по параметру реагирования и времени уставки предыдущих и смежных линий.

Названные уставки необходимы для согласования с ними по чувствительности и времени односторонних ступеней защищаемых линий и трансформаторных компонентов с большим временем действия и, чаще всего, с не меньшим, а, как правило, большим номером ступени по сравнению со ступенями предыдущих и смежных линий.

Резервирующие ступени в рамках обсуждаемой процедуры в большинстве случаев настроить не удастся из-за низкой чувствительности. В связи с этим для резервирующих ступеней приходится нарушать описанную весьма жесткую и однозначную логику согласований основных ступеней. Так, вместо согласования с чувствительными основными ступенями предыдущих и смежных линий проводят отстройку резервирующих ступеней от помех рабочих режимов по параметру реагирования.

Также рекомендуется производить согласование по чувствительности однонаправленных резервирующих ступеней. Но эти мероприятия не позволяют в случае мощных промежуточных подпиток получить практически объективные уставки по параметру реагирования, а в сложно-замкнутых сетях обеспечить селективную настройку по времени резервирующих ступеней. Однако ни исправить, ни уменьшить названные негативные результаты не представляется возможным в рамках ЭМР, кроме как отказом от функционирования резервирующих ступеней. Это обычно в практике и делают.

Базовый ресурс чувствительности основных полноценных ступеней (например, второй, резервирующей) является весьма малым и обеспечивается только за счет захвата пространства (в виде сопротивления) внешних элементов относительно пространства защищаемого элемента (вторая ступень), пространства защищаемого и резервируемого компонентов (резервирующая ступень).

Данный ресурс тем больше, чем больше пространство внешних элементов и соответственно больше захватываемые области. Однако он снижается вследствие требований ЭРМ определять уставки при минимальной подпитке КЗ – на предыдущих элементах, а проверять чувствительность при КЗ на дальней границе защищаемого объекта и максимальной подпитке места КЗ. Поэтому ресурс чувствительности в ряде случаев становится ничтожно малым или исчезает и канал защиты оказывается практически бесполезным.

Определенный путь повышения эффективности действия ступенчатых РЗ обеспечивается посредством настройки их на группы коммутационно-режимных состояний, когда противоречивые требования при определении селективности и проверке чувствительности заметно демпфируются.

Данный способ повышения эффективности ступенчатых РЗ вполне приемлем при использовании цифровой аппаратуры, обеспечивающей оперативную перенастройку РЗ. Другой путь повышения эффективности ступенчатых РЗ состоит в обеспечении их оптимальной настройки, при которой потери РЗ (отказы срабатывания, ложные и излишние действия) минимальны, а эффективность используемой аппаратуры максимальна.

Этот путь может быть реализован в рамках критерия, учитывающего все практически интересующие функциональные потери или составляющие эффективности РЗ, приведенные к одним и тем же условиям их наблюдения и рассмотрения. Такой критерий, выражающий разнородные функциональные свойства защищаемых объектов, может быть представлен в какой-либо относительной мере. Такой теоретически и практически разработанной является вероятностная мера.

2.2. Вероятностный алгоритм настройки РЗ

Потери РЗ, выраженные в вероятностной мере, и приведенные к одним и тем же условиям их наблюдения и рассмотрения, важны как критерий не только для ступенчатых РЗ, но также и для всех устройств и систем контроля, включая РЗ с жестким выделением области действия. Если наряду с потерями сформировать и потенциальный технический эффект в вероятностной мере, то путем вычитания потерь из последнего получается чистый технический эффект функционирования РЗ, а отнесение его к потенциальному эффекту характеризует техническую эффективность.

Внедрение любой аппаратуры контроля и автоматизации, в том числе РЗ с целью устранения или сокращения ущербов от повреждений приводит наряду с ожидаемым эффектом к некоторому вынужденному дополнительному ущербу, обусловленному неполнотой предписанных технических функций и затратами на установку и содержание аппаратуры.

Технические потери обусловлены несоответствием характеристик аппаратуры РЗ характеристикам защищаемого объекта (ЗО). В случае РЗ технические потери предстают в виде отказов срабатывания, ложных и излишних действий аппаратуры. В результате ожидаемый технический эффект снижается.

Составляющие технического эффекта могут быть выражены в двух вероятностных мерах: вероятностях названных событий или параметрах потоков их совершения. В первом случае вероятности всех событий, входящих в выражение технического эффекта, должны отыскиваться в

одних и тех же условиях. Во втором случае параметры потоков событий всегда удовлетворяют этим условиям, т.е. являются безусловными показателями.

Последние получаются либо непосредственно в наблюдениях как статистические данные, либо расчетным путем как произведение условных вероятностей интересующих событий и известных (найденных ранее) параметров потоков других событий, приводящих к состояниям или условиям, в которых интересующие события могут произойти.

Тогда разности потенциального эффекта и потерь в потоковой мере дадут технический эффект в виде параметра потока ω_E правильных действий аппаратуры РЗА, т.е. $\omega_E = \omega_{кз} - \omega_o - \omega_{лэ} - \omega_{лар} - \omega_{лнпф} - \omega_{и}$, где нижние индексы обозначают принадлежность параметров потоков к событиям: КЗ – потенциального эффекта в виде коротких замыканий (КЗ), который возлагается на функционирование РЗ; о – отказов срабатывания; л – ложных действий: э – в эксплуатационных условиях, ар – в асинхронных режимах, нпф – в неполнофазных режимах; и – излишних действий при КЗ на внешних объектах.

Параметр потока КЗ $\omega_{кз}$ является достаточно представительной статистической величиной, приводимой в справочной литературе. Данные для получения других составляющих (потерь) также приводятся в отчетной статистике энергосистем. Однако статистически они менее представительны, при этом ложные действия РЗ даются в целом, без распределения на состояния (условия), в которых они формируются, а излишние действия, хотя иногда и приводятся [1], но опосредованы, т.к. излишние действия РЗ существенно зависят от развитости внешних элементов, присоединенных к расчетным выводам или концам ЗО (противоположным – в случае ступенчатых РЗ, всем – в случае РЗ с жестким выделением области действия).

В связи с этим целесообразно определять параметры потоков потерь как произведения соответствующих условных вероятностей потерь на параметры потоков условий (состояний), в которых они совершаются, т.е. $\omega_o = p(O/A) \omega_{оэ}$, $\omega_{лэ} = p(L_э/\mathcal{E}) \omega_{э}$, $\omega_{лар} = p(L_{ар}/AP) \omega_{ар}$, $\omega_{лнпф} = p(L_{нпф}/НПФ) \omega_{нпф}$, $\omega_{и} = p(I/BK) \omega_{вк}$, где О, Л, И – события отказов, ложных, излишних действий, А – состояние КЗ, повреждения, возмущения в составе ЗО; Э, AP, НПФ, BK и $\omega_{э}$, $\omega_{ар}$, $\omega_{нпф}$, $\omega_{вк}$ – состояния и параметры потоков эксплуатационных условий, асинхронного, неполнофазного режимов, внешних КЗ.

Целесообразность обусловлена возможностью определения как условных вероятностей $p(O/A)$, $p(L_э/\mathcal{E})$, $p(L_{ар}/AP)$, $p(L_{нпф}/НПФ)$, $p(I/BK)$, так и параметров потоков $\omega_{э}$, $\omega_{ар}$, $\omega_{нпф}$, $\omega_{вк}$. Использование статистических данных для определения указанных условных вероятностей практически невозможно, т.к., с одной стороны, ряд событий (ложные действия при разных условиях) объединены, с другой стороны, в качестве условий использованы не состояния А, Э, AP, НПФ, BK, а неправильные действия РЗ. Поэтому остается только расчетный путь, который реален благодаря разработке метода селекции границ интервалов данных (СГИД) [2], позволяющего просто формировать законы распределения вероятностей (ЗРВ) или определять их параметры при любых условиях и таким образом находить значения условных вероятностей. Что касается параметров потоков состояний, то статистически весьма представительный параметр поток КЗ $\omega_{кз}$ может использоваться для определения параметра потока неполнофазных режимов $\omega_{нпф}$ как процент однофазных и двухфазных КЗ на землю, параметр потока асинхронных режимов $\omega_{ар}$ находится как обратная величина средней периодичности возникновения асинхронного хода $m(T_{ар}^*)$, вычисляемой по весьма представительной отчетной годовой статистике.

Путем формирования областей действия измерительного органа анализируемой РЗ на пространстве областей действия измерительных органов РЗ внешних элементов (оси параметра реагирования ЗРВ, определенного методом СГИД) находятся усредненные значения $\omega_{вк}$ для каждого внешнего элемента. Путем эквивалентирования ненормальных состояний находится приближенно расчетное значение параметра потока выхода из эксплуатационного состояния $\omega_{э} \cong \omega_{пэ} + \omega_{ар} + \omega_{нпф}$ в случае противоаварийной автоматики $\omega_{э} \cong \omega_{пэ}$.

Выражение технического эффекта через вероятности состояний аналогично выражению технического эффекта через параметры потоков событий, т.е.

$$E = p(A) - p(O) - p(L_э) - p(L_{ар}) - p(L_{нпф}) - p(I) = p(A) - p(O/A)p(A) - p(L_э/\mathcal{E})p(\mathcal{E}) - p(L_{ар}/AP)p(AP) - p(L_{нпф}/НПФ)p(НПФ) - p(I/BK)p(BK)$$

где безусловные вероятности состояний $p(A) = \omega_{кз} m(T_{рз})$, $p(AP) = \omega_{ар} m(T_{алар})$, $p(НПФ) = \omega_{нпф} m(T_{оапв})$, $p(ВК) = \omega_{вк} m(T_{врз})$ за исключением $p(\Theta)$ в их финитном виде по времени определяются (в соответствии с содержанием состояний, предопределяемых РЗ, и в рамках решаемой задачи эффективности) как произведения финитных значений параметров потоков состояний на средние продолжительности их реального существования (времени действия): $m(T_{врз})$ – РЗ защищаемого объекта, $m(T_{врз})$ – РЗ внешних относительно АО компонентах сети, $m(T_{алар})$ – автоматики ликвидации асинхронного режима (АЛАР), $m(T_{оапв})$ – однофазного автоматического повторного включения (ОАПВ).

Вероятность пребывания в эксплуатационном состоянии $p(\Theta) = 1 - p(A) - p(AP) - p(НПФ)$ находится как вероятность противоположного состояния относительно ненормальных состояний, учитываемых на АО, т.к., с одной стороны, параметр потока данного состояния найден приближенно, а, с другой стороны, непосредственно данные для определения средней продолжительности эксплуатационного состояния $m(T_s)$ в отчетной статистике не приводятся и найти их по оперативной информации непросто.

Приведенные формулы безусловных параметра потока и вероятности излишних действий каналов (ступеней) РЗ воспроизводят только обобщенную направленность действий, однако для практических вычислений выражения должны быть развернуты применительно к каждому конкретному каналу РЗ с учетом развитости примыкающих сетей на концах (выводах) ЗО. Основой для формирования излишних действий анализируемой РЗ рассматриваются как действия, так и отказы действия защит на внешних элементах.

При действии защит на внешних элементах одновременно может действовать и анализируемая РЗ. Поэтому при нарушении блокирования РЗ последней при внешних КЗ, которое может осуществляться по времени (ступенчатые РЗ), схемным путем (дифференциальные РЗ), с помощью обмена информацией между комплектами РЗ на концах ЗО (высокочастотные РЗ), принимается половина правильных действий РЗ предыдущих элементов за излишние действия рассматриваемого канала РЗ. Отказы действия защит на внешних элементах для ступенчатых РЗ в чистом виде являются излишними действиями анализируемой РЗ.

Таким образом, в случае каждой основной s -й ступени РЗ, обозначенной нижним индексом №, при КЗ на p -х внешних (предыдущих или смежных) элементах, выражение излишних действий может быть представлено в виде:

$$p(I_{№}^S) = \sum_{n=1}^{n_n} [p(\bar{B}_{№})] \frac{1}{2} p(D_n) + p(O_n) = \sum_{n=1}^{n_n} [p(\bar{B}_{№})] \frac{1}{2} p(D_n/ВК_n) + p(O_n/ВК_n) p(ВК_n),$$

где D_n и O_n – события действия и отказа РЗ при КЗ на p -м внешнем (предыдущем, смежном) элементе в области параметра реагирования, предопределяемой уставкой ступени s анализируемой защиты № на АО, n_n – число учитываемых внешних предыдущих или смежных элементов в направлении действия РЗ №, $\bar{B}_{№}$ – событие нарушения временного блокирования действия защиты № (отсутствия выдержки времени вследствие аппаратного отказа органа выдержки времени) при КЗ на предыдущих (смежных) элементах.

При согласованной по чувствительности и, соответственно, по времени ступени s РЗ № с защитами p -х предыдущих (смежных) элементов излишние действия образуются как при действии, так и при отказах наиболее быстродействующих РЗ на предыдущих (смежных), а именно тех, с которыми производились согласования.

Аналогичные по структуре выражения излишних действий имеют место для резервирующей ступени, обеспечивающей резервирование РЗ каждого конкретного p -го предыдущего (смежного) элемента, дифференциальных токовых РЗ защит и РЗ линий с обменом информацией между комплектами аппаратуры на разных концах.

Приведенный вероятностный алгоритм в узком смысле является количественной мерой технической эффективности каждого канала РЗ, а в широком — инструментом оптимального выбора уставок по условию минимума функциональных потерь и максимума технического эффекта.

Обе свои функции алгоритм выполняет, — безразлично какими свойствами и характеристиками обладают защищаемые объекты и примыкающие сети. По полученным частным или оптимальным потерям можно судить о приемлемости варианта настройки каждого интересующего канала РЗ. Коэффициент чувствительности при этом является излишним и неправомерным показателем.

Приведенные вероятностные алгоритмы настройки РЗ позволяют количественно оценить техническое качество и обеспечить наилучшую настройку любых видов и типов РЗ (электромеханических, микроэлектронных и микропроцессорных) для любых защищаемых объектов сети в любом сетевом окружении внешних элементов во всех или части режимно-коммутационных состояний сети. Это важно для бурно развивающихся и внедряемых цифровых РЗ, которые оперативно и автоматически позволяют выставлять уставки. Однако, нет необходимости и смысла быстро выставлять уставки, определенные по ЭРМ, которые не имеют объективной оценки их качества и поэтому не могут быть изменены в сторону наилучших значений, т.к. последние неизвестны. Поэтому предложенный вероятностный метод настройки, не имеющей данных недостатков, является необходимым и весьма естественным дополнением к полноценному применению цифровых РЗ.

2.3. Естественное построение РЗ оборудования и линий

Развитие РЗ на протяжении всего периода применения было метрологическим, т.е. с обязательным использованием измерительных органов. Даже дифференциальный и дифференциально-фазный принципы, которые в своем естестве практически различают качественные признаки минимального или нулевого сигнала при внешнем повреждении и максимально возможного при внутреннем КЗ, т.е. по существу являющимися событийными, а не метрологическими принципами в существующих реализациях исполнены с применением измерительного органа в дифференциальной цепи.

Метрологический подход при использовании дифференциального принципа для магнитно-связанных цепей трансформаторов и автотрансформаторов наряду с вынужденно необходимым применением трансформаторов тока привел к катастрофическому возрастанию помех (броски тока намагничивания, разнотипность трансформаторов тока) и, как следствие, применению различных мероприятий (выравнивание, торможение от токов плеч, блокирование от бросков тока намагничивания).

Все эти меры дают эффект за счет ухудшения качеств защиты (снижение чувствительности, быстроедействие). Но они оказываются излишними как только начать естественно правильно применять дифференциальный принцип только для электрических цепей и отказаться от использования трансформаторов как датчиков тока, заменив их на современную оптоволоконную технологию. Последняя требует обеспечить также преобразование первичных сигналов на высоковольтном потенциале, для чего необходимы блоки питания на этом же потенциале.

Эти блоки могут быть построены на делителе напряжения от утечек через изоляцию кабелей и гирлянды изоляторов воздушных линий, либо через специальные полупроводниковые вставки в указанной изоляции. Все это обеспечивает практически без помех дифференциальное восприятие, преобразование, передачу и изоляционную развязку первичных сигналов.

В случае больших пространственных размеров ЗО целесообразны подразделения пространства линий сети, обмоток оборудования на участки и на двухконцевые участки. Это дополнительно усиливает положительные свойства дифференциального принципа, но требует организации передачи информации о действии дифференциальной защиты участка на головные концы линий. Данная передача может быть осуществлена в кодированном виде на высокочастотной несущей по силовым проводам, либо по оптоволоконным линиям в составе этих проводов с использованием блоков питания каждого участка на высоковольтном потенциале.

Дуговой принцип построения РЗ является чисто событийным принципом. Его реализация путем восприятия дуговой вспышки требует наличия над поверхностью проводников прозрачного для излучения слоя, разделенного непрозрачными изоляционными перегородками. Этот слой в свою очередь также закрыт непрозрачными для излучения слоями изоляции, через которые в слой каждого участка

опущены воспринимающие излучение оптоволоконные жилы, направленные далее непосредственно на пульты в случае РЗ сосредоточенных объектов (обмоток электрооборудования), либо на оптоэлектронные преобразователи, электрические сигналы которых высокочастотным, либо оптоэлектронным путем передаются на концы линии.

3. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рациональная настройка РЗ выполняется в целом для всей сети в следующей последовательности: сначала быстродействующие каналы, затем последующие ступени и в последнюю очередь резервирующие ступени. ЭРМ не имеет количественной меры для объективной оценки настройки РЗ. Предложенный вероятностный метод позволяет объективно и оптимально настроить все каналы РЗ.

Дифференциальный принцип построения РЗ для гальванически связанных цепей с использованием первичных электрических величин на высоковольтном потенциале и дуговой принцип реагирования на дуговые вспышки в прозрачном слое на поверхности проводов, который скрыт непрозрачными слоями изоляции, являются наиболее подходящими для построения РЗ. Они наиболее адекватно и естественно соответствуют восприятию аварийных событий КЗ в электроустановках, для контроля и устранения которых предназначена РЗ. Они же наиболее полно удовлетворяют требованиям селективности, чувствительности, быстродействию, функционально, конструктивно, схемотехнически просты, их настройка не зависит ни от помех, ни внешних условий. Эти принципы целесообразны для разработки и внедрения.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Электротехнический справочник: В 4-х т. Т. 3. Производство и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). 8-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 964 с.
- [2] Вероятностный метод селекции границ интервалов данных для задач электроэнергетики / А.В. Шмойлов, Л.В. Кривова, Е.И. Стоянов, К.В. Игнатъев // Изв. ВУЗов «Проблемы энергетики». – 2008, № 7-8/1. – С. 146–157.
- [3] Шмойлов А.В. Вероятностная настройка ступенчатых токовых релейных защит // Изв. ТПУ. – 2005. Т 308, № 7. – С. 194–198.

Исследование работы 100%-й защиты от замыканий на землю в обмотке статора генератора, работающего в блоке с трансформатором, при дуговых прерывистых повреждениях

В.А. ШУИН, Е.С. ЧУГРОВА
Ивановский государственный энергетический университет (ИГЭУ)

Россия
shuin@rza.ispu.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Генератор, 100%-я защита от замыканий на землю в обмотке статора, дуговые прерывистые повреждения.

1. ВВЕДЕНИЕ

Однофазные замыкания на землю (ОЗЗ) являются наиболее частым видом электрических повреждений в обмотке статора генераторов и во многих случаях предшествуют многофазным и витковым коротким замыканиям (КЗ). Поэтому от эффективности функционирования защиты от этого вида повреждений в значительной мере зависит надежность работы генераторов.

По требованиям Правил устройств электроустановок (ПУЭ) [1] на мощных генераторах с $P_{ном} \geq 60$ МВт должна применяться так называемая «стоцентная» защита от ОЗЗ, не имеющая «мертвой зоны» при повреждениях вблизи нейтрали. В настоящее время в России на большинстве мощных турбогенераторов, работающих в блоке с трансформаторами, применяется 100%-я защита, основанная на использовании соотношений напряжений 3-й гармоники, измеряемых на выводах $U_{3\Delta}$ и в нейтрали U_{3N} (типа БРЭ 1301.01 или ее микропроцессорные аналоги).

Защита БРЭ 1301.01 имеет два измерительных органа (блока): блок 1-й гармоники и блок 3-й гармоники. Блок 1-й гармоники, обычно подключаемый к обмотке трансформатора напряжения (ТН) на выводах генератора, соединенной по схеме разомкнутого треугольника, имеет уставку, равную $5 - 15 \% U_{ном}$, что соответствует «мертвой зоне» $5 - 15 \%$ со стороны нейтрали генератора. Для защиты генератора от ОЗЗ в нейтрали или вблизи нее предназначен блок 3-й гармоники (БТГ), реагирующий на изменение соотношение напряжений $U_{3\Delta}$ и U_{3N} .

2. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ. МЕТОД ИССЛЕДОВАНИЙ

Опыт эксплуатации защиты БРЭ 1301.01 выявил случаи отказов функционирования БТГ при ОЗЗ, но анализ их причин в литературных источниках отсутствует. Исследования и опыт разработки, внедрения и эксплуатации защит аналогичного назначения в электрических сетях среднего напряжения $6 \div 35$ кВ показал, что часто причинами отказов их функционирования является неучет особенностей работы измерительных органов защит в переходных режимах ОЗЗ. Принцип действия блока БТГ защиты типа БРЭ 1301.01 и ее аналогов обоснован и исследован только для установившихся режимов ОЗЗ в обмотке статора генераторов. Известно, что большинство ОЗЗ в электрических машинах и кабелях, по крайней мере, в начальной стадии развития повреждения, носит дуговой прерывистый характер. Можно предположить, что одной из возможных причин отказов функционирования БТГ

является влияние на работы измерительного органа 3-й гармоники переходных процессов при дугowych прерывистых ОЗЗ, не учтенное при разработке защиты БРЭ 1301.01 и ее аналогов.

В связи с этим представляет интерес исследование особенностей функционирования БТГ в переходных режимах ОЗЗ в обмотке статора генератора. Учитывая ограниченные возможности проведения экспериментов на действующих генераторах и физического моделирования, наиболее подходящим методом исследования процессов функционирования блока БТГ в переходных режимах ОЗЗ является математическое моделирование на ЭВМ.

3. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ «ГЕНЕРАТОР – БТГ». ПРОВЕРКА АДЕКВАТНОСТИ И ДОСТОВЕРНОСТИ МОДЕЛИ

Исследования особенностей функционирования 100%-й защиты, основанной на измерении напряжения 3-й гармоники, при дугowych прерывистых ОЗЗ, выполнены на комплексной математической модели «генератор мощностью 300 МВт – БТГ защиты от ОЗЗ типа БРЭ 1301.01», реализованной с использованием системы моделирования Matlab и пакета расширения SIMULINK [2, 3].

При построении модели генератора были приняты следующие основные допущения: параметры обмотки статора имеют линейный характер; фазные ЭДС генератора содержат только первую и третью гармоники; не учитывается распределенный характер параметров генератора.

Для возможности моделирования ОЗЗ в любой точке обмотки статора генератор в модели представлен двумя Т-образными звеньями (рис. 1) со следующими параметрами: e_A, e_B, e_C – фазные ЭДС генератора; L_G – индуктивность генератора; R_G – активное сопротивление генератора; C_M – суммарная междуфазовая емкость генератора; C_0 – суммарная емкость генератора между фазой и землей; G_M – междуфазовая проводимость генератора; G_0 – проводимость фаз генератора на землю.

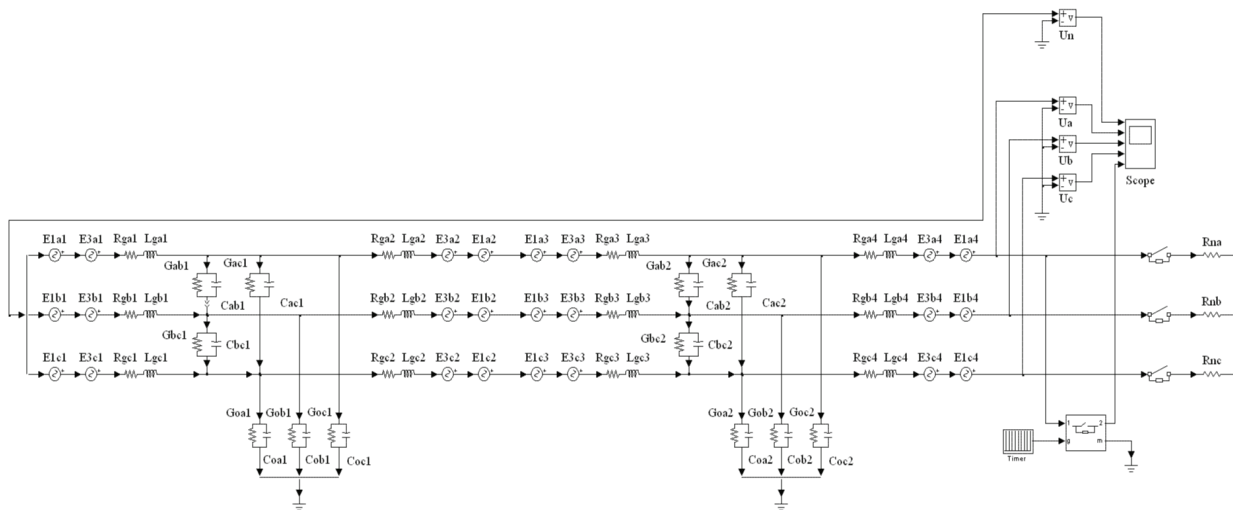


Рис. 1. Модель генератора для исследования дугowych прерывистых ОЗЗ в обмотке статора

Для моделирования дугowych прерывистых ОЗЗ в схеме модели используется ключ, обеспечивающий включение-отключение цепи тока замыкания в произвольные моменты времени, задаваемые пользователем, и позволяет моделировать как устойчивые, так и все виды неустойчивых замыканий, в том числе и через переходное сопротивление. Модель содержит также идеальные ТН, включенные на выводах обмотки статора и в нейтрали генератора, трансформаторы тока (ТТ) и средства для визуального наблюдения исследуемых процессов (многоканальные осциллографы, подключенные к выходам ТТ и ТН).

При построении модели использованы реальные исходные данные, в частности, уровни и соотношения напряжений 3-й гармоники в фазах и на нейтрали, полученные при экспериментальных измерениях на генераторах типа ТВВ-320-2 Костромской ГРЭС.

Математическая модель исследуемой защиты выполнена в соответствии с функционально-структурной схемой блока 3-й гармоники (рис. 2) и полными принципиальными схемами составляющих ее функциональных узлов [4].

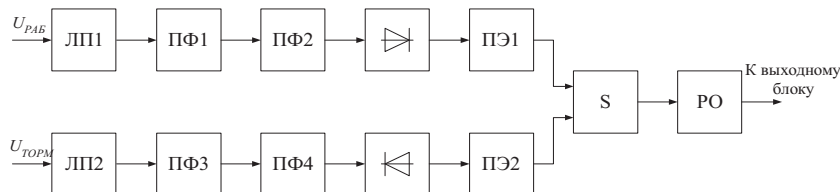


Рис. 2: Функционально-структурная схема блока третьей гармоники защиты БРЭ 1301.01

БТГ включает следующие основные функциональные узлы: линейные вторичные преобразователи напряжения ЛП1 и ЛП2; полосовые фильтры ПФ1 ÷ ПФ4; двухполупериодные выпрямители; пороговые органы ПО1 и ПО2; сглаживающий сумматор S; реагирующий орган РО.

Модель БТГ защиты БРЭ 1301.01 в системе моделирования MATLAB приведена на рис. 3.

В целях проверки адекватности и оценки точности математической модели блока третьей гармоники были экспериментально измерены параметры и амплитудно-частотные характеристики (АЧХ) основных функциональных узлов заводского образца защиты генератора БРЭ 1301.01 и сопоставлены с аналогичными характеристиками их математических моделей. До испытаний модели защиты БРЭ 1301.01 по методике, изложенной в [4], была проведена проверка, настройка и наладка узлов модели БТГ. Параметры настройки всех функциональных узлов после проверки и наладки модели соответствовали требованиям инструкции [4].

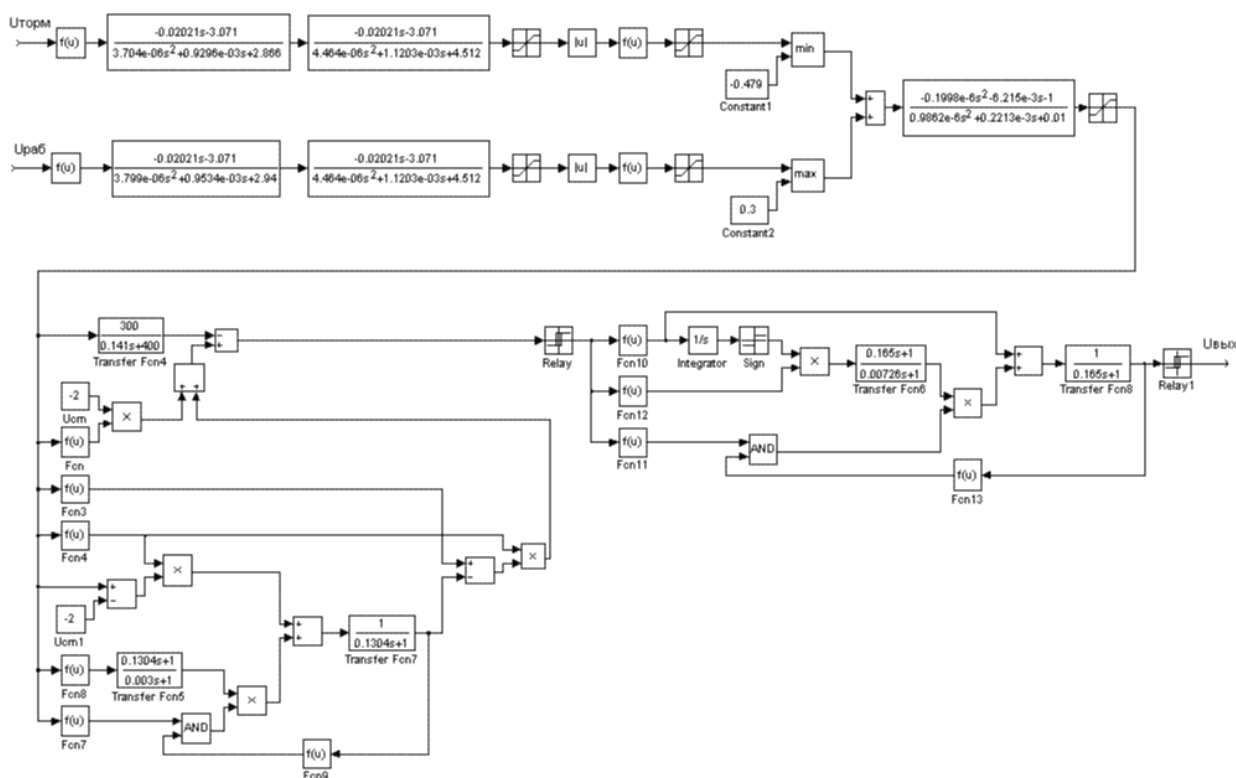


Рис. 3: Модель блока 3-й гармоник защиты БРЭ 1301.01 в системе MATLAB

4. ИССЛЕДОВАНИЕ НА МОДЕЛИ РАБОТЫ БЛОКА 3-Й ГАРМОНИКИ ЗАЩИТЫ БРЭ 1301.01 ПРИ ДУГОВЫХ ПРЕРЫВИСТЫХ ОЗЗ

Исследование работы БТГ в переходных режимах ОЗЗ были выполнены для модели генератора типа ТВВ-320-2 при следующих режимах его работы и условиях возникновения ОЗЗ:

- генератор работает в режиме холостого хода;
- генератора работает с номинальной нагрузкой.

Моделировались следующие разновидности ОЗЗ:

- металлические устойчивые ОЗЗ на выводах и в нейтрали (вблизи нейтрали) генератора;
- дуговые прерывистые ОЗЗ по теории Петерсена с интервалами между повторными пробоями от $0,5T_{50}$ до $(5 - 7)T_{50}$;
- дуговые прерывистые ОЗЗ по теории Петерса и Слепяна с интервалами между повторными пробоями от T_{50} до $(5 - 7)T_{50}$.

В качестве примера на рис. 4 и 5 приведены осциллограммы, иллюстрирующие работу БТГ защиты БРЭ 1301.01 в переходных режимах при дуговых прерывистых ОЗЗ в обмотке статора генератора.

Анализ результатов вычислительных экспериментов, выполненных на модели, показал следующее:

- при работе генератора с изолированной нейтралью и ОЗЗ вблизи нейтрали защита устойчиво срабатывает, если интервалы между повторными пробоями не превышают $2,5T_{50}$; при ОЗЗ на выводах обмотки статора генератора отказы срабатывания БТГ имеют место, если интервалы между повторными пробоями превышают $6T_{50}$; при однократных пробоях изоляции обмотки статора защита не срабатывает;
- заземление нейтрали через резистор приводит к уменьшению соотношения напряжений третьей гармоники $U_{3N} : U_{3\Delta}$, а заземление нейтрали через ДГР — к увеличению соотношения $U_{3N} : U_{3\Delta}$ в режиме без ОЗЗ, что необходимо учитывать при выборе Z_{CP*} ; при выборе Z_{CP*} с учетом этого заземление нейтрали генератора не влияет на устойчивость функционирования БТГ в установившихся режимах ОЗЗ;

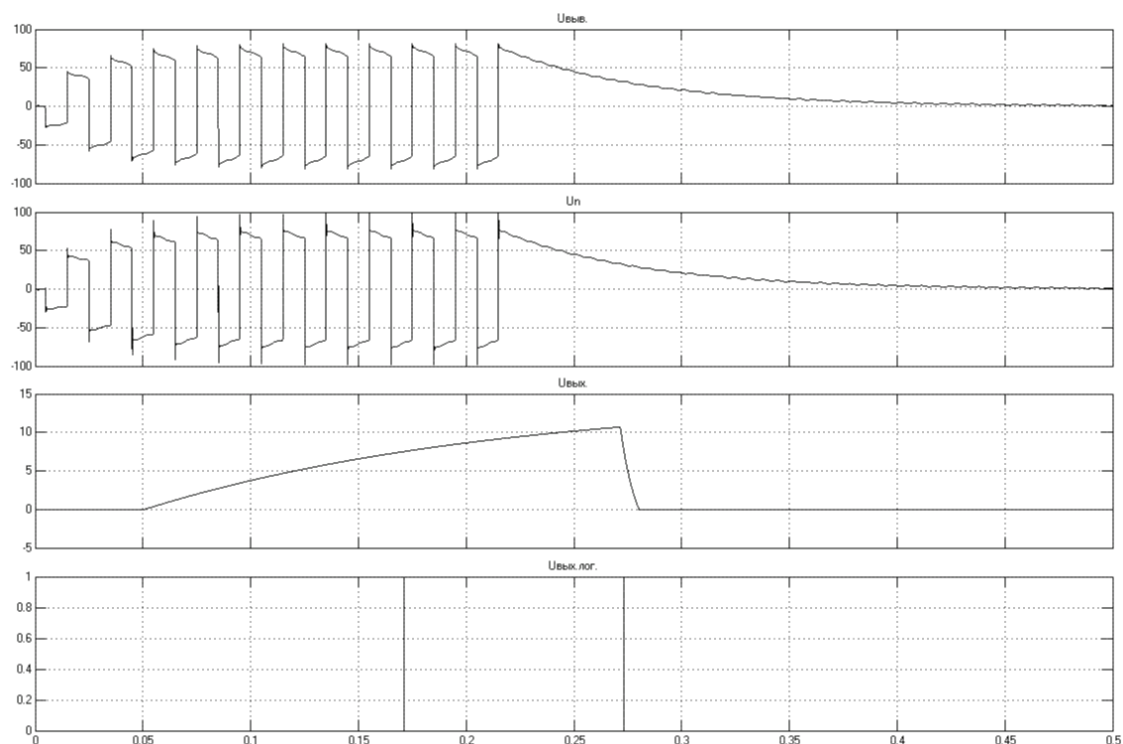


Рис. 4. Осциллограммы работы БТГ в переходных режимах при ОЗЗ по теории Петерсена вблизи нейтрали генератора ($\alpha = 0,1$), работающего с изолированной нейтралью, и на интервалах между повторными пробоями $0,5T_5$

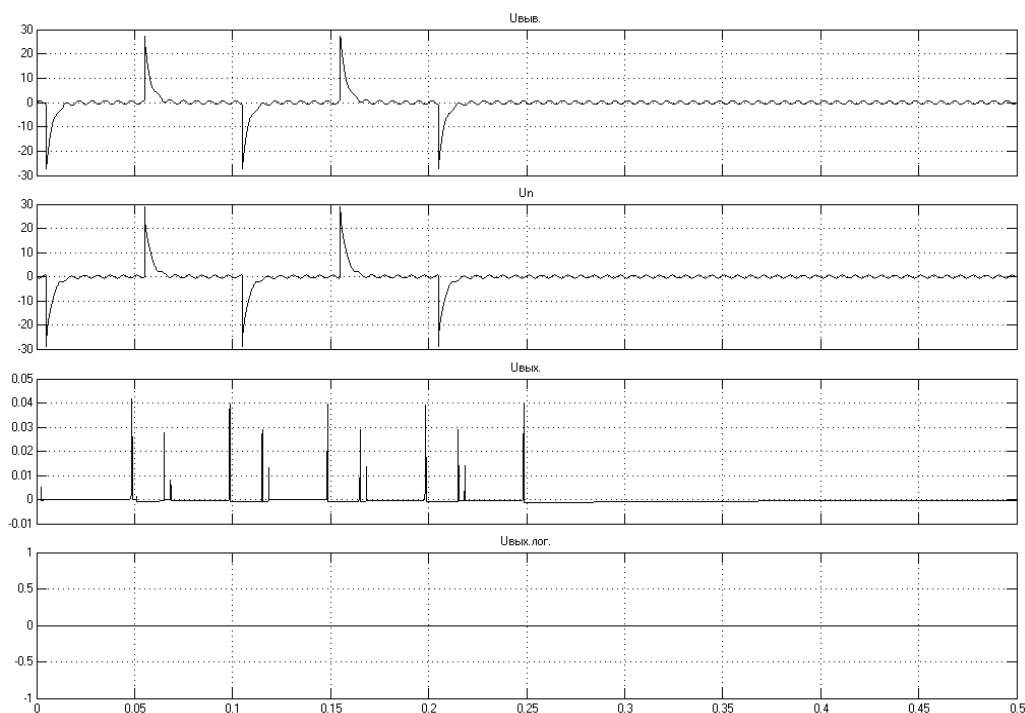


Рис. 5. Осциллограммы работы БТГ в переходных режимах ОЗЗ по теории Петерсена вблизи нейтрали генератора ($\alpha = 0,1$)

- при работе генератора с высокоомным заземлением нейтрали БТГ устойчиво срабатывает при ОЗЗ вблизи нейтрали, если интервалы между повторными пробоями не превышают $2,5T_{50}$;
- резонансное заземление нейтрали приводит к повышению эффективности срабатываний БТГ при неустойчивых замыканиях на землю на выводах обмотки статора генератора: защита устойчиво срабатывает даже при однократном пробое изоляции; при ОЗЗ вблизи нейтрали отказы срабатывания защиты имеют место при минимально возможных в компенсированной сети интервалах времени между повторными пробоями от 5 периодов и более.

Минимальное время срабатывания БТГ при дуговых прерывистых ОЗЗ составляет 170 – 180 мс. Учитывая, что время возврата РО БТГ не превышает 5–10 мс, можно сделать вывод, что при длительности существования дуги менее 180 мс защита срабатывать не будет.

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. При дуговых ОЗЗ, что вероятно в начальной стадии развития повреждения изоляции, возможны отказы функционирования блока третьей гармоники защиты БРЭ 1301.01 (ЗЗГ-11).

2. При ОЗЗ вблизи нейтрали БТГ устойчиво срабатывает, если интервалы между повторными пробоями не превышают $2,5T_{50}$; при ОЗЗ на выводах обмотки статора генератора отказы срабатывания БТГ имеют место, если интервалы между повторными пробоями превышают $6T_{50}$; при однократных пробоях изоляции обмотки статора БТГ не срабатывает.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Правила устройства электроустановок. – М.: Энергоатомиздат, 1985.
- [2] Дьяконов В. Matlab 6: учебный курс / В. Дьяконов. – СПб.: Питер, 2001.
- [3] Дьяконов В. Simulink 4. Специальный справочник / В. Дьяконов. – СПб.: Питер, 2002.
- [4] Блок защиты генераторов типа БРЭ 1301: техническое описание и инструкция по эксплуатации ИАЕЖ.656122.018 ТО. – Чебоксары, 1983.

Концепция противоаварийного управления ЕЭС России

Н.Г.ШУЛЬГИНОВ¹, А.В. ЖУКОВ¹, А.Т. ДЕМЧУК¹,
Л.А.КОЩЕЕВ², П.Я.КАЦ², М.А.ЭДЛИН²
ОАО «СО ЕЭС»², ОАО «НИИПТ»¹

Россия
pkats@mail.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Противоаварийное автоматическое управление, автоматическое предотвращение нарушения устойчивости, локальные устройства противоаварийной автоматики, централизованные системы противоаварийной автоматики.

Одно из основных направлений развития мировой электроэнергетики – создание национальных энергосистем и формирование мощных межнациональных энергообъединений с целью:

- сократить затраты на сооружение новых электростанций;
- более рационально использовать имеющиеся энергоресурсы;
- повысить экономичность энергоснабжения потребителей.

Следует исходить из того, что ЕЭС России была и в обозримом будущем останется энергообъединением со слабыми межсистемными связями, что надежность и живучесть ЕЭС России обеспечивались и будут обеспечиваться в большой степени широким использованием средств противоаварийного автоматического управления (ПАУ).

Принимая во внимание, что окончательная модель рынка будет сформирована постепенно, в течение нескольких лет, и на сегодняшний день не разработаны экономические механизмы оплаты разных видов деятельности по противоаварийному управлению, **назначение настоящей Концепции** следует видеть в консолидации технических позиций энергетиков, концептуальном оформлении стратегических направлений развития и перевооружения системы противоаварийного автоматического управления.

Основной принцип построения ПАУ в ЕЭС в современных условиях может быть сформулирован следующим образом:

- вся ЕЭС России разбивается на районы противоаварийного управления (энергоузлы, энергорайоны, энергообъединения), которые, как правило, совпадают с операционными зонами оперативно-диспетчерского управления;
- каждый район управления защищается своей системой противоаварийной автоматики (ПА), обеспечивающей его живучесть и ограничивающей максимальный аварийный небаланс активной мощности района, величина которого определяется текущими условиями устойчивости ЕЭС.

При большом многообразии схемных и конструктивных исполнений ПА может быть разделена на несколько основных подсистем, реализующих следующие функции:

- Автоматическое предотвращение нарушения устойчивости (АПНУ);
- Автоматическая ликвидация асинхронного режима (АЛАР);
- Автоматическое ограничение снижения частоты (АОСЧ, включает АЧР, АЧВР, ЧАПВ);
- Автоматическое ограничение снижения напряжения (АОСН);
- Автоматическое ограничение повышения частоты (АОПЧ) и напряжения (АОПН);
- Автоматическое ограничение перегрузки оборудования (АОПО);

- Автоматическое, по условиям изменения частоты или напряжения, выделение электростанций или энергоблоков на сбалансированную нагрузку, выделение генераторов на питание собственных нужд электростанций.

По целям противоаварийного управления ПА подразделяется на два класса:

1. средства, позволяющие повысить степень использования энергетического оборудования;
2. средства, позволяющие предотвратить повреждение энергетического оборудования, полное нарушение функционирования электростанций и прекращение энергоснабжения потребителей аварийного района в условиях, когда нормальная работа энергосистемы уже нарушена и необходимо предотвратить потерю живучести.

К первому классу в основном относятся средства ПА, выполняющие функцию АПНУ. Их применение позволяет ослабить ограничения на рынке мощности, способствует полной выдаче мощности крупных электростанций и энергоузлов с избытком генерируемой мощности и покрытию недостатка мощности в дефицитных районах.

Ко второму классу относятся средства ПА, выполняющие остальные перечисленные выше функции.

По принципам организации средства ПА подразделяются на децентрализованные и централизованные системы, реализующие свои функции с помощью соответственно локальных устройств ПА (ЛПА) и централизованных систем ПА (ЦСПА).

ЛПА используются во всех подсистемах ПА.

ЦСПА в настоящее время применяются только для предотвращения нарушения устойчивости и опасной токовой перегрузки линий и оборудования.

Основная цель перехода от ЛПА к ЦСПА при реализации функций АПНУ – повышение точности и сокращение избыточности управляющих воздействий (снижение ущерба) и расширение области допустимых режимов работы энергосистемы при ограниченном объеме УВ.

Требования надежности и быстродействия подсистемы АПНУ, снижения затрат на ее развитие и эксплуатацию ставят вопрос о технической и экономически оправданной протяженности районов ПАУ, охватываемых комплексами АПНУ, целесообразном объеме возлагаемых на них функций, их взаимодействии.

Единственно приемлемым решением является **построение подсистемы АПНУ на иерархическом принципе**.

Общая структура подсистемы АПНУ ЕЭС России может быть представлена в виде схемы, изображенной на рисунке 1.

В иерархической структуре АПНУ ЕЭС можно выделить несколько характерных уровней. Нижний уровень образуют узловые локальные комплексы ЛПА, защищающие узлы выдачи мощности крупных электростанций, отдельных энергорайонов и их связей с энергосистемами. ЛПА реализуют управляющие воздействия через исполнительные устройства (ИУ). Последние показаны на рисунке 1 для полноты структурной схемы, но они не образуют самостоятельного уровня иерархии, так как не выполняют самостоятельных функций.

ЛПА может работать в двух режимах:

- в режиме автоматического запоминания дозировок (АЗД), вырабатываемых на верхних уровнях, и их передачи ИУ;
- в автономном режиме по собственным алгоритмам с собственными уставками.

Более высокие по отношению к ЛПА уровни образуют **ЦСПА** районные, региональные и уровни ЕЭС. Районные ЦСПА непосредственно рассчитывают УВ для основной системообразующей сети своего района управления, как правило – на территории операционной зоны регионального центра диспетчерского управления (РДУ) Системного оператора. На региональном уровне, как правило, в пределах ОЭС, осуществляется координация районных комплексов АПНУ и взаимодействие с координирующей АПНУ ЕЭС. В зависимости от структуры ОЭС некоторые из перечисленных уровней (Региональный, Районный, Узловой) могут отсутствовать. Верхний уровень АПНУ ЕЭС осуществляет координацию региональных АПНУ.

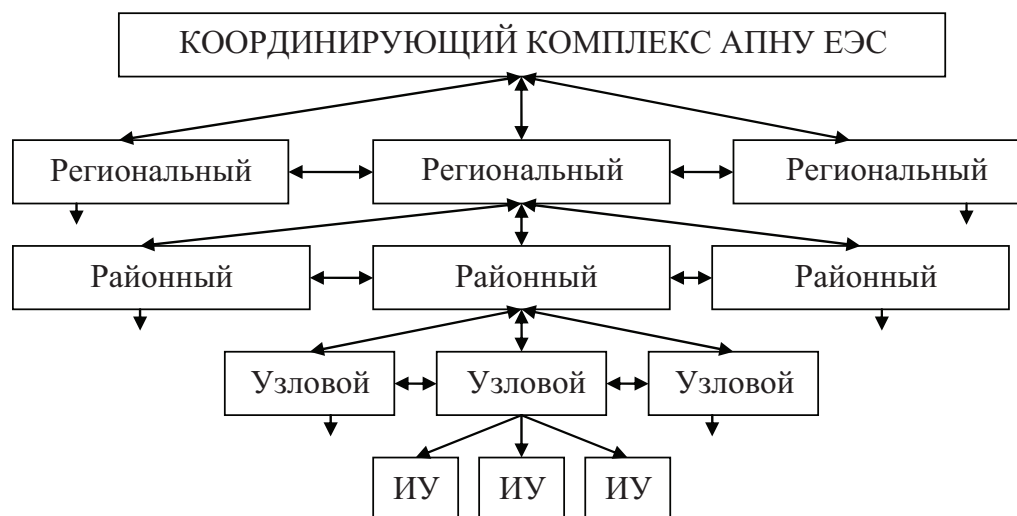


Рис. 1: Общая структура подсистемы АПНУ ЕЭС России

Взаимодействие ЛПА и ЦСПА при реализации функций АПНУ может осуществляться тремя путями:

- использованием в ЛПА импульсных или сбалансированных УВ, предотвращающих нарушение динамической устойчивости и не изменяющих послеаварийный баланс мощности в энергообъединении;
- ограничением несбалансированных действий ЛПА в пределах, зависящих от запасов пропускной способности в сечениях, определяемых более высокими иерархическими уровнями ПАУ в соответствии с рис. 1;
- организацией балансирующих УВ от ЦСПА; при этом необходима организация сложного пускового органа, использующего также и информацию об УВ ЛПА.

Обращаясь к обозримой **перспективе развития ЕЭС** и оценивая возможные изменения в использовании ПА следует учитывать следующее:

- возможность перехода к более широкому выполнению требований предотвращения нарушения устойчивости при аварийных возмущениях схемно-режимными средствами, то есть без использования АПНУ;
- возможность определения и обеспечения договорных условий надежности электроснабжения потребителей в распределительных сетях (определение целесообразного уровня надежности самим потребителем);
- возможность создания в ЕЭС комплекса мощных транспортных линий электропередачи от удаленных электростанций;
- возможность развития электрических связей ЕЭС с зарубежными энергосистемами и создание международной евроазиатской транзитной энергосистемы;
- дальнейшее усложнение схемы электроснабжения потребителей мегаполисов с использованием глубоких вводов, в том числе на постоянном токе;
- перспективы широкого использования линий электропередачи постоянного тока и устройств FACTS;
- окончательный переход к коммерческим взаимоотношениям в ЕЭС, включая использование управляющих воздействий ПА.

По мере реализации перечисленных изменений в ЕЭС может измениться **подход к использованию ПА**:

- роль локальных устройств АПНУ сведется к использованию их в качестве пусковых органов, устройств автоматического запоминания дозировок и выдачи команд на реализацию управляющих воздействий и, в некоторых случаях, в качестве резервных устройств ЦСПА;
- существенно возрастет роль ЦСПА как «советчика» диспетчера, позволяющего в реальном времени оценить допустимость режима без использования АПНУ в случае возникновения аварийной ситуации. В качестве средства ПА ЦСПА будет, в основном, использоваться для предотвращения нарушения устойчивости (опасной перегрузки) при возникновении второго или последующих аварийных возмущений, то есть как мероприятие по предотвращению развития аварии и потери живучести энергосистемы;
- значительно возрастет роль координирующих систем противоаварийного управления (КСПУ) как средства координации ЦСПА и системы непосредственного управления режимами ЕЭС;
- роль подсистем ПА, обеспечивающих живучесть энергосистемы, практически не изменится, но снизится частота их срабатывания, что повлечет за собой изменение требований к профилактическим мероприятиям;
- должна быть разработана специальная система ПА для мегаполисов, сочетающаяся с централизованной системой автоматического управления напряжением;
- возрастет необходимый объем и повысятся требования к качеству режимной информации, используемой ПА;
- расширится номенклатура управляющих воздействий ПА, в том числе воздействий импульсного типа через устройства FACTS и ППТ;
- снизится частота использования управляющих воздействий и, в то же время, может увеличиться единовременный объем управляющих воздействий для прекращения развития аварийных процессов, что должно учитываться при коммерческой оценке управляющих воздействий.

Таким образом, происходящие изменения во взаимоотношениях субъектов электроэнергетики и связанные с ними изменения в технологии управления ЕЭС приведут к определенным изменениям роли ПА и критериев оценки ее эффективности. Произойдут изменения и в алгоритмической, и в аппаратной реализации устройств и систем ПА.

Во все большей степени будет проявляться **необходимость технологической и программно-аппаратной взаимосвязи с другими системами управления энергосистемой.**

В частности, необходимо осуществлять координацию действий систем ПА с АРЧМ и АСДУ на всех иерархических уровнях. При этом, кроме общей системы сбора и передачи информации (ССПИ) целесообразна организация функциональной связи между ними. Эта координация должна осуществляться без снижения требований к надежности функционирования ПА.

Например, ЦСПА осуществляет расчет в режиме реального времени допустимых предельных нагрузок связей (сечения), контролируемых АРЧМ, и осуществляет передачу в АРЧМ уставок для автоматического ограничения перетоков мощности. При наличии нескольких систем АРЧМ перед ЦСПА может быть поставлена задача выбора стратегии ведения режима при минимизации УВ.

ЦСПА выполняет функцию информационной поддержки диспетчера по ведению режима, снабжая его текущими значениями максимально допустимых перетоков. Вычислительное ядро ЦСПА и вычислительное ядро Советчика диспетчера в части расчета опасных сечений, допустимых перетоков и УВ в случае возникновения аварийных возмущений совпадают, поэтому следует говорить об интеграции ЦСПА в АСДУ.

Для всех подсистем АСДУ и АСТУ основным источником текущей технологической информации о режиме работы ЕЭС, а также о состоянии основного и вспомогательного оборудования должны служить АСУ ТП подстанций и станций.

В условиях административного управления электроэнергетикой ПА реализовывалась согласно приказам, нормативам и указаниям централизованных органов управления, что делало участие в противоаварийном управлении обязательным для всех участников параллельной работы, для которых выявлялась такая необходимость. **Переход к рыночным отношениям требует использования экономических механизмов в различных областях производственных процессов, в том числе, и в части противоаварийного управления.**

Сложность внедрения экономических методов в части ПА связана с тем, что результат работы ПА, как правило, связан с явным экономическим ущербом для субъекта электроэнергетического процесса, в первую очередь потребителя (чаще всего не имеющего достаточного представления о технологических особенностях процессов, связанных с производством, передачей и потреблением электрической энергии). В то же время несомненный экономический эффект использования противоаварийной автоматики (несомненный для инфраструктуры электроэнергетики) остается для большинства участников скрытым.

Наиболее рациональным является сочетание административных методов (технические регламенты и правила, определяющие присоединение к сети и параллельную работу субъектов в энергосистеме) и экономического стимулирования.

ПА, обеспечивающая живучесть энергосистем, должна реализовываться посредством технических регламентов.

Противоаварийное управление, связанное с изменением режимов субъектов, должно рассматриваться на соответствие законодательным актам, нормативным и руководящим документам.

Концепция построения и эксплуатации энергосистем должна:

- обеспечить защиту энергоустановок и сохранение параметров функционирования на приемлемом уровне в случае наиболее вероятных отказов (нормативных возмущений);
- ограничить степень деградации энергосистемы при тяжелых ненормативных возмущениях, обусловленных стихийными явлениями природы и наложением крайне маловероятных аварийных событий друг на друга;
- стремиться поддержать энергоснабжение потребителей с минимальными ограничениями по мощности и перерывами по времени.

Такой подход к построению и управлению энергосистемами обусловлен тем, что полное погашение энергосистемы или её части приводит к материальным потерям, а иногда и к человеческим жертвам, несопоставимым с затратами на ограничение развития аварий.

Поэтому необходимо выделить в особую категорию устройства, предназначенные по существу для защиты оборудования, и устройства, назначение которых – предотвращение погашения энергосистемы или ее части. Эти устройства не связаны с получением экономического эффекта кем-либо из субъектов энергетики, они являются принадлежностью соответствующих энергоустановок или находятся в пассивном ожидании, но их наличие в энергосистеме необходимо и обязательно и должно быть условием доступа к электрическим сетям соответствующих владельцев.

Другая группа устройств обеспечивает повышение экономичности работы ЕЭС за счет повышения передаваемой мощности по сетям, в том числе другим участникам рынка. Наличие этих средств не является неотъемлемой частью оборудования и компенсация затрат на их установку и эксплуатацию должна стимулировать их внедрение.

Взаимодействие с субъектами генерации при оказании ими услуг по прекращению развития аварийной ситуации может привести к менее экономичным режимам функционирования этих субъектов, что необходимо учитывать при расчетах за оказанные услуги. Субъекты – потребители должны оказывать услуги для реализации управления, так как длительность их отключения и объем ограничения в этом случае будут менее значительными.

По классификационному признаку «способ возмещения затрат на установку и эксплуатацию устройств противоаварийной автоматики» и с учетом специфики предназначения и использования конкретных видов оборудования все системы противоаварийной автоматики подразделяются на два класса:

- a. системы противоаварийной автоматики, затраты на установку и эксплуатацию которых субъект рынка возмещает за счет собственных средств, потому что наличие этих устройств у данного субъекта соответствует требованиям технических регламентов в части обязательных условий подключения к электрической сети ЕЭС;
- b. системы противоаварийной автоматики, затраты на установку и эксплуатацию которых компенсируются через механизм реализации услуг по обеспечению системной надежности.

Для развития и совершенствования ПАУ необходимы:

1. Разработка предложений по совершенствованию юридических и экономических отношений между субъектами энергетики ЕЭС России в области ПАУ.
2. Разработка новых, ориентированных на современные цифровые средства управления, алгоритмов работы локальных и централизованных устройств ПА, разработка и внедрение новых цифровых устройств и систем ПА нового поколения в ЕЭС России.
3. Исследование, разработка и внедрение алгоритмов и аппаратуры, обеспечивающих привлечение устройств FACTS и ППТ для решения задач ПАУ.
4. Разработка и внедрение мероприятий, обеспечивающих возможность использования форсировки мощности энергоблоков для решения задач ПАУ.
5. Разработка и внедрение мероприятий по управлению мощностью энергоблоков электростанций новых типов (парогазовых и т.п.) для решения задач ПАУ.
6. Разработка и внедрение мероприятий по обеспечению возможности управления мощностью энергоблоков АЭС.
7. Разработка и внедрение координирующей системы противоаварийного управления.
8. Разработка и внедрение мероприятий по использованию АРЧМ для решения задач ПАУ.
9. Разработка принципов организации и алгоритмов автоматического восстановления энергосистем после системных аварий.
10. Разработка принципов организации и алгоритмов противоаварийного управления в мегаполисах.
11. Исследование возможностей использования информации, получаемой от СМПР, для повышения эффективности ПАУ. Разработка алгоритмов и средств ПАУ, использующих информацию от СМПР для решения задач ПАУ.

Возможности современных систем релейной защиты и управления по предотвращению развития аварий

V.M. BUCHHOLZ, NTB Technoservice

R. KREBS, Siemens AG

Z.A. STYCZYNSKI, Otto-von-Guericke University Magdeburg

Германия

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Нарушение электроснабжения, анализ повреждения, адаптивная защита, согласование защит, децентрализованная защита (распределенная защита), оценка надежности, лавина напряжения.

1. ВВЕДЕНИЕ

В ходе смягчения требований и отмены государственного регулирования, ответственность за комплексное управление энергосистемой переходит на диспетчеров транзитных систем. Поэтому диспетчер несет ответственность за управление системой и службами сети, такими как стабильность частоты и поддержка регулирования напряжения, а также готовность к использованию резервных мощностей. Для выполнения этих задач в центрах управления энергосистемами необходимо наличие всесторонней информации о текущих условиях энергосистем. Эта информация содержит рост нагрузки и информацию о соседних энергосистемах. На основе этой информации необходимо идентифицировать критические ситуации, а для стабилизации положения должны быть предприняты своевременные меры.

2. ПРИЧИНЫ ВОЗМУЩЕНИЙ В БОЛЬШИХ ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

2.1. Северная Америка

В США нарушение электроснабжения 14 августа 2003 года началось в 12 часов дня с прекращения электростанциями выдачи энергии и отключением линий, о чем не было сообщено в центр управления [1]. В компании First Energy в центр управления не поступила информация об отключении линий. Кроме того, в 14:14 произошел отказ системы SCADA в целом, что было вызвано неисправностями компьютера. К тому же продолжающуюся топологическую деградацию энергосистемы, вызванную отключением линий и электростанций, нельзя было остановить только поспешными телефонными разговорами. Вскоре после 16:00 еще одна линия 345 кВ отключилась из-за срабатывания дистанционной защиты в области перегрузки круговой характеристики. Отключение этой линии стало основным событием, с которого началась окончательная последовательность отключения электроснабжения. Это привело к быстрому каскадному развитию событий с сотнями инцидентов во всех областях энергосистемы.

2.2. Италия

После отключения от защиты линии 400 кВ в Швейцарии ночью 28 сентября 2003 года в Италии возникло снижение импортируемой мощности (6700 МВт). Снижение мощности на 200 МВт оказалось недостаточным. После отключения второй линии в Швейцарии 20 минутами позже, десять оставшихся связей между сетью UCTE и Италией отключились из-за срабатывания защит в области перегрузки. Уже через 2.5 минуты после отключения от сети UCTE Италия столкнулась с полным отключением электроснабжения, охватившим все регионы страны.

2.3. Москва

Последовательность из шести событий, следовавших одно за другим с 23 по 25 мая 2005 года, привела к полному отключению подстанции 500/220/110 кВ Чагино и подключенной к подстанции ТЭЦ-22 на юге Москвы, как показано на рис. 1.

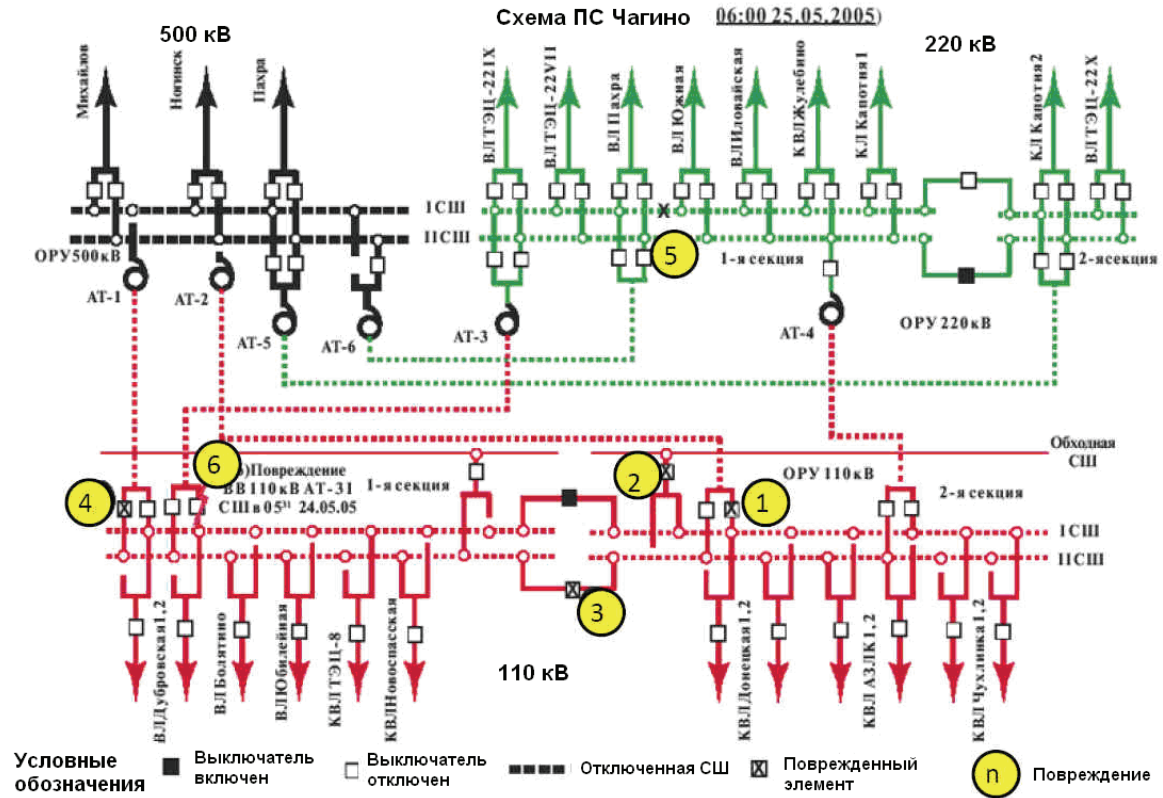


Рис. 1: Состояние подключений на ПС Чагино, 25 мая 2005 г. после аварийных событий [3]

В результате отключения ПС Чагино, сети 220 и 110 кВ Москвы были существенно ослаблены: отключились 3 линии 500 кВ, 9 линий 220 кВ и 12 линий 110 кВ. В ходе увеличения нагрузки утром 25 мая линии, оставшиеся в работе, были сильно перегружены, что привело к снижению напряжения, например, к 11 часам до 88.5 кВ на ПС Чертаново (110 кВ) и до 172.1 кВ на ПС Баскаково (220 кВ). Обычная лавина напряжения стала причиной последующего отключения электроснабжения на юге Москвы.

2.4. Германия

На севере Германии 4 ноября 2006 года в 21:38 сеть 400 кВ была ослаблена запланированным отключением двойной системы для прохождения корабля. Подпитка этого региона от ветряных установок увеличивалась весь день с 200 МВт до 12000 МВт поздним вечером. Вследствие этого сеть 400 кВ оказалась сильно перегруженной. Для улучшения ситуации в 22:10 было произведено включение систем на параллельную работу, но без предварительной оценки безопасности. Однако, эти действия привели к еще большему увеличению нагрузки линий, и уже через секунды после объединения систем отключились первые линии, и началось каскадное отключение линий. Сеть USTE разделилась на три изолированные энергосистемы с несбалансированными значениями генерирующих и потребляющих мощностей, как это показано на рис. 2.

Москва, 7–10 сентября 2009 г.

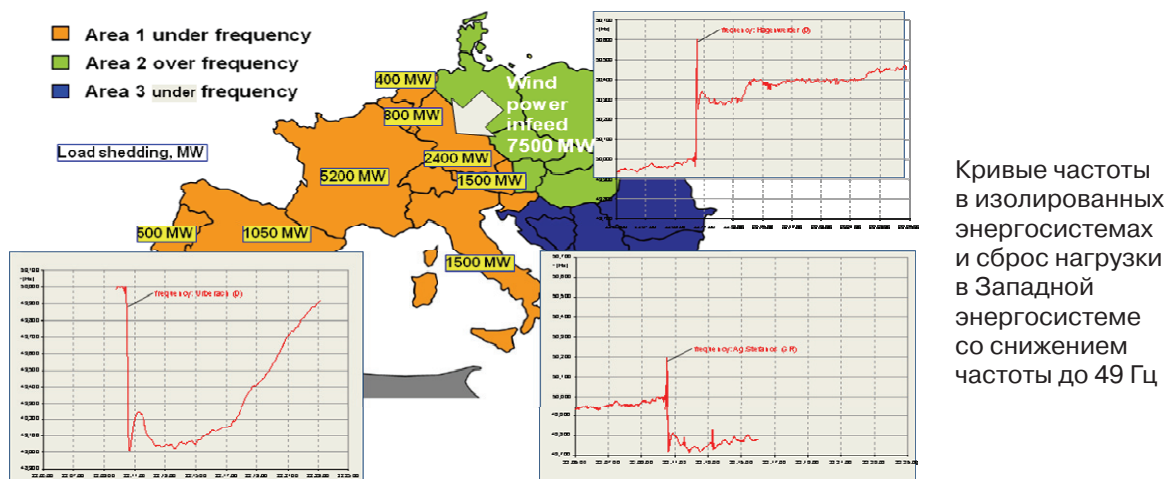


Рис. 2: Изолированные энергосистемы после отключения линий из-за перегрузки

Пояснения к рис. 2:

Area 1 under frequency

Area 2 over frequency

Area 3 under frequency

Load shedding, MW

Wind power infeed 7500 MW

Регион 1 – снижение частоты

Регион 2 – повышение частоты

Регион 3 – снижение частоты

Сброс нагрузки, МВт

Подпитка от ветряных электростанций 7500 МВт

Первое отключение линии было ускорено различием уставок дистанционной защиты по обоим концам линии. Через 38 минут система была восстановлена, и все потребители получили питание. Поэтому авария не привела к полному отключению электроснабжения.

3. ЛАВИНА НАПРЯЖЕНИЯ И ЕЕ ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ

3.1. Явление лавины напряжения

Лавина напряжения играет важнейшую роль во всех крупных отключениях электроснабжения. Как это может происходить? Лавина напряжения возникает, если потребители значительно увеличивают потребление реактивной мощности, что происходит из-за снижения напряжения в сети. В основном это относится к двигательной нагрузке. Потребление дополнительной реактивной мощности приводит к увеличению падения напряжения на сопротивлениях элементов сети – особенно, если топология сети ослаблена отключением линий и, пропорционально этому увеличилось эквивалентное сопротивление энергосистемы. Результатом этого может быть каскадный эффект и полное отключение электроснабжения. На рис. 3 поясняется зависимость напряжения и скорость вращения электрического момента индуктивной нагрузки вращающейся машины. Из-за снижения напряжения питания электрическая машина переходит на новую точку работы (баланс электрического и механического момента) на пониженной скорости вращения. Однако, при пониженной скорости вращения требуется больше реактивной мощности. В связи с этим, могут возникнуть устойчивые условия по снижению напряжения (лавины напряжения), вызванные высоким потреблением реактивной мощности, причиной чего является значительное понижение напряжения питающей сети.

Такие условия можно предотвратить только отключением части нагрузки, подключением дополнительного источника реактивной мощности вблизи нагрузки или уменьшением сопротивления энергосистемы (например, включением резервных трансформаторов). Тогда напряжение системы может восстановиться, машины увеличат скорость вращения и уменьшат свое потребление реактивной мощности.

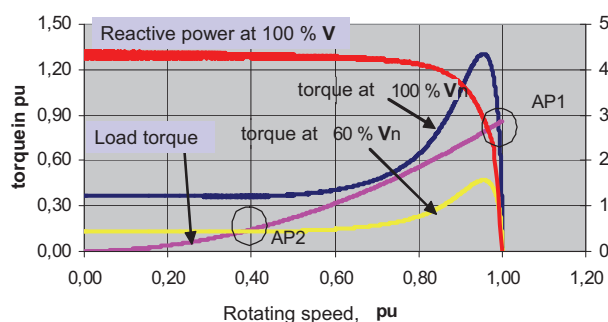


Рис. 3: Физика индукционных машин

Пояснения к рис. 3:

Reactive power at 100% U
Load torque
Torque at 100% U
Torque at 60% U
Torque, p.u.
Rotating speed, p.u.

Реактивная мощность при напряжении 100% от номинала
Момент нагрузки
Момент при напряжении 100% от номинала
Момент при напряжении 60% от номинала
Момент, о.е.
Скорость вращения, о.е.

3.2. Сброс нагрузки при снижении напряжения

На сегодняшний день на практике при эксплуатации энергосистем не получили широкого распространения автоматические устройства, которые, реагируя на снижение напряжения в энергосистеме, выполняют отключение нагрузки с целью избежать лавины напряжения. Применение таких устройств аналогично отключению нагрузки при снижении частоты системы. «Сброс нагрузки при снижении напряжения» является эффективной мерой по восстановлению нормальной работы системы.

Технологии для применения системы сброса нагрузки при снижении напряжения уже доступны. Большинство цифровых устройств защиты, включая реле максимальной токовой защиты с интегрированными функциями измерения напряжения, выполняют программируемый контроль снижения напряжения, что используется в качестве дополнительной функции. Такой контроль снижения напряжения может активировать сброс нагрузки на территориях, где такой риск существует. Для предотвращения излишних отключений от этой функции, т.е. когда области потребления отключаются без необходимости всякий раз при снижении напряжения, современные цифровые технологичные устройства защиты используют встроенные логические функции.

На рис. 4 показано, как можно установить соответствующие взаимосвязи в сервисном программном обеспечении устройства защиты, используя для этого CFC-логику (Continuous Function Chart – язык функциональных схем). В самом простом случае, сброс нагрузки при снижении частоты будет эффективным, если факт снижения частоты имел место при одновременном отключении линии.

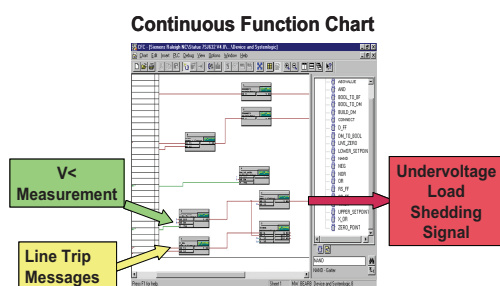
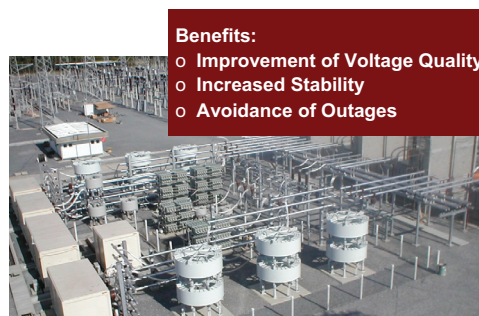


Рис. 4: CFC-логика для V < сброса нагрузки



Benefits:
 o Improvement of Voltage Quality
 o Increased Stability
 o Avoidance of Outages

Рис. 5: Статический компенсатор реактивной мощности +/-250 Мвар

Москва, 7–10 сентября 2009 г.

Пояснения к рис. 4:

V < measurement	Измерение U <
Line Trip Messages	Сообщения об отключении линии
Undervoltage Load Shedding Signal	Сигнал сброса нагрузки при снижении напряжения

Пояснения к рис. 5:

Benefits	Выгоды
Improvement of Voltage Quality	Улучшенные показатели качества напряжения
Increased Stability	Улучшение устойчивости
Avoidance of Outages	Помогают избежать отключения электроснабжения

Конечно, CFC предлагает и значительно более сложные логические связи. Используя отдельные ступени сброса нагрузки, можно запрограммировать сброс нагрузки в зависимости от конкретных условий работы сети.

3.3. Подключение реактивной мощности близко к нагрузке

Статические компенсаторы реактивной мощности (SVC = Static Var Compensators = статические компенсаторы реактивной мощности), которые уже выдержали испытания по стабилизации работы энергосистем на сотнях энергообъектов по всему миру, оптимально подходят для предотвращения лавины напряжения.

На рис. 5 показан такой объект, который может управлять реактивной мощностью величиной ± 250 Мвар, а именно – за 40 мс покрывается полный диапазон регулирования от 0 до ± 100 %. В этом случае батареи конденсаторов и реакторы с высокой точностью управляются быстродействующими тиристорными системами управления и выключателями через полностью цифровые цепочки управления, согласно фактическим потребностям энергосистемы.

Кроме того, установки SVC успешно применяются для подавления качаний мощности и стабилизации работы энергосистемы.

4. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ЗАЩИТЫ И УПРАВЛЕНИЯ

Крупные возмущения в энергосистемах Северной Америки, Италии, Москвы и Германии ясно дали понять, что диспетчеры, ответственные за управление системой на рынках электроэнергии с пониженными ограничениями, имеют ограниченные возможности с точки зрения вмешательства в процесс управления системой при быстро развивающихся перегрузках и других критических ситуациях. С точки зрения диспетчеров, ответственных за управление, быстрое вмешательство в координацию процессов генерирования и потребления может иметь экономический риск, в то время как никаких четких правил об обмене информацией между регионами системы не существует.

В этой связи были разработаны современные технологии по поддержке работы энергосистемы – адаптивная защита с временами отключения менее 1 периода промышленной частоты, глобальные воздействия защиты в интервале между 20 мс и 1 с и глобальный мониторинг на основе оценки безопасности установившихся и динамических режимов, проходящий в режиме реального времени в интервале между 1 и 15 минутами. На рис. 6 представлен обзор новых решений.

4.1. Адаптивная защита – примеры применения

4.1.1. Ограничение области срабатывания дистанционной защиты

Ключевым элементом запуска цепной реакции, ведущей к окончательному погашению систем в Северной Америке, стало отключение от дистанционной защиты линии 345 кВ “Sammis-Star” при работе в области перегрузки. В Италии аналогично линии отключились из-за срабатывания дистанционной защиты в области перегрузки. На сегодняшний день стоит вопрос о том, можно ли предотвратить отключение больших мощностей, если можно избежать нежелательного отключения линии. На рис. 7 на круговой характеристике дистанционной защиты показан замер сопротивления, при котором имело место отключение линии “Sammis-Star” [1].

Адаптивная защита

Глобальная защита
и мониторинг

Глобальная защита
и управление



Рис. 6: Современные технологии поддержки эксплуатации энергосистемы

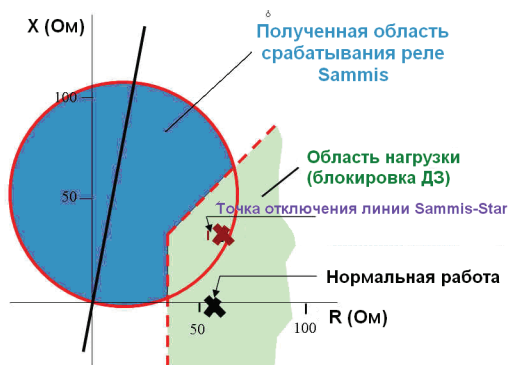


Рис. 7: Условия отключения линии Sammis – Star

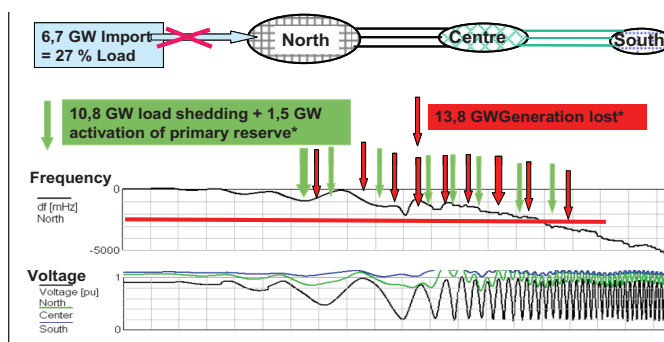


Рис. 8: Ситуация в Италии после отключения от UCTE (моделирование)

Пояснения к рис. 8:

6.7 GW Import = 27% Load

North

Centre

South

Frequency

Voltage

13.8 GW Generation Lost*

10.8 GW load shedding

+ 1.5 GW activation of primary reserve*

Импорт мощности 6.7 ГВт = 27% нагрузки

Север

Центр

Юг

Частота

Напряжение

Потеря генерирующей мощности 13.8 ГВт*

Сброс нагрузки 10.8 ГВт

+ ввод первичного резерва 1.5 ГВт*

Как можно видеть из рисунков, замер сопротивления находился на границе области срабатывания. Это стало результатом снижения напряжения и больших перетоков реактивной мощности, вызванных снижением напряжения. С учетом своих характеристик срабатывания, защита сработала правильно. Однако, типичные характеристики защит в Европе с областью нагрузки, где срабатывание защиты блокируется, предотвращают подобные срабатывания дистанционной защиты при попадании замера сопротивления в вырез области нагрузки, как это показано зеленым цветом на рис. 7.

Кроме того, современные цифровые устройства защиты предоставляют возможность задать вырез области нагрузки для круговой характеристики, что также показано на рис. 7. Если бы на линии Sam-

mis-Star использовались бы современные технологии цифровой защиты, то она бы не отключилась. Тогда имелось бы достаточно времени, чтобы вывести топологически ослабленную энергосистему из условий лавины напряжения.

4.1.2. Динамическое согласование защит

Что касается отключения электроснабжения в Италии, то используемые в настоящее время автоматические средства предотвращения отключения электроснабжения начали работать должным образом. Ступенчато было отключено 10.8 ГВт нагрузки, а также было введено 1465 МВт первичного резерва. Однако, в то же самое время 13.2 ГВт генерирующих мощностей были отключены защитами по частоте, защитой от понижения напряжения и защитой от выпадения из синхронизма (как это показано на рис. 8). К несчастью, отключение электростанций произошло раньше.

В этом случае, при крупномасштабных возмущениях со значительными колебаниями напряжения, возникает существенное требование по дополнительному или даже динамическому согласованию защитных функций. Недавно начались исследования в области динамического согласования защит.

4.1.3. Адаптация чувствительности контроля синхронизма

Приведенные ниже меры по отключению могли остановить потерю электроснабжения в Италии. После отключения второй линии в Швейцарию была выполнена попытка повторного включения. Из-за высокой нагрузки параллельных линий и изменения конфигурации сети после отключения первой линии, угол напряжения по обоим концам линии составлял примерно 40 градусов. Таким образом, функция контроля синхронизма не дала возможность провести повторное включение. В этом случае успешное АПВ линии могло бы предотвратить потерю электроснабжения.

Поэтому имеет смысл задуматься о том, насколько можно изменить параметр “угол напряжения” функции контроля синхронизма в зависимости от условий работы энергосистемы, чтобы при высоких нагрузках сети повторное включение допускалось также и при значениях угла, больших 40 градусов. С помощью динамического анализа сети можно корректно оценить риски для оборудования. Современные цифровые устройства защиты, обладающие функциями дополнительной логики и переключения групп уставок в режиме реального времени, предоставляют возможность динамической адаптации параметров (см. рис. 4).

В зависимости от условий нагрузки, перед отключением короткого замыкания можно корректно изменить критерий проверки угла функции контроля синхронизма, что выполняется перед повторным включением путем переключения групп уставок. И в заключение необходимо обратить внимание на то, что используемые критерии оценки углов в разных странах различны. Поэтому, например, в странах, где используются длинные линии электропередач, пороговые значения угла в 60 градусов абсолютно обоснованы.

4.2. Глобальный контроль (SIGUARD®-PDP)

Передающие системы в настоящее время контролируются с точки зрения установившихся режимов, и как правило, посредством асинхронных измерений, например, с использованием удаленных терминалов (RTU) с периодами обновления данных, меняющихся от десятков секунд до минут. Данные измерений (иногда слабо коррелирующие друг с другом) идеальны для контроля установившихся режимов в системе, например, для корректирующих коммутаций на основе результатов прогнозирования состояния. Данные также достаточны для расширенных вычислений условий нагрузки (перегрузки) перед коммутациями.

Предельно высокая загруженность транзитных сетей означает, что они работают близко к их пределам устойчивости; в таком режиме транзитная система с большей легкостью переходит к качаниям при повреждении в системе. Таким образом, эти системы будут нуждаться в более сложных системах наблюдения для их защиты, управления и мониторинга. На сегодняшний день устройства PMU (PMU = Phasor Measurement Units = устройства измерения параметров векторов) или устройства, обладающие функциями измерения параметров векторов, такие как регистраторы аварийных событий (PAC), характеризуются следующими четырьмя преимуществами:

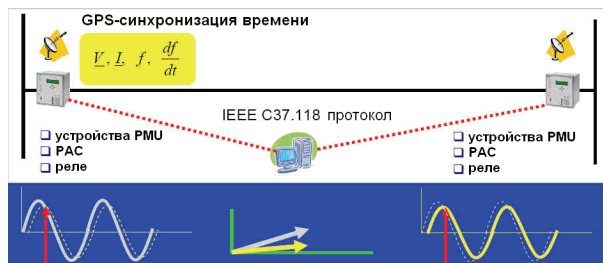


Рис. 9: Динамические измерения в системе с помощью PMU и PAC

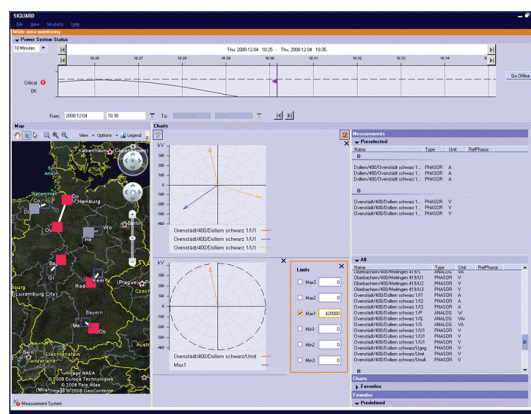


Рис. 10: Интерфейс пользователя ПО SIGUARD®-PDP (обработка данных векторов)

- измерения с присвоением метки времени и наличием GPS-синхронизации;
- высокоточные измерения значений и приращений на основе измерения параметров векторов тока и напряжения;
- высокоточные измерения значений частоты и изменения частоты во времени (df/dt);
- период обновления данных от 20 до 100 мс.

При использовании такого оборудования, возмущения в энергосистеме можно обнаруживать в режиме реального времени, что позволяет непосредственно выполнять различные контрмеры по борьбе с возмущениями [10]. Кроме того, такие результаты измерений (хорошо коррелирующие друг с другом), являются абсолютно необходимыми для динамического управления перетоками мощности (см. рис. 9).

Современные специализированные устройства PMU или многофункциональные устройства со встроенными функциями PMU также поддерживают и стандартный интерфейс обмена данными с целью передачи измерений параметров векторов IEEE C37.118. Тем не менее, централизованное использование информации о параметрах векторов от устройств PMU для последующего отслеживания состояния устойчивости энергосистемы, все еще остается относительной новинкой. Пример системы обработки параметров векторов и инструментария для визуализации этих параметров показан на рис. 4 (Система обработки параметров векторов SIGUARD®-PDP).

SIGUARD®-PDP предоставляет пользователю возможности проведения анализа данных на предмет устойчивости энергосистемы как в режиме реального времени (онлайн), так и в режиме офлайн (работа с архивными данными). Основой такого анализа служат измерения, полученные от распределенных по энергосистеме устройств PMU, поставляющих измеренные параметры векторов по протоколу IEEE C37.118. Система SIGUARD®-PDP показывает пользователю определенные важные данные, как это показано на рис. 10.

4.3. Оценка надежности защит (SIGUARD®-PSA)

Анализ аварий в сети в различных странах и на разных континентах показал, что практически не было случаев отключения электроснабжения, в которых не участвовали бы устройства защиты, имеющие ошибочно заданные или критические уставки, как это уже было описано выше.

Важным элементом в предотвращении отключения электроснабжения является онлайн- и офлайн- оценка надежности защит, что реализовано в программном обеспечении SIGUARD®-PSA [5, 6, 7, 8, 9]. Основываясь на информации о текущем коммутационном состоянии энергосистемы, можно провести автоматический анализ селективности систем защиты сети и генерирующих мощностей. Конечно, для этого необходима информация о функциях, реализованных в реле, их характеристики и уставки, а также наличие обмена данными между устройствами. Используя в качестве движка ПО PSS®SINCAL (см. рис. 11) можно разместить в любом месте энергосистемы воображаемое

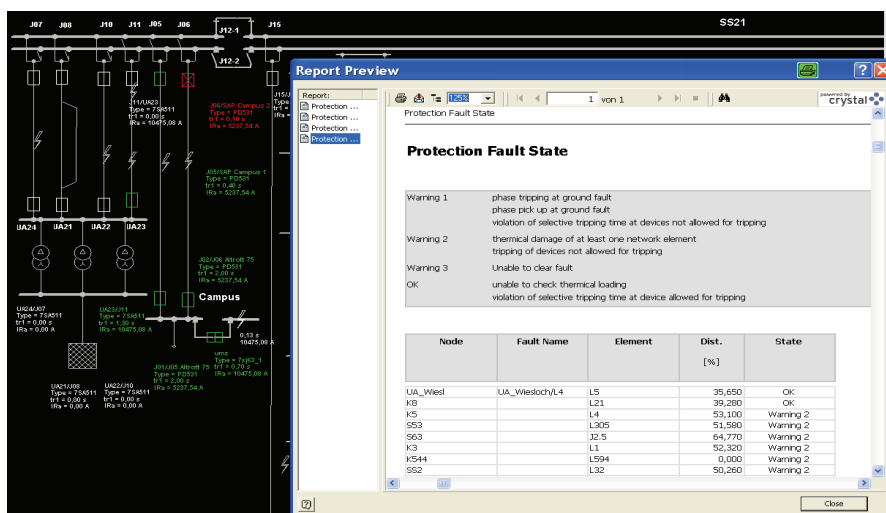


Рис. 11: Оценка надежности и селективности защит

повреждение; после этого моделируются пуски и отключения от защит, а затем выполняется проверка с точки зрения селективности защит. Результатом анализа могут быть списки аварийных сообщений, которые могут использоваться в информационных целях при изучении защит. Однако, можно также использовать и систему экспертизы [6, 7, 8], которая предлагает улучшенные уставки защит, при которых обеспечивается селективность. Эти уставки можно проверить и задокументировать для последующего использования при моделировании режимов перед окончательным параметрированием реле.

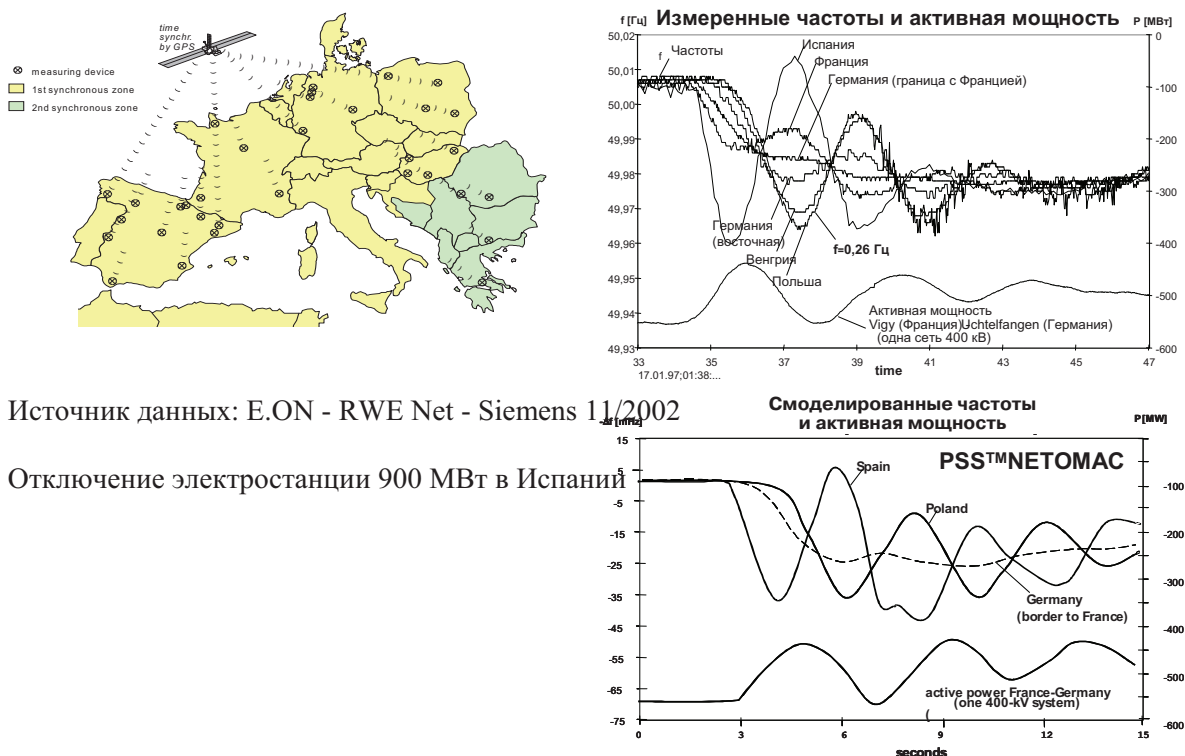
4.4. Динамическая оценка надежности энергосистемы (SIGUARD®-DSA)

Аварии в энергосистеме, такие как короткие замыкания, отказ оборудования или генераторов, или внезапные изменения в конфигурации сети, происходящие в результате коммутаций, вызывают появление электродинамических процессов. Чтобы проверить, не представляют ли такие процессы угрозы для устойчивости энергосистемы (причем не только с точки зрения статики, но и с точки зрения динамики), необходимо провести предварительную динамическую оценку надежности [11, 5, 12, 13, 14]. При выполнении такой оценки необходимо моделировать все пассивные элементы энергосистемы (такие как провода, кабели, трансформаторы...), а также активное работающее оборудование или управляемые объекты (генераторы, батареи конденсаторов, FACTS...), включая их контроллеры.

На рис. 11 показано, как это может быть достигнуто путем применения приложения PSS®NETOMAC программного обеспечения SIGUARD®-DSA.

При фактическом отключении электростанции в Испании, частоты локальных сетей, а также обмен активной мощностью по одной линии между Францией и Германией, отображались в разных странах. Эти записи послужили отправной точкой для программы PSS®NETOMAC, с помощью которой была смоделирована сеть UCTE 2004 года (610 генераторов, 4400 узлов, 12000 ветвей и 1050 контроллеров). Сравнение результатов моделирования с фактическими аварийными ситуациями наглядно показало, что можно заранее просчитать и оценить поведение динамической электромеханической системы.

Процессы в этой модели сети можно моделировать для определенного промежутка времени с шагом 10-20 мс на обычном компьютере; этого вполне достаточно для динамического анализа электромеханического процесса. Множество, возможно критичных, аварийных ситуаций в системе, которые необходимо проверить в режиме реального времени с помощью DSA (динамический анализатор сигналов), можно обрабатывать параллельно на многомашинной вычислительной системе (кластер); смысл этого состоит в том, что результаты вычислений одновременно доступны для оценки.



Источник данных: E.ON - RWE Net - Siemens 11/2002

Отключение электростанции 900 МВт в Испании

Рис. 12: Динамическое моделирование с использованием PSS®NETOMAC

5. НАДЕЖНОСТЬ ИНФОРМАЦИИ И ОБМЕНА ДАННЫМИ

Передаваемые данные проходят длинный путь, начиная с коммуникаций уровня процесса, через уровень присоединения и подстанционный уровень до центра управления энергосистемой. Для надежного и безопасного обмена данными в Европе являются стандартными следующие положения:

- Использовать безопасные и, главным образом, структурные каналы обмена информацией.
- Использование стандартов обмена данными МЭК.

Глобально применяемые стандарты МЭК для обмена информацией это:

- МЭК 61850 в пределах подстанции.
- МЭК 60870-5-101 между подстанцией и центром управления энергосистемой (по схеме «точка-точка»), а также МЭК 6870-5-104 (WAN).

Кроме того, общепринятой практикой в Европе является передача не только отключающих сигналов защит, но и сигналов пуска защит. При этом создается резервирование с точки зрения количества информации, что дополняет службы безопасности стандартов МЭК. Общепринятые в Европе принципы резервирования технологий управления на объекте и в энергосистеме, конечно, также вносят свой вклад в повышение надежности информации. К тому же современные устройства защиты и управления предоставляют возможности синхронизации времени относительно мирового времени с точностью до миллисекунды. Это гарантирует, что возмущения в системе при учете измерений из различных точек сети можно проанализировать точно. В США при проведении такого анализа необходимо было идти на компромисс, поскольку метки времени событий на различных подстанциях были несовместимы [1]. Многолетний опыт доказал, что европейская философия надежности обмена данными выдержала испытание временем. Такой подход следует поддерживать и в дальнейшем, поскольку он обеспечивает малую вероятность потери информации при передаче ее в центры управления энергосистемам.

6. ВЫВОДЫ

Анализ возмущений в системах с 2003 по 2006 год показал, что первоначальные события, вызывающие отключение электроснабжения, могут быть предотвращены при использовании передовых технологий в релейной защите и автоматике. В особенности это касается принципов передачи информации, используемых в Европе и доказавших свою надежность и безопасность; эти подходы следует сохранять. В дополнение к этому в статье показано, что при использовании современных подходов в релейной защите достигается лучшая реакция на повреждения в системе, а также то, что неправильные действия защит можно предотвратить. Технологии планирования энергосистемы стали играть новую роль, особенно в части анализа устойчивости. Такие технологии можно использовать, чтобы помочь диспетчеру энергосистемы принять решения, основываясь на фактической ситуации в энергосистеме, информация о которой поступает в режиме реального времени. В будущем необходимо будет уделять большее внимание возможным рискам возникновения лавины напряжения. Там, где это необходимо, должны применяться превентивные меры, такие как сброс нагрузки при снижении напряжения и быстрый ввод генерирующих реактивную мощность элементов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- [1] United States – Canada Power System Outage Task Force: Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada. Causes and Recommendations, April 2004.
- [2] GRTN Press Release: Blackouts – the events of 28 September 2003, Rome, October 2003.
- [3] Report of RAO “EES Rossii” regarding the investigations of the disturbance in the Russian grid from 25th May 2005, Moscow, June 18, 2005. Отчет Комиссии РАО “ЕЭС России” по расследованию аварии в ЕЭС России, произошедшей 25 мая 2005 года.
- [4] UCTE: Final Report – System Disturbance on November 4, 2006. www.ucte.org/-library/otherreports/final-report-20070130.pdf
- [5] Krebs R., Lerch E., Ruhle O., “Blackout prevention by dynamic security assessment after severe fault conditions” Protection and Substation Automation of Modern EHV Power Systems, Cheboksary, Moscow, Russia, Sep. 9-12, 2007.
- [6] Ganjavi M.-R., Krebs R., Styczynski Z. “Design of a pilot knowledge-based expert system for providing coordinated setting values” Modern Electric Power Systems Conference, Wroclaw, Poland, Sep. 6.-8., 2006.
- [7] Ganjavi, M.-R.; Krebs, R.: Protection settings using expert systems for security improvement of power network operation. Critical Infrastructures Society CRIS, DIGESEC-Workshop, Magdeburg, Germany 6.-8. Dec. 2006.
- [8] Ganjavi, M.-R.; Krebs, R.; Styczynski, Z.: Design of a Pilot Knowledge-Based Expert System for Coordinated Settings of Protection Devices: Power System Protection Conference PSP2006, Bled, Slovenja.
- [9] Chacraborty, P.; Ganjavi, M.-R.; Krebs, R.: Blackout prevention by protection and dynamic network security assessment after severe fault situations. 4th Int. Conf. on Power System Protection and Automation, 21.-22- Nov. 2007, New Delhi, India.
- [10] Komarnicki P., Styczynski Z., Müller G., Krebs R., Ruhle O. ”Intelligent blackout prediction using synchrophasors measurement. Simulation study case” 3rd Int. Conf. On Critical Infrastructure, New Alexandria, USA, 2006.
- [11] Lerch, E.; Ruhle, O.; Kerin, U.: DSA-Visualisation, monitoring and ranking of dynamic behaviour. IFAC, Seoul, Korea 2.-6. July 2007.
- [12] Fu, C. and Bose, A. (August 1999). Contingency Ranking Based on Severity Indices in Dynamic Security Analysis. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14. No. 3, pp. 980-986.
- [13] Tang, C.K., Graham, C.E., El-Kady, M, Alden, R.T.H. (August 1994). Transient Stability Index from Conventional Time Domain Simulation. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9. No. 3, pp. 1524-1530.
- [14] Xue, Y., Xu, T., Liu, B., Li, Y. (August 2000). Quantitative Assessment for transient Voltage Security. IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 15. No. 3, pp. 1077-1083.

Новый метод выявления асинхронного хода и деления системы при безопасном угле, не требующий задания уставок

B. CVOROVIC², H. KANG¹, P. HORTON²
AREVA ART (T&D, UK)¹, AREVA SAS (T&D, UK)²

Великобритания
harmeet.kang@areva-td.com

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Асинхронный ход, АЛАР, АПАХ, Угол деления системы, оценка устойчивости в реальном времени, восстанавливающиеся качания, невосстанавливающиеся качания, полярность.

ВВЕДЕНИЕ

Защита от асинхронного хода (OST) традиционно реализуется с использованием боковых участков характеристики комплексного сопротивления, применяемых для измерения времени, которое затрачивается на определение траектории (годографа) измеряемого комплексного сопротивления при движении через два боковых участка. Этот метод требует очень подробного изучения системы и, как правило, может выявлять состояние асинхронного хода только после прохождения бокового участка на противоположной стороне. Этот метод также не дает никакого представления об угле системы, и поэтому не способствует обеспечению правильного времени (угла) деления системы. У прогнозирующих методов, использующих скорость, с которой комплексное сопротивление проходит через два боковых участка, также имеются аналогичные проблемы, т.е. эти параметры очень трудно установить.

Новый метод позволяет выявить состояние асинхронного хода путем сравнения наложенного тока прямой последовательности (ΔI) с наложенным сопротивлением прямой последовательности (ΔR). Эта информация используется также для точного вычисления момента выдачи команды на отключение при необходимом угле между двумя концами линии при неустойчивой системе энергоснабжения, тем самым уменьшая перенапряжения на соответствующих компонентах системы.

Новый метод выявления асинхронного хода, не требующий задания уставок, позволяет точнее оценить устойчивость в реальном времени.

В данной статье объясняется принцип нового алгоритма выявления асинхронного хода (OST), не требующего задания уставок, предоставляются результаты тестирования, а также освещаются имеющиеся преимущества для пользователей.

Данная статья начинается с объяснения недостатков обычных методов выявления асинхронного хода и введения нового метода выявления асинхронного хода (OST), не требующего задания уставок.

ОБЫЧНЫЕ МЕТОДЫ ВЫЯВЛЕНИЯ OST

Все обычные методы выявления OST используют аналогичные принципы независимо от рабочих характеристик/боковых участков, используемых для измерения скорости изменения комплексного сопротивления через заданную зону, определяемую боковыми участками. На рис. 1 приведен пример концентрических замкнутых многоугольников, которые служат для измерения скорости изменения комплексного сопротивления, при прохождении через зону ΔR (R6-R5).

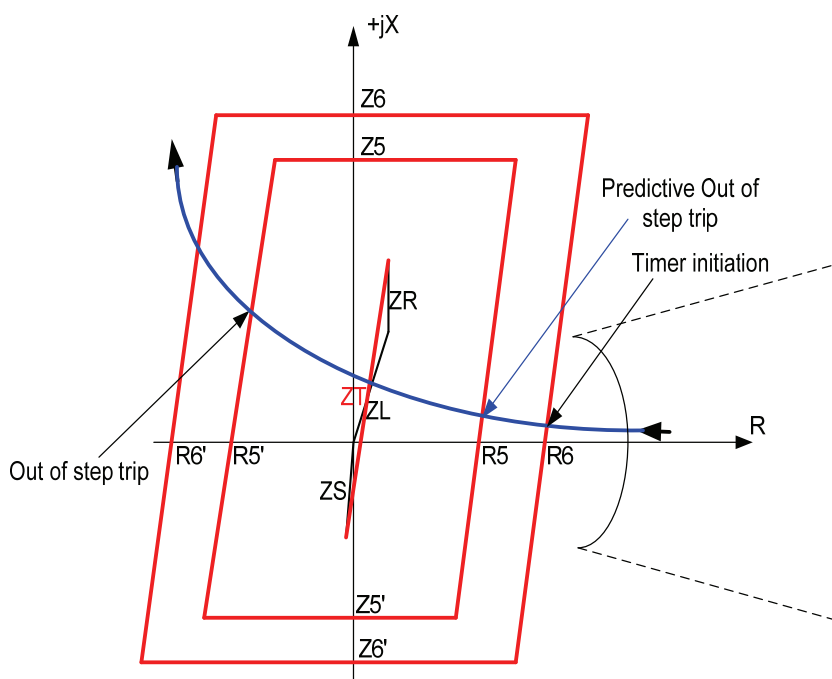


Рис. 1: Обычное выявление OST и прогнозируемое выявление OST

Наиболее общим методом является описание состояния OST при сбросе зоны 5 (согласно рис. 1), обеспечивая при этом, чтобы полярность активного компонента R изменялась между входом в зону 5 и выходом из нее. Одним из главных недостатков этого метода является наличие трудностей при установке боковых участков при больших нагрузках и реактивных нагрузках, и важной детали, состоящей в том, что скорость изменения комплексного сопротивления при возмущении далека от постоянной, поэтому усреднение скорости $\Delta R/\Delta T$ приведет к значительным ошибкам. Другим недостатком является невозможность точно выбрать момент отключения автоматического выключателя, что может привести к перекрытию полюсов выключателя. Этот метод также требует изучения системы, что подразумевает дополнительные инженерные расходы.

Некоторые производители совершенствуют метод, пытаясь прогнозировать реальное состояние OST, как указано на рис. 1 выше. Принцип этого метода состоит в измерении отношения $\Delta R/\Delta t$ и сравнении результата с предварительно определенной уставкой. Если измеренное отношение меньше $\Delta R/\Delta t$ в состоянии отказа, но больше установленного значения, то выдается предиктивный сигнал о OST. Этот метод тоже имеет определенные недостатки. Во-первых, определение уставки реального отношения $\Delta R/\Delta t$ требует существенного изучения системы. Одна из основных проблем – это оперативные изменения в топологии системы, которые могут оказывать сильное влияние на скорость изменения комплексного сопротивления, при прохождении через зону ΔR . Кроме того, на линиях с последовательной компенсацией может появляться большее реактивное сопротивление индуктивности в измеряемой петле сопротивления и сдвигать комплексное сопротивление вверх и вправо, тем самым вызывая возможный повторный запуск таймера и, следовательно, неточное срабатывание при восстанавливающихся качаниях. Необходимо принимать во внимание и следующее. Даже если состояние OST было спрогнозировано правильно, фактический момент времени, когда будет дана команда на отключение выключателя, может совпасть с разницей углов между источниками, причем эта разница будет близка к 180 градусам вследствие быстрого качания мощности. Для того, чтобы отодвинуть значение разницы углов от 180 градусов, необходимо установить $R5$ и $R6$ как можно ближе при загрузке бокового участка, но это может оказаться практически невозможно сделать во многих случаях. Во избежание перекрытия полюсов выключателя, вызываемого напряжением, почти в два раза превышающим номинальное, действующим, когда выключатель старается разомкнуть свои

контакты, может потребоваться отключение с выдержкой времени, а это фактически сведет на нет преимущество раннего выявления OST. Может также оказаться затруднительным рассчитать выдержку времени для расцепления заданного выключателя в случае, когда напряжения на выключателе выходят за пределы безопасного угла, как правило, при 240 градусах. В последнее время появился новый метод, который основывается на распознавании формы траектории комплексного сопротивления при качаниях, но установка 'многоугольника как пускового органа' все еще требуется.

АЛГОРИТМ ВЫЯВЛЕНИЯ OST, НЕ ТРЕБУЮЩИЙ ЗАДАНИЯ УСТАВОК

Выявление OST

Принцип выявления OST базируется на мониторинге полярности ΔR , когда имеет место изменение в полярности ΔI , где R — это активная составляющая комплексного сопротивления прямой последовательности, а I — ток прямой последовательности, получаемый из фазных токов (токов при качаниях). Величины прямой последовательности выбираются так, чтобы упростить расчет, и могут еще использоваться для выявления OST в режиме отключенной фазы. Измерения ΔI и ΔR проводятся непрерывно в окне с 2 циклами качания.

По своей природе, качание мощности может быть восстанавливающимся (устойчивое качание) или невосстанавливающимся (называется также состоянием OST или проскальзыванием полюсов).

Рассмотрим сначала восстанавливающиеся качания. На рис. 2 пунктирной линией показана траектория комплексного сопротивления при восстанавливающихся качаниях. Можно заметить, что первоначально, когда ток увеличивается, полярность ΔI положительная, а полярность ΔR остается отрицательной. После достижения пика фазного тока (при минимальном комплексном сопротивлении), ток при качаниях начинает слабеть, а полярность ΔI изменяется с положительной на отрицательную, тогда как полярность ΔR изменяется в противоположном направлении: с отрицательной на положительную.

В случае невосстанавливающихся качаний, можно заметить, что первоначально полярность ΔI была положительной, а полярность ΔR отрицательной — так же, как при восстанавливающихся качаниях. Когда значение пика тока при качаниях пройдено, полярность ΔI изменяется на отрицательную, а полярность ΔR не изменяется.

Это уникальное отношение между полярностями ΔI и ΔR используется для определения связи между восстанавливающимися и невосстанавливающимися качаниями и для автоматического выявления состояния OST.

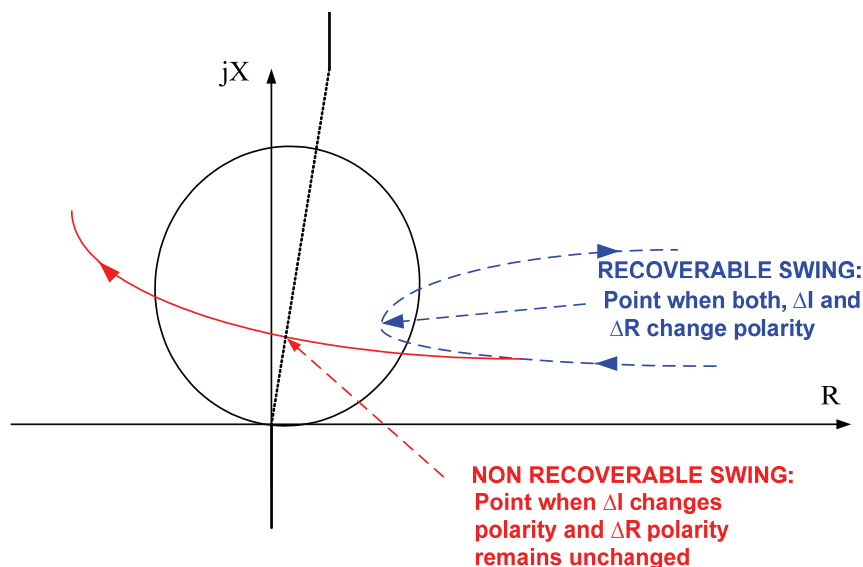


Рис. 2: Восстанавливающиеся и невосстанавливающиеся качания

Эта схема применяется независимо от первоначального направления потока мощности.

Для иллюстрации вышеуказанной схемы, на графике ниже (рис. 3) показано записанное качание мощности, которое содержит одно восстанавливающееся качание, после которого следуют семь последовательных состояний OST. На графике также показаны величины ΔI и ΔR .

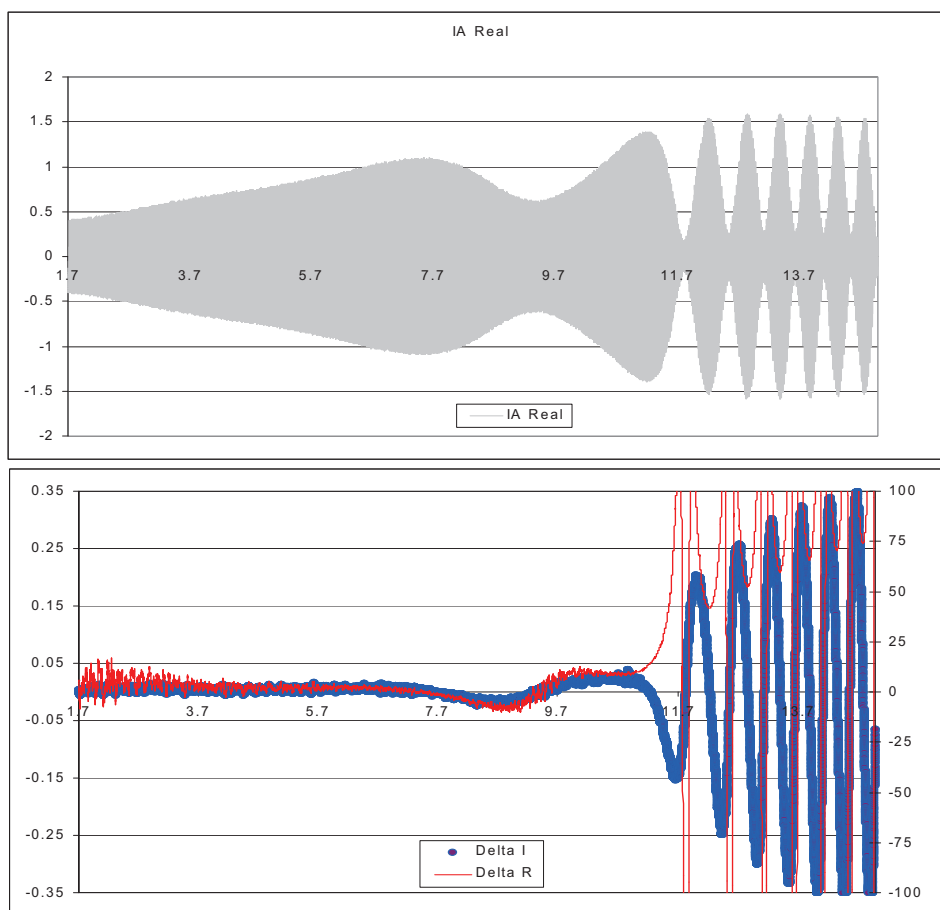


Рис. 3: Ток при качаниях, ток прямой последовательности ΔI (пунктирная линия) и составляющая сопротивления прямой последовательности ΔR во время качания мощности

Можно заметить, что во время первого колебания, которое представляет устойчивое (восстанавливающееся) качание, изменение полярности ΔI совпадает с изменением полярности ΔR , тогда как при остальных семи проскальзываниях полюсов за изменением полярности ΔI не следует изменение полярности ΔR . Исключением является очень острый скачок полярности ΔR , который происходит, когда комплексное сопротивление переходит от значения минус бесконечности к значению плюс бесконечности, и который контролируется (игнорируется) алгоритмом.

Определение угла при делении систем

На рис. 3 можно увидеть, что изменение полярности ΔI как для восстанавливающегося, так и для невосстанавливающегося качания совпадает с пиком фазного тока (тока при качаниях). Эта точка также является точкой, в которой комплексное сопротивление достигает своего минимального значения. Для восстанавливающегося качания фазный ток будет находиться на максимуме, когда разница углов между внутренними напряжениями внешних источников достигает своего максимального значения, обычно до 120 градусов. В очень большой степени это зависит от передачи мощности в реальном устойчивом состоянии на характеристической кривой зависимости мощности от угла до начала воз-

мущений, времени устранения неисправностей или изменения топологии, инерции системы и т.д. Что касается состояния OST, то реальное проскальзывание полюсов произойдет, когда угол между двумя источниками равен 180 градусам. В это время два напряжения противоположного направления проводят через систему максимальный ток. На рис. 4, взятом из [3], показано соотношение между разницей углов двух внутренних источников и тока при качаниях.

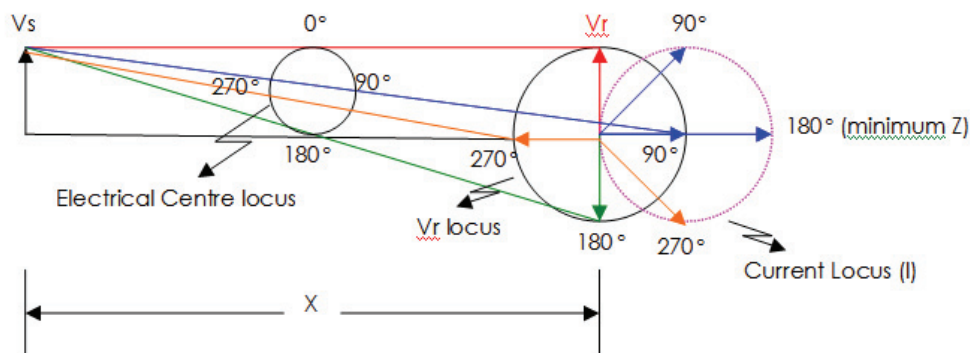


Рис. 4: Годографы напряжения и тока при качаниях

Посылаемое напряжение V_s фиксируется как опорное напряжение, и из рис. 4 видно, что годограф тока представляет собой окружность. Это совершенно верно для одинаковых величин посылаемого и получаемого напряжения, и в системе нет емкостного зарядного тока. Так как большинство из линий передачи, особенно длинных, снабжены поперечной компенсацией для минимизации эффекта Феррари, можно предположить, что годограф фактического тока при качаниях представляет собой окружность. Тогда можно вычислить ток при качаниях как функцию сдвига углов между источниками по формуле:

$$I_{\text{кач}} = I_{\text{макс}} \sin (\theta/2),$$

где $I_{\text{макс}}$ – это среднеквадратическое значение максимального фазного тока, а θ – угол между двумя эквивалентными источниками.

Максимальный ток регистрируется в точке, в которой изменяется полярность ΔI . Отключение выключателя должно контролироваться до тех пор, пока угол между двумя источниками не отодвинется от значения 180 градусов. Если же попытка отключить выключатель будет предпринята сразу же, как только будет выявлено состояние OST, то через выключатель возникнет удвоенное номинальное напряжение, которое может вызвать перекрытие и сильное повреждение выключателя. Для большинства источников энергии считается, что для того, чтобы защитить объекты системы, безопасный угол расцепления должен превышать 240 градусов. Новый алгоритм позволит производить отключение автоматического выключателя при необходимом угле. Если, например, безопасный угол расцепления равен 270 градусов, то отключение выключателя будет инициироваться, когда измеряемый фазный ток упадет до:

$$I_{\text{отк}} = I_{\text{макс}} \sin (270/2) = 0.707 I_{\text{макс}}.$$

Время срабатывания автоматического выключателя может учитываться при расчетах.

ИМИТАЦИОННЫЕ МОДЕЛИ КАЧАНИЙ МОЩНОСТИ

Совокупность восстанавливающихся и невосстанавливающихся качаний, зарегистрированных в различных системах энергоснабжения, была воспроизведена на реле, и было проведено наблюдение за работой нового алгоритма. Для иллюстрации этого на рис. 5 представлен один неустойчивый случай для линии 500 кВ, длиной 400 км.

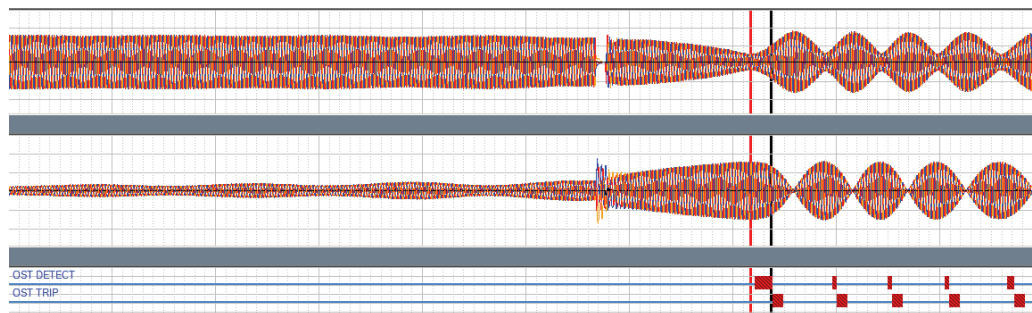


Рис. 5: Сигналы 'OST DETECT' (ВЫЯВЛЕНИЕ OST) and 'OST TRIP' (ОТКЛЮЧЕНИЕ OST) во время совокупности восстанавливающихся качаний, за которыми следуют последовательные состояния асинхронного хода

Первоначально система была неустойчивой, что характеризуется восстанавливающимся качанием мощности до того, как на параллельной линии произошло трехфазное короткое замыкание. Оно вызвало сильное падение напряжения и увеличение тока. После устранения повреждения на параллельной линии через примерно 50 мс, первоначальное значение тока нагрузки было пропущено через остающийся коридор передачи, что привело к неустойчивому состоянию, характеризующемуся пятью последовательными состояниями OST. Верхний цифровой сигнал на рис. 5, помеченный как 'OST DETECT', срабатывает точно в момент, когда имеет место проворот систем, и это происходит, когда ток при качаниях находится на своем пике. В этом примере, срабатывание нижнего сигнала, помеченного как 'OST TRIP', было установлено на момент, когда угол между двумя эквивалентными источниками достигает 240 градусов. При этом, было измерено и подтвердилось, что когда команда на отключение была выдана при фазном токе равном 0.866 I макс, фактическое расхождение углов между источниками было равно 240 градусам. Важно отметить, что алгоритм правильно различает состояние восстанавливающихся качаний от состояния отказа системы.

ВЫВОД

Многочисленные случаи, имевшие место в различных системах, были воспроизведены на реле, и было проверено срабатывание сигналов 'OST DETECT' и 'OST TRIP'. Во всех случаях восстанавливающихся качаний мощности не происходило срабатывание этих сигналов. При невосстанавливающихся качаниях срабатывание этих сигналов всегда производилось так, как ожидалось. Это относится как к симметричным колебаниям, так и к колебаниям с отключенной фазой. Стабильность работы нового алгоритма была подтверждена при различных к.з. в системе (даже при к.з. в режиме качаний мощности), внезапном изменении направления перетока мощности, одновременном повреждении в разных точках сети, развивающихся неисправностях и в широкой области изменения частот.

Во всех случаях, новый алгоритм доказал свою устойчивость.

В заключении можно сказать, что новый метод выявления OST, не требующий задания уставок, очень важен для сферы защиты энергосистем по двум основным причинам:

1. Не нужно задавать уставки, производить изучение системы, имеет место устойчивость топологии системы, независимость от уровня нагрузки.
2. Регулируемый угол при делении системы для оказания помощи в реализации стратегии управления ресурсами.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] B Svorovic, P Horton, “P44Y Out Of Step Detection/Tripping Setting Free Technique Investigation” (Исследование метода P44Y выявления/отключения асинхронного хода), Internal Engineering Report, 2005.
- [2] H Kang, “P44Y Algorithm Test Results” (Результаты испытаний алгоритма) Excel, 2006.
- [3] Applied Protective Relaying (Прикладная релейная защита) – Westinghouse.
- [4] EPRI 400kV Specification (Спецификация линии 400кВ).doc
- [5] Nigeria 330kV Specification.

Практическое применение интеллектуальных сетевых технологий

**DAVID J. DOLEZILEK и STEPHANIE SCHWEITZER,
Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.**

Резюме — сегодня понятия *интеллектуальная сеть*, *IntelliGrid*, и *надежная интеллектуальная сеть* используются для описания технологий автоматического и быстрого изолирования повреждений, восстановления электроэнергии, мониторинга нагрузки, поддержания и восстановления устойчивости для более надежной генерации, передачи и поставки электроэнергии. В общих словах, термины описывают использование микропроцессорных интеллектуальных электронных устройств (IED), которые обмениваются между собой данными для выполнения задач, которые прежде выполнялись людьми или оставались невыполненными вовсе. Такие IED контролируют состояние энергосистемы, принимают рациональные решения и затем предпринимают меры по сохранению устойчивости и производительности сети. Применение технологий у себя дома позволит конечным потребителям регулировать собственное потребление в соответствии со своими нуждами. Для управления потреблением и нагрузкой потребители должны иметь информацию и адаптивную систему энергоснабжения. Интеллектуальная сеть — это набор информационных источников, а АСУ, которая управляет энергоснабжением, понимает изменения нагрузки и реагирует на них, изменяя ее. Различные биллинговые стратегии для разного времени и типов применения, станут частью интеллектуальных решений. В настоящей статье говорится о технологиях защиты и автоматизации на уровне распределения, и приводятся примеры из реальной жизни.

Интеллектуальная автоматизация распределения не только реагирует на поддержание и восстановление устойчивости, но и оценивает все имеющиеся возможности для получения выбора наилучшего решения автоматизации. На простом примере показана оценка нагрузки до события и питание во всех точках системы. Использование этой информации наряду со знаниями для предвосхищения изменения профиля нагрузки позволяет найти оптимальную стратегию переконфигурирования, которая позволяет смягчить последствия повреждения или события и обеспечивает поступление электричества без проседаний напряжения, искр, повреждений и отключений.

Обе группы систем автоматизации распределения (DAS) соответствуют требованиям по надежности интеллектуальной сети; они различаются по имеющимся связям и функциональным возможностям. Реализация DAS включает модуль централизованного принятия решений, контроллер автоматизации распределения (DAC), который координирует связи и логику между IED. Такая реализация называется централизованная DAS. Вторая реализация — распределенная (децентрализованная) DAS — не имеет DAC, а связь и логика между IED работают по принципу одноранговости.

При обсуждении технологии централизованной DAS ссылаются на примеры нескольких систем, работающих в американской энергетике, в одной из самых больших энергосистем США. При обсуждении методов распределенной DAS ссылаются на пример инновационной системы восстановления и обеспечения устойчивости открытой акционерной компании Электричество и Газ (PSE&G). Эта система сделана на базе стандартной конфигурации кольцевой цепи, которая легко дублируется.

Xcel Energy продолжает использовать инновационные технологии для совершенствования производительности и долгосрочной экологической устойчивости поставки электроэнергии. Обсуждение проекта интеллектуальной подстанции Xcel Energy не только демонстрирует технологии автоматизации, но и аналитику, осведомленность в обстановке, оптимизацию активов для совершенствования энергоснабжения. Наконец, SmartGridCity™ от Xcel Energy является ярким примером комбинирования нескольких подстанций и множества точек управления в распределительной системе. Такое сплетение точек мониторинга и управления обеспечивает глубокий анализ и понимание энергоснабжения на всей подключенной территории. Система информационного управления обеспечивает более эффективное энергоснабжение, сокращая потребность в дополнительной пропускной способности

линий, позволяя осуществлять информационно-ориентированную оптовую покупку электроэнергии и управление выбросом углерода.

1. ВСТУПЛЕНИЕ

Многие интересные инновации связаны с идеей более полного информирования конечных потребителей о характеристиках их потребления энергии. Имея такую информацию, они смогли бы сделать свой образ жизни более разумным и требования к ним, как к потребителям, более сбалансированными.

В настоящей статье рассматривается вопрос о том, как усилить уже имеющиеся, но часто неиспользуемые возможности интеллектуальной сети. Устройства, делающие сеть интеллектуальной, выполняют измерения, управление и обеспечивают связь, что тоже упрощает применение интеллектуальных домашних приборов на периферии сети. В примерах в общих чертах описаны три эксплуатируемые интеллектуальные сети, в которых используются специальные устройства оповещения на уровне распределения.

2. ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРОННЫЕ УСТРОЙСТВА ЗАЩИТЫ, УПРАВЛЕНИЯ И КОНТРОЛЯ, РАЗРАБОТАННЫЕ ЭКСПЕРТАМИ В ОБЛАСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ, ОБЕСПЕЧИВАЮТ ОТЛИЧНЫЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Метод соединения в сеть интеллектуальных электронных устройств, предназначенных для защиты, управления и контроля (PCM) энергосистемы, обеспечивает непревзойденные эксплуатационные характеристики. Традиционные устройства измерения и управления – удаленные устройства телемеханики (RTU) и программируемые логические контроллеры (PLC) – имеют общее, неспецифическое назначение. Эти типовые устройства либо не знают ничего, либо знают очень немного о функциях и компонентах энергосистемы. Они настраиваются конечным пользователем, который создает, проверяет и использует алгоритмы и уставки для конкретного применения. Даже опытные разработчики ПО и специалисты, знакомые с аппаратурой и требованиями конкретного применения, должны изучать методы обработки, память и параметры надежности инструментов общего назначения и устройств управления от конкретного разработчика. IED – это интеллектуальные устройства еще до применения, потому что их разработка основана на опыте и специализированных знаниях.

3. ПРИМЕНЕНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СЕТЕЙ, ЭФФЕКТИВНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СВЯЗИ ДЛЯ ИНФОРМИРОВАНИЯ И ОРГАНИЗАЦИИ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ IED

IED, используемые в электрических сетях энергообъектов и промышленных предприятий, – это многофункциональные устройства. Они используются, в первую очередь, как устройства PCM, а также как источники информации и средства автоматизации. Так как IED собирают данные об энергосистеме и затем выполняют дополнительные расчеты и реализуют логику, они создают специальную локальную базу данных, в которой хранятся данные об активах энергосистемы, в которой они работают. Поэтому в дополнение к текущим значениям эти IED записывают информацию об исправности, эксплуатационные характеристики и историю всей энергосистемы, а также специальные активы – трансформаторы, выключатели и другое первичное оборудование. Все это и составляет интеллект IED, который они проявляют в процессе эксплуатации.

Протоколы и каналы связи, имеющиеся в IED и устройствах связи, позволяют интегрировать информацию. Лучшие практические методы интеграции разрабатываются на основе глубокого понимания информации, используемой для определения лучших путей к местам назначения. Эти методы позволяют IED обмениваться данными:

Москва, 7–10 сентября 2009 г.

- Между IED
- С компьютерами и контроллерами, в которых происходят автоматические процессы
- С операторами и инженерами.

Таким образом, связь делает IED интеллектуальными, информированными и организованными в структуру.

4. АВТОМАТИЗАЦИЯ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СЕТИ

Автоматизация энергосистемы связана с процессами генерации и поставки электроэнергии. Подбор таких процессов связан с поставкой энергии на уровнях передачи и распределения, т.е. автоматизация энергоснабжения. Вместе, системы контроля и управления энергоснабжением на подстанции и на опоре снижают вероятность отключений и сокращают длительность возникающих. Название «автоматизация распределения» говорит само за себя – автоматизация энергоснабжения по сетям распределения электроэнергии по домам и предприятиям.

Хотя каждый энергообъект уникален, для большинства из них системы автоматизации энергоснабжения подстанций передачи и распределения и фидеров включают следующее:

- Система диспетчерского управления и сбора данных (SCADA);
- Автоматизация распределения: определение места повреждения, автоматическая изоляция повреждения, автоматическое секционирование и автоматическое восстановление;
- Автоматизация подстанции: УРОВ, АПВ, контроль батарей, автоматическое включение подстанции и АВР;
- Система управления энергией (EMS): потокораспределение, вольтамперная реактивная мощность (ВАР), контроль и регулирование напряжения, управление генерацией, балансировка нагрузки трансформаторов и фидеров;
- Анализ повреждений, оптимизация активов и техобслуживание устройств.

Системы без автоматизированного управления все равно могут воспользоваться преимуществами дистанционного контроля и диспетчерского управления оборудованием энергосистемы, в том числе:

- Выключателями и автоматизированными коммутационными аппаратами;
- Неавтоматизированными коммутационными аппаратами и предохранителями;
- Конденсаторными батареями;
- Регулированием напряжения;
- Дистанционным контролем и управлением качеством электроэнергии.

5. СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЕ ПРОТОКОЛЫ – БОЛЕЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ, ЧЕМ SCADA-ПРОТОКОЛЫ

Специализированные протоколы SMART Protocols™, разработанные экспертами в области генерации энергии и энергоснабжения для удовлетворения особых потребностей, предназначены для осуществления перемежающейся многопользовательской связи. Интеллектуальные IED разрабатывались для обеспечения большого объема информации об энергосистеме и оборудовании с использованием различных, но совместимых между собой, методов перемежающейся связи. Поток данных между устройствами значительно улучшает применение как отдельных устройств, так и устройств, интегрированных в сеть.

Данные протоколы поддерживают множество схем централизованной и одноранговой связи. На рисунке 1 показана простая локальная сеть (LAN), содержащая два IED, расположенные рядом друг с другом, с одноранговой связью между собой.

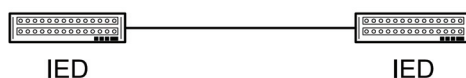


Рис. 1: Одноранговая связь по локальной сети LAN

На рисунке 2 показана простая LAN. Конфигурация «звезда» позволяет сетевому контроллеру использовать соответствующие протокол и скорость передачи данных, необходимые для связи с каждым IED. Каждый канал может иметь разный набор перемежающихся протоколов, работающих на разных скоростях и даже по разным принципам (т.е. радиочастотные, медные, волоконные последовательные кабели, Ethernet). Хотя многие новые системы рассчитаны на работу IED с одним протоколом, многие эксплуатируемые IED и другие интеллектуальные применения только выигрывают от использования нескольких протоколов – это обеспечивает большую свободу в выборе устройств, поскольку требование поддерживать только один определенный протокол отсутствует. Другое преимущество состоит в том, что потеря одного канала связи не приводит к отсутствию связи в сети.

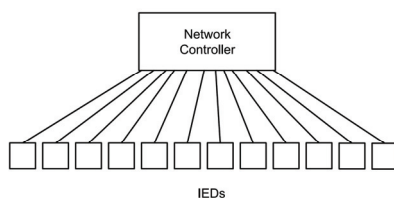


Рис. 2: Конфигурация «звезда» обеспечивает простую и надежную LAN

6. ОРГАНИЗОВАННЫЕ, ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ И ИНФОРМИРОВАННЫЕ IED ОБЕСПЕЧИВАЮТ ОРИЕНТАЦИЮ В ОБСТАНОВКЕ

Сбор и обработка данных в интеллектуальных IED обеспечивают большой объем информации об активах, включая текущее состояние и архивную информацию об IED, оборудовании энергосистемы, которым IED управляет, и связь в сети. Эта ценная информация обеспечивает ориентацию в обстановке в части состояния, производительности, исправности и истории оборудования, энергосистемы и ее окружения. Различные типы данных требуют различных способов обработки, хранения и передачи. Выделяются следующие типы данных:

- Действие и диагностика IED
- Качество защиты
- Индикация управления
- Измерение
- Информация о повреждении
- Сообщение о событии от регистратора последовательных событий (SER)
- Аварийные сигналы
- Состояние
- Действие и диагностика оборудования
- Исправность оборудования
- Профиль нагрузки
- Качество энергии
- Производительность канала связи
- Сообщения о незапрашиваемых данных
- Погода и окружающая среда

- Уставки
- Версии продукта, программного обеспечения и встроенных программ.

Ориентация в обстановке, т.е. знание о событии на основании данных о прошлых событиях и текущей физической среде, дает более высокую производительность как автоматизированных систем, так и персонала. Объединенные в сеть интеллектуальные IED еще больше повышают производительность посредством автоматического сбора и хранения данных об энергосистеме. Например, ежемесячные отчеты о работе релейной защиты и выключателя, отчеты по показаниям счетчика, отчеты теплового мониторинга трансформатора. В режиме повреждения выполняемые диспетчерским центром расчеты для определения места повреждения повышают производительность. Использование расширенных расчетов SER и аварийных сигналов в диспетчерских центрах позволяет лучше анализировать аварийные ситуации в энергосистеме, что, в свою очередь, приводит к лучшему распознаванию состояния активов и более быстрому восстановлению работоспособности. Например, эффективность работы интеллектуальных сетей повышается за счет улучшенного мониторинга нагрузки на трансформаторах и температуры, скорости и направления ветра, атмосферных осадков и солнечного излучения. В конце всем департаментам энергокомпании, включая отдел планирования и техобслуживания, рассылается информация о принятом решении.

7. АЕР DA ЧЕРЕЗ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ IED И ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЕ УПРАВЛЕНИЕ

Компания American Electric Power (AEP) использует интеллектуальный контроллер автоматизации распределения (DAC) для автоматического реагирования на повреждение и переконфигурирование сети посредством IED на подстанциях и на опорах. Система анализирует и выявляет режимы повреждения, изолирует пострадавший участок питающей линии и восстанавливает питание на неповрежденных участках так, чтобы сократить время отключения. В этом случае система управления энергоснабжением минимизирует отключения, их длительность и число пострадавших потребителей, а затем выдает отчет о предпринятых действиях.

Функции DAC выявляют устойчивое повреждение и обрыв перемычки в распредсети. DAC изолирует пострадавший участок питающей линии и восстанавливает питание на неповрежденных участках от обычного источника и от альтернативного источника, если таковой имеется. После хорошо спланированной стадии проектирования логика DAC выполняет следующую последовательность действий:

1. Инициировать – DAC включает питание и проверяет режим и параметры запуска.
2. После инициализации DAC подготовлен к рабочему режиму, но не будет работать до тех пор, пока не получит соответствующую команду или не будет введен в работу автоматически.
3. Готов – DAC контролирует режимы системы на триггерные состояния.
4. Обновить – система распознает и сообщает DAC о режиме системы и изменениях состояния.
5. Анализировать – DAC обрабатывает изменения параметров системы с целью определить соответствующее действие.
6. Изолировать – DAC работает по управляемым точкам в сети для обесточивания поврежденных сегментов.
7. Восстановить – DAC повторно подает напряжение на все неповрежденные участки и изолирует устойчивые повреждения до минимального участка.
8. Вернуться к Шагу 4.

7.1. Централизованная связь. Централизованное принятие решения

Связь для централизованных систем может использоваться в конфигурации «звезда» как показано на рисунке 2 или посредством связи по контуру как показано на рисунке 3, где DAC работает как контроллер для DA и сети связи. Упрощенный пример инсталляции, показанный на рисунке 3, иллюстрирует централизованный DAC AEP, в котором для сбора информации со всех реле и устройств управления АПВ, а также принятия централизованных решений по автоматизации используются радиопередача и многоточечная связь.

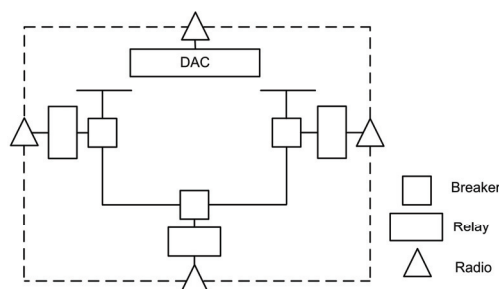


Рис. 3: Упрощенная иллюстрация централизованного сбора данных и принятия решения в DAC

7.2. Анализ, Изолирование и Восстановление

Модуль централизованной логики выполняет анализ с целью выявить устойчивые повреждения, оборванные переключки, потерю источника питания подстанции и снятия блокировки из-за несоординированных между собой устройств защиты. На стадии проектирования распределительная сеть делится на зоны: участки питающих линий, которые могут быть изолированы или на которые напряжение может подаваться с одного или нескольких источников посредством прерывателей или коммутационных аппаратов (т.е. выключателей, устройств АПВ, выключателей нагрузки, и т.д.) DAC оценивает режим работы системы для определения, есть ли обесточенные неповрежденные зоны. Если есть, он автоматически восстанавливает их питание с помощью альтернативных источников (если есть). Кроме того, он изменяет группы уставок в IED для того, чтобы лучше скоординировать между собой устройства защиты в новой топологии сети. Наконец, DAC восстанавливает зоны выше по схеме, которые были обесточены из-за несоординированности устройств защиты.

7.3. Гибкое решение

Система выбирается очень тщательно и настраивается под конкретные требования. Без внесения изменений система способна координировать до 6 источников и 100 устройств. DAC виртуально интегрирует любое имеющееся распреестройство с помощью последовательного соединения или Ethernet подключения с различными протоколами, в том числе DNP3 serial, DNP3 LAN/WAB, SMART Protocols (в том числе, Mirrored Bits® communications, Fast Message, Fast Operate), Modbus®, RTU/TCP и т.д.

7.4. Восстановление от альтернативных источников

Система контролирует восстановление от альтернативных источников по условиям, задаваемым пользователем, таким как аномальная конфигурация цепи, метки линии экстренной связи, состояние отсутствия повторного включения, диспетчерское управление отключено или неисправность связи. Альтернативные источники выбираются по нагрузке в зоне и пропускной способности питающей линии во избежание каскадных явлений.

7.5. Автоматический возврат в нормальное состояние

После того, как персонал завершит ремонтные работы в пострадавшей зоне, оператор SCADA может подать одиночную команду на систематический возврат фидеров в нормальное состояние. Уставки устройства тоже сбрасываются автоматически до нормальных значений легко и быстро с помощью групп уставок.

7.6. Простота конфигурации

Используемая АЕР система программируется на использование простых перетаскиваемых объектов функциональных блоков IEC 61131. Таким образом конфигурация системы не зависит от поставщика, она основана на методах международного стандарта и не требует серьезного обучения.

7.7. Связанность системы SCADA

DAC создает базу данных по системе и обеспечивает для SCADA данные об измерениях, состояниях и аварийных сигналах. Операторы видят топологию системы и значения нагрузки по зонам и удаленно управляют устройствами. Система автоматизации распределения (DAS) поддерживает различные протоколы связи на случай, если AEP изменит свою SCADA систему или выберет информацию с коллективным доступом соседних энергообъектов.

7.8. Верификация схемы автоматизации распределения

DAC имеет традиционный экран пользовательского интерфейса, который персонал использует для верификации функциональных возможностей схемы посредством виртуального диспетчирования. При виртуальном диспетчировании выполняются все действия, кроме действий с коммутационным аппаратом. Кроме того, работая с контроллерами устройства АПВ с обходным переключателем, включенным на питающих линиях, выполняется проверка обработки DAC, команд управления и связи. Функция виртуального диспетчирования позволяет проверить все сценарии, не оказывая при этом влияния на работающие IED и потребителей.

Кроме того, верификация точка-точка элементов данных выполняется очень быстро между DAC и устройствами возбуждения.

Наконец, сбор данных реального времени – сбор и хранение данных о событиях, таких как формы сигналов, отчеты и записи последовательных событий – обеспечивают для целей постсобытийного анализа.

8. PSE&G – ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ IED С ОДНОРАНГОВОЙ СВЯЗЬЮ

Открытая акционерная компания Electric and Gas (PSE&G) признает постоянно возрастающую важность роли электричества в повседневной жизни каждого из нас, и что высокая надежность обслуживания больше не является роскошью в глазах потребителей, а является ожиданием. При нынешнем уровне развития цифровых технологий минутные отключения или «отблески» по своему воздействию считаются потребителем такими же негативными, как и кратковременные отключения. Поэтому PSE&G решила установить автоматизированную схему реконфигурации питающей линии, которая не только минимизирует длительность отказов и число пострадавших от них потребителей, но и уменьшает число потребителей, наблюдающих отблеск повреждения и последующее переключение.

8.1. Одноранговая связь. Одноранговая информированность

Выгодно используя современные технологии в последнем поколении релейной защиты и автоматики управления в сочетании с оптоволоконной связью, компания PSE&G реализовала схему, повышающую надежность. Усовершенствованная контурная схема (ALS) построена на стандартной схеме распределения энергокомпании, в которой для разделения двух фидеров применяется нормально отключенный шиносоединительный выключатель. Первоначальная схема выполняла автоматическую реконфигурацию, но делала это медленно, из-за чего потребители ощущали нежелательные отблески при включении шиносоединительного выключателя на повреждение. Использование одноранговой связи (см. рисунок 1) позволяет ALS избегать включения на повреждение при реконфигурации. Схема использует методику «включить до отключения», при которой шиносоединительный выключатель включается до выполнения секционирования. Благодаря этому потребители, подключенные к неповрежденным участкам линии, не подвергаются отключению при повреждении или переключении при изолировании поврежденного участка линии. Кроме того, такая связь позволяет усовершенствовать защиту и добавить несколько устройств защиты на питающие линии с целью сокращения числа потребителей на участок.

8.2. Децентрализованная связь. Децентрализованное принятие решений

Как показано на рисунке 4, каждый IED обменивается данными с двумя соседними IED. Каждый IED создает данные и собирает их с других устройств для принятия решений. Данные, полученные в результате локальных расчетов и подписки на сообщения, посылаются затем в соседние IED, где они вновь используются для локального принятия решения.

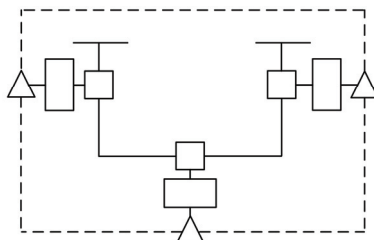


Рис. 4: Упрощенная иллюстрация одноранговой связи и коллективного принятия решения соседними IED

Люди используют все больше и больше электричества. Поскольку спрос на электроэнергию наряду с ожиданием высокой надежности энергоснабжения неуклонно возрастает, группа компаний PSE&G вкладывает значительные средства в ALS, новую технологию повышения надежности. ALS была разработана в сотрудничестве с Distribution Vision 2010 (DV2010), консорциумом шести энергокомпаний, включая PSE&G, которые сотрудничают между собой в плане повышения надежности в энергетической промышленности.

«Раньше PSE&G повышала надежность, обстригая деревья, используя молниезащитные разрядники и заменяя опоры; при этом никто не гарантировал осязаемый результат», поясняет Dick Wernsing, эксперт по техобслуживанию с учетом надежности компании PSE&G. «Сегодня, благодаря технологиям подобным ALS, мы можем ощутить реальный эффект повышения надежности от наших инвестиций».

Концепция ALS проста. Средняя линия 13 кВ обслуживает около 3000 потребителей и делится на две участка, каждый из которых обслуживает около 1500 потребителей. При возникновении повреждения на одном из участков линии 1500 потребителей будут отключены на определенное время, а потребители другого участка будут наблюдать минутное отключение.

ALS делит линию на более короткие участки, на 500 потребителей каждый. При возникновении повреждения на одном из таких участков только его потребители будут отключены. Остальные не будут наблюдать никаких негативных последствий, благодаря срабатыванию высокоскоростной селективной релейной защиты, использующей оптоволоконную связь для изоляции только поврежденного участка. Усовершенствованные технологии позволяют выявить повреждение, включить шиносоединительный выключатель до того, как пострадают другие потребители, и устранить повреждение менее чем за секунду. В результате количество и длительность отключений потребителей сокращается. Это, в свою очередь, улучшает результаты по индексу средней частоты прерываний в работе системы (SAIFI, среднее число отключений потребителей) и индексу средней частоты минутных прерываний (MAIFI, среднее число минутных отключений).

9. ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ ПОДСТАНЦИЯ XCEL И SMARTGRIDCITY™

Установка интеллектуальной подстанции Xcel – это система автоматизации подстанции (SAS), которая демонстрирует намерение Xcel Energy использовать современное оборудование контроля и управления. Многие существующие системы защиты и управления основаны на электромеханических устройствах (см. рисунок 5), которые не обеспечивают необходимых расчетов, памяти и возможностей связи для интеллектуальной работы.

Москва, 7–10 сентября 2009 г.



Рис. 5: Многие дискретные элементы не обеспечивают расчетов, памяти и возможностей связи, необходимых для интеллектуальной работы

Оборудование, на котором построена интеллектуальная SAS, используется как сеть IED, обменивающихся между собой данными, и сетевой информационный процессор, обеспечивающий защиты, автоматизацию, управление и контроль. Система работает на IED, установленных в разработанные, настроенные и собранные шкафы. На рисунке 6 показано, как всего несколько интеллектуальных IED могут заменить собой множество дискретных элементов с рисунка 5, и обеспечить при этом гораздо больше функциональных возможностей.



Рис. 6: Несколько интеллектуальных и автоматизированных устройств заменяют множество дискретных элементов

Полевые шкафы (как, например, на рисунке 7) обеспечены встроенными IED выключателя фидера рядом с аппаратурой.



Рис. 7: Интеллектуальное автоматизированное и распределенное устройство, установленное локально с целью защиты, управления и контроля сетевой аппаратуры

SmartGridCity расширяет возможности сети IED, обменивающихся данными между собой, используя две подстанции и несколько распределительных питающих линий.

Каждая система предоставляет намного больше возможностей, чем типовая система подстанции, которая лишь показывает текущее состояние и поддерживает дистанционное управление. Такие проекты позволяют оператору реализовывать все функции дистанционно и устраняют необходимость контроля вручную. Системы снижают затраты на установку и техобслуживание, повышают безопасность работы персонала и продлевают срок службы оборудования, быстрее восстанавливают систему после отключений и повышают ее надежность.

Интеллектуальная подстанция Xcel и SmartCityGrid демонстрируют следующие преимущества полного использования новых и существующих технологий.

9.1. Организованные, Интеллектуальные и Информированные IED обеспечивают знание обстановки

Сети на основе IED, обменивающихся информацией между собой, создают, обмениваются, обрабатывают и реагируют на информацию, получаемую из энергосистемы. Отдельные IED создают информацию, поскольку они выполняют локальное РСМ путем сбора аналоговых и цифровых данных с последующим расчетом данных по энергосистеме. Затем эта информация распространяется по сетевым каналам связи другим пользователям и процессам, которые ее могут использовать сразу и/или сохранить на будущее. В Xcel Energy эти данные используются для повышения показателей надежности – Индекса средней продолжительности прерываний в работе системы (SAIDI) и Индекса средней продолжительности отключений потребителей (CAIDI).

9.2. SmartGridCity повышает надежность с помощью интеллектуальной DA

Одно из главных преимуществ использования IED в сочетании со схемой DA – повышение надежности и качества обслуживания потребителей. На корпоративном веб-сайте Xcel Energy говорится о том, что «сокращая минуты на переключение потребителей при повреждении, автоматически уведомляя об отключении и благодаря упреждающей замене активов, Xcel Energy ожидает повышения индекса SAIDI на 10 процентов» [1].

9.3. Применение уже имеющихся, но часто неиспользуемых функциональных возможностей IED

Данные и опыт, скомбинированные путем коллективного использования данных IED, дают настоящее представление об энергосистеме. Такая уникальная возможность ранее не использовалась, поскольку большинство систем пользовалось лишь частью сетевых возможностей. Такие системы все больше используют возможности интеллектуальных продуктов типа IED для наблюдения, принятия решения и выполнения соответствующих действий. Это значительное отличие от имеющихся сейчас систем, которые обеспечивают лишь телеметрический срез текущих данных, не имея при этом возможности понять тенденции в работе энергосистемы, отследить ее эксплуатационные характеристики или деградацию оборудования.

9.4. Точное время везде

IED SAS и дополнительные установки IED в полевые шкафы и на опоры синхронизируются по времени с более точными часами GPS IRIG-B. IED на подстанциях и опорах выполняют измерение, обработку данных и предоставляют метки времени по внутренним часам, синхронизированным с тем же GPS источником. В этом их отличие от IED систем, которые синхронизированы лишь локально или вовсе не синхронизированы, и поэтому не могут обеспечить точной диагностики и анализа событий.

9.5. Преимущества данных, синхронизированных по времени

Данные сети IED становятся более ценными и полезными, когда все IED в системе синхронизированы. Кроме того, качество работы таких средств как SCADA и управление активами значительно возрастает, если на входе есть данные высокого качества. Без изменения связи или настроек представления SCADA и управления активами оказываются более полезными, так как одномоментные измерения представляются пользователю. Это отличается от всех сегодняшних систем SCADA, которые отображают данные без учета того, когда они были измерены.

9.6. Синхронизированные по времени измерения обеспечивают более объемные данные при меньшем количестве устройств

В настоящее время синхронизаторы производятся везде, просто и недорого. Все устройства могут быть синхронизированы по времени через часы GPS. Эти небольшие по размеру и недорогие устройства, которые можно поместить в любое место, синхронизируют процессы в удаленных устройствах и обеспечивают более сложные выходные данные. Синхронизированные по времени устройства синхронно проводят выборку энергосистемы и фиксируют измерения в один и тот же момент времени. Локальные результаты работы синхронизатора переводятся в автоматические управляющие воздействия, которые выполняются в реальном времени и основаны на коллективном понимании системы в целом. Такая мощная технология упрощает реализацию ранее сложных применений – например, схемы интегрированных защит (SIPS), оценка устойчивости энергосистемы на больших географических территориях. Данные более сложные, поскольку они создаются и используются совместно с данными соседних и удаленных устройств в системе.

9.7. Контакт при выезде со станции обеспечивается посредством текстовых сообщений и электронной почты

Данные, полученные с IED о защите, автоматике, контроле оборудования, управлении активами, экологическом контроле, измерениях и знании обстановки, передаются непосредственно персоналу. Другими словами, подстанция может контролироваться дистанционно. Инженеры, технические специалисты и обслуживающий персонал по получению вызова должны просто приехать на подстанцию и решить, какое техобслуживание необходимо. Интеллектуальная сеть IED посылает сообщение на электронную почту, странички и текстовые сообщения удаленному персоналу или процессам. Такая самоиницируемая связь обеспечивает кибербезопасность. Сообщения приходят непосредственно процессам или персоналу, который может предпринять действия и включить полезную информацию, например, обзор помех в сети, в данные для определения места повреждения. При этом в традиционных системах выявление проблем – дело диспетчеров, которые посылают ремонтную бригаду на станцию или планируют для себя приезд на объект. Интеллектуальная сеть обеспечивает полезной информацией непосредственно тех людей, которые могут реально помочь решить проблему с тем, чтобы они могли приехать прямо на место, где она возникла, с нужным инструментом, на соответствующем транспорте.

9.8. Более эффективная покупка и поставка электроэнергии

Применение IED и DA позволяет компании Xcel Energy уменьшить количество потерь линий, связанных с полным сопротивлением проводов при перераспределении потока энергии. В результате компания может обеспечивать своих потребителей тем же объемом электроэнергии при меньшей генерации. DA с балансом нагрузки, удаленная работа конденсаторной батареи и удаленный трансформатор обеспечивают такое перераспределение, в результате которого выбросы углерода снижаются. Сниженный спрос на генерацию в сочетании с более эффективным энергоснабжением продлевают срок службы генерирующего оборудования, сокращая (или хотя бы откладывая) капиталовложения и количество отходов. Кроме того, интеллектуальное измерение оборудования и исправности сети позволяет усовершенствовать поставки электроэнергии потребителям путем замены оборудования ближе к концу его срока службы.

Интеллектуальное измерение и управление сокращают выброс углеродов и иными способами. Баланс нагрузки при измерениях и связи позволяет передающим и распределительным сетям контролировать отклонения нагрузки без увеличения генерации. Например, может не возникать необходимости запуска дополнительной электростанции на угле, если спрос потребителей удовлетворен за счет эффективной транспортировки и распределения. Даже те энергообъекты, которые работают полностью на невозобновляемых источниках энергии, имеют выгоду от сглаженной нагрузки, и средства генерации, зарезервированные, в первую очередь, для режимов пиковой нагрузки, могут и не понадобиться вовсе или же вводиться в действие не так часто.

ВЫВОДЫ

Из DAS и IED, повсеместно используемых в энергосистемах, можно построить более интеллектуальную, более надежную сеть. AEP, PSE&G и Xcel Energy применяют для этого свои технологии. Автоматическая реконфигурация и информирование об отключениях позволяет энергокомпаниям обеспечивать своих потребителей более надежным энергоснабжением. Xcel Energy особое внимание уделяет максимальному использованию интеллектуальных технологий для лучшего информирования своих потребителей и снижения выброса углерода. Вероятно, наиболее важным аспектом является экономическая эффективность. Измеряемые выгоды каждого применения демонстрируют ощутимую рентабельность капиталовложений, которая обеспечивается документированной информацией для принятия коммерческих решений.

Технологический алгоритм ЦСПА нового поколения

**Л.А. КОЩЕЕВ¹, П.Я. КАЦ¹, М.А. ЭДЛИН¹,
А.В. ЖУКОВ², А.Т. ДЕМЧУК²
(ОАО «НИИПТ»¹, ОАО «СО ЕЭС»²)**

**Россия
m_edlin@mail.ru**

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Автоматическое противоаварийное управление, алгоритм, переходный процесс, послеаварийный режим, опасное сечение, предельный режим, запас устойчивости.

1. ВВЕДЕНИЕ

С 1970-х годов в ЕЭС России для решения задач АПНУ функционируют централизованные системы противоаварийной автоматики (ЦСПА) на базе компьютерной техники. Они строятся с использованием существующих локальных комплексов противоаварийной автоматики, рассредоточенных в энергосистеме, и поступающей на диспетчерский пульт управления энергосистемой распределенной информации о текущем режиме, составе сети и доступных средствах управления. Основным элементом ЦСПА является вычислительный комплекс ЦСПА (располагаемый, как правило, в диспетчерском центре), который с периодичностью 20 ÷ 40 с определяет места и вычисляет объемы управляющих воздействий (УВ) для текущего режима энергосистемы при всех расчетных аварийных возмущениях, фиксируемых пусковыми органами, и передает эти данные в локальные комплексы для исполнения в случае возникновения аварийных возмущений. Выполняется визуализация результатов расчета для оперативного персонала в виде таблиц решений ЦСПА.

В настоящее время заканчивается разработка уже 3-го поколения ЦСПА. В алгоритмах предшествующего 2-го поколения ЦСПА использовались упрощенные, приближенные, подходы к оценке устойчивости, выбору УВ, учету динамической составляющей аварийных процессов, предусматривалась индивидуальная адаптация для каждой конкретной энергосистемы. Вместе с тем современный уровень развития цифровых средств управления позволяет, используя многопроцессорный вычислительный комплекс, реализовать алгоритмы выбора управляющих воздействий на основе строгих расчетных методов, позволяющих повысить точность выбора УВ в том числе и для аварийных процессов, характеризующихся ярко выраженной динамикой, обеспечить возможность учета всех современных элементов энергосистем, обеспечить контролируемость получаемых результатов, исключить необходимость «подстройки» в процессе эксплуатации.

2. ОБЩАЯ ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СХЕМА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО АЛГОРИТМА

Общая функциональная схема технологического алгоритма ЦСПА 3-го поколения представлена на рис. 1. Она отличается от аналогичной функциональной схемы 2-го поколения ЦСПА появлением блока выбора УВ по условиям динамической устойчивости и изменением и расширением функций блока реализующего выбор УВ по условиям обеспечения нормативных запасов устойчивости послеаварийного режима. Детально алгоритмы работы этих блоков будут рассмотрены ниже.

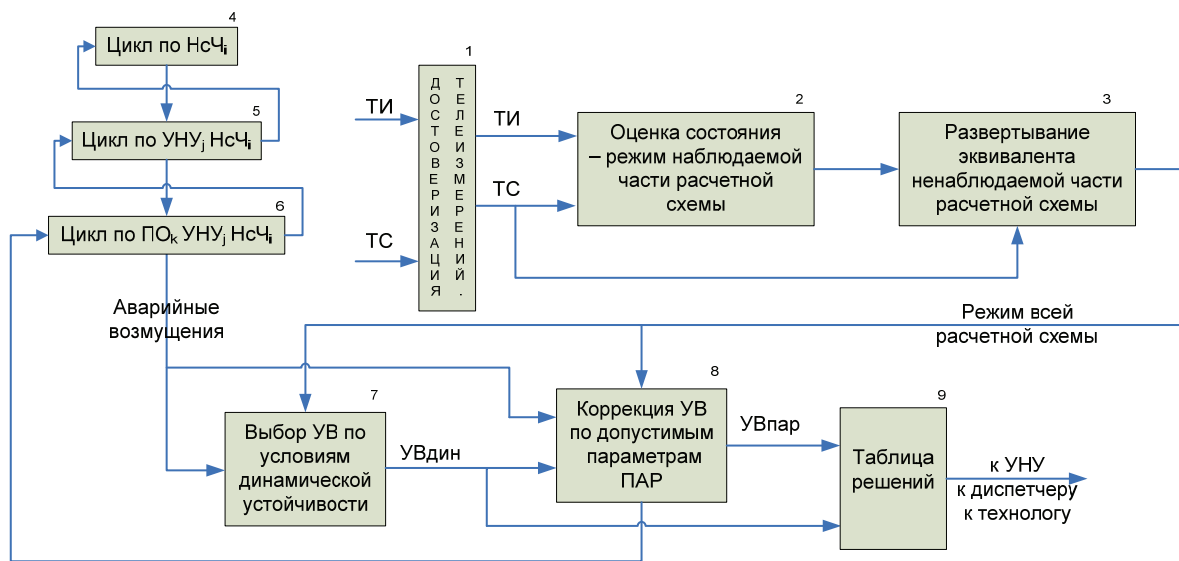


Рис. 1: Общая функциональная схема технологического алгоритма ЦСПА 3-го поколения

Целесообразность формирования УВ по условиям динамической устойчивости обусловлена не столько необходимостью учета влияния фазы КЗ на величину требуемых УВ, сколько работой автоматики повторного включения (АПВ) аварийно отключаемых элементов сети. В настоящее время все линии электропередачи высших классов напряжений оснащены АПВ. Согласно статистике около 60% срабатываний АПВ являются успешными и, следовательно, в этих авариях управляющие воздействия противоаварийной автоматики должны обеспечивать устойчивость энергосистемы только в аварийной фазе. Требуемые для этого управляющие воздействия зачастую существенно меньше, чем те, которые выбираются из условий обеспечения нормативных запасов устойчивости в послеаварийном режиме без учета АПВ.

На рис. 1 показано выполнение одного временного цикла работы ЦСПА. После получения очередного пакета телеизмерений (ТИ), несущих информацию о режиме работы защищаемой энергосистемы, и телесигналов (ТС), несущих информацию о состоянии элементов энергосистемы (включен/отключен) в блоке 1 производится достоверизация полученной информации. В блоке 2 производится оценка состояния, то есть, получается сбалансированный режим наблюдаемой посредством телеизмерений части расчетной схемы (как правило, сети высших классов напряжений). Реализация этой операции производится на основе алгоритмов, реализованных в программном комплексе «КОСМОС» [1]. В блоке 3 на основании данных о режиме наблюдаемых частей схемы производится развертывание ненаблюдаемых частей расчетной модели. По результатам работы рассмотренных блоков формируется сбалансированный текущий режим расчетной схемы защищаемой энергосистемы, а в том случае, когда расчетная схема может быть разделена на независимо работающие отдельные несинхронные части, формируются сбалансированные текущие режимы для всех несинхронных частей (НсЧ).

Далее, в трех вложенных циклах выполняется основное вычислительное ядро технологического алгоритма ЦСПА. Цикл верхнего уровня организуется путем перебора несинхронных частей (НсЧ) расчетной схемы (блок 4). Промежуточный цикл организуется путем перебора устройств нижнего уровня (УНУ_j), расположенных в соответствующей несинхронной части, получающих из сети этой несинхронной части сигналы об аварийных возмущениях (пусковые органы) и имеющих возможность ввода в этой несинхронной части УВ (блок 5). В цикле нижнего уровня реализован перебор всех пусковых органов (ПО_k), несущих информацию об аварийных возмущениях в обрабатываемой несинхронной части и устройства нижнего уровня (блок 6).

В блоке 7 вычислительного ядра для каждого аварийного возмущения (ПО_k) выбираются УВ, обеспечивающие динамическую устойчивость в начальной фазе аварийного процесса (УВдин). В блоке 8 формируются дополнительные УВ, обеспечивающие нормативные запасы устойчивости и отсутствие

токовой перегрузки элементов сети в послеаварийном режиме (УВпар). И те, и другие УВ независимо поступают в таблицу решений (блок 9), которая после окончания цикла по пусковым органам передается в соответствующее устройство нижнего уровня. После окончания полного цикла работы ЦСПА таблицы решений для всех УНУ попадают к диспетчеру и технологу.

Если в ЦСПА 2-го поколения пусковые органы фиксировали только отключение элемента сети, то в данном случае, как правило, используются сложные пусковые органы, учитывающие последовательность коммутаций в сети, например: короткое замыкание на ВЛ в момент времени t_1 , отключение поврежденной ВЛ в момент времени t_2 и повторное включение ВЛ или факт неуспешности АПВ в момент времени t_3 . Соответственно этому УВдин и УВпар вводятся в работу устройством нижнего уровня в разное время. Так для рассмотренного ПО УВдин вводится по факту получения сигнала об отключении ВЛ в цикле АПВ, а УВпар вводится по факту получения сигнала об успешности или неуспешности АПВ. При этом места приложения и величины УВпар для успешного и неуспешного АПВ – различны.

Основная новизна технологических алгоритмов ЦСПА 3-го поколения сосредоточена в алгоритмах работы блока 7, осуществляющего выбор УВ по условиям динамической устойчивости, и блока 8, осуществляющего корректировку УВ для обеспечения нормативных запасов устойчивости и отсутствие токовой перегрузки элементов сети в послеаварийном режиме.

3. АЛГОРИТМ ВЫБОРА УПРАВЛЯЮЩИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ ПО УСЛОВИЯМ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ

Для алгоритма в качестве расчетной модели принята однолинейная математическая модель энергосистемы, аналогичная той, которая используется для расчетов переходных процессов в программном комплексе «МУСТАНГ» [2]. Выбор подобного прототипа для расчетной модели обусловлен тем, что в настоящее время большинство филиалов «СО ЕЭС» используют этот комплекс для анализа переходных процессов в энергосистемах и, в частности, для выбора УВ противоаварийной автоматики. В принятой модели:

- синхронные машины (в том числе и синхронные двигатели нагрузки) либо моделируются полными уравнениями (такими, какими они приняты в «МУСТАНГе»), либо представляются постоянством ЭДС за реактивным сопротивлением;
- системы возбуждения и АРВ моделируются упрощенно: дифференциальными уравнениями не более 5-го порядка;
- привод синхронных генераторов с АРС моделируется упрощенно дифференциальным уравнением 1-го порядка (в редких случаях, когда это необходимо), либо учитываются постоянством момента на валу;
- нагрузки моделируются статическими характеристиками, часть нагрузок может быть представлена моделями асинхронных и синхронных двигателей;
- аварийные возмущения моделируются: включением/отключением шунтов короткого замыкания (КЗ), отключением или изменением параметров элементов схемы (генераторов, нагрузок, линий, трансформаторов) с заранее заданным временем этих событий;
- автономно работающие локальные устройства противоаварийной автоматики, воздействующие на отключение элементов сети, моделируются с использованием упрощенных алгоритмов или временной программы их работы (как аварийные возмущения).

В качестве управляющих воздействий могут использоваться: отключение генераторов, импульсная разгрузка (с заданной характеристикой), электрическое торможение генераторов, отключение нагрузки. Впоследствии будут добавлены возможности противоаварийного управления, предоставляемые современными полупроводниковыми преобразовательными устройствами.

Выбор УВ по условиям динамической устойчивости производится итерационно. Основные этапы работы алгоритма состоят в следующем:

- А. Для заданного режима при заданном аварийном возмущении рассчитывается переходный процесс.

- В. Если по результатам расчета фиксируется нарушение устойчивости, то рассчитанный процесс представляется в виде движения двух эквивалентных синхронных машин. Если процесс устойчив, то выбор УВ не требуется.
- С. Для двухмашинного эквивалента с использованием «правила площадей» [3] выбираются управляющие воздействия и распределяются по конкретным объектам управления в частях разделяющейся энергосистемы.
- Д. Повторяется расчет переходного процесса с введенными УВ.
- Е. Если процесс устойчив, то производится оценка избыточности УВ и, в случае необходимости, величина УВ снижается, после чего расчет повторяется вновь – производится переход к п. А. Если УВ не избыточны, то расчет заканчивается.
- Ф. Если расчет по п. Д неустойчив, то производится переход на п. В.

Функциональная схема алгоритма выбора УВ по условиям динамической устойчивости представлена на рис. 2. На каждой итерации данные для выбора УВ получаются в результате расчета переходного процесса в энергосистеме, вызванного аварийным возмущением. На 1-й итерации начальные условия, задаваемые в блоке 1, определяются изменением схемы энергосистемы в первый момент аварийного возмущения (включение шунта КЗ или отключение элемента сети).

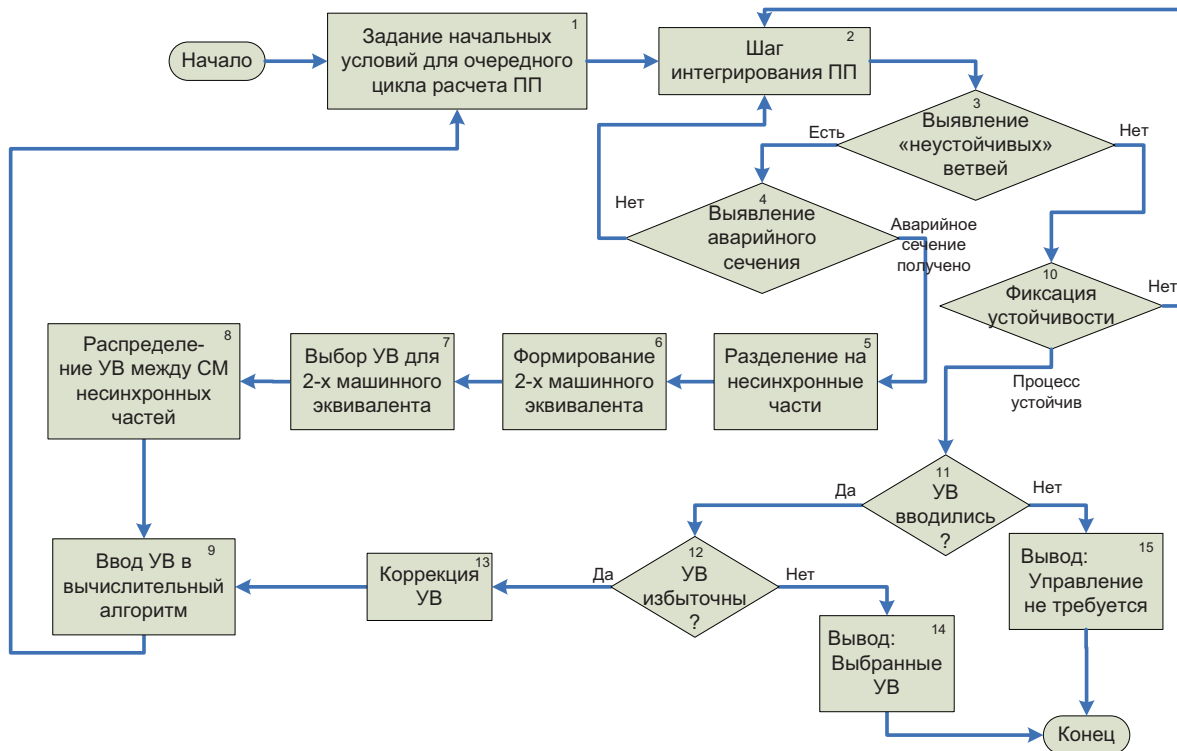


Рис. 2: Функциональная схема алгоритма выбора управляющих воздействий по условиям динамической устойчивости

В блоке 2 производится очередной шаг интегрирования переходного процесса. По окончании каждого шага интегрирования в блоке 3 производится выявление «неустойчивых» ветвей расчетной схемы – ветвей, на которых по факту перехода относительного угла между напряжениями по концам ветви через значение 180° эл. фиксируется асинхронный проворот. Если ни одной «неустойчивой» ветви не зафиксировано, то в блоке 10 по величинам отклонений углов роторов синхронных машин от средневзвешенного угла всей энергосистемы проводится оценка устойчивости переходного процесса. Если в блоке 3 выявлена хотя бы одна «неустойчивая» ветвь, то в блоке 4 выявляется аварийное сечение – совокупность «неустойчивых» ветвей, образующих полное сечение расчетной схемы.

Если в блоке 10 переходный процесс не зафиксирован как устойчивый или при выявлении «неустойчивых» ветвей в блоке 4 не выявлено аварийное сечение, то алгоритм возвращается к блоку 2, в котором выполняется очередной шаг интегрирования.

Если переходный процесс неустойчив, то после выявления аварийного сечения в блоке 4 интегрирование прекращается. В блоке 5 по выявленному аварийному сечению расчетная схема разделяется на несинхронные части. В блоке 6 с использованием результатов расчета переходного процесса и данных о несинхронных частях формируется двухмашинный эквивалент для рассчитанного процесса. В ходе разработки алгоритма показано, что формирование такого эквивалента всегда может быть выполнено точно в случае выявления неустойчивости.

После получения двухмашинного эквивалента в блоке 7 по «правилу площадей» [3] выбираются УВ для синхронных машин эквивалента. Далее, в блоке 8 эти УВ распределяются между реальными синхронными генераторами, образующими каждый из эквивалентных генераторов. Распределение производится по результатам оценки величин отклонений углов и скольжений роторов реальных синхронных машин от величин скольжений и углов роторов эквивалентных машин. В блоке 9 данные для расчета корректируются в соответствии с выбранными УВ выполняется переход к следующей итерации, на которой интегрирование переходного процесса производится с введенными УВ.

Если на протяжении всего расчета не будет выявлено ни одной «неустойчивой» ветви, то после того как в блоке 10 будет зафиксировано, что переходный процесс устойчив, в блоке 11 выясняется, вводились ли УВ. Если УВ не вводились, то расчет заканчивается (управление не требуется).

Если УВ вводились, то в блоке 12 производится оценка избыточности УВ. Эта оценка выполняется на основе сравнения максимального вылета относительного угла между роторами синхронных машин двухмашинного эквивалента, построенного по данным устойчивого переходного процесса с делением на несинхронные части как в последнем рассчитанном неустойчивом переходном процессе, со значением критического значения угла, определенного для последнего неустойчивого переходного процесса при вводе выбранных УВ. Если УВ оцениваются в этом блоке как не избыточные, то расчет прекращается и выбранные УВ выдаются в качестве результата (блок 14). В противном случае в блоке 13 УВ корректируются (уменьшаются), в блоке 9 соответствующим образом корректируются расчетные данные и выполняется очередная итерация.

Избыточность УВ, фиксируемая в блоке 12, а также возможная необходимость повторной итерации при недостаточности УВ, выбранных по результатам первой итерации, обусловлена тем, что распределение и реализация выбранных УВ являются приближенными и не точно соответствуют величинам, полученным для двухмашинного эквивалента. В результате, после введения УВ движение системы происходит по иной траектории и ее двухмашинный эквивалент может заметно отличаться от того, который был получен после первого расчета.

Интегрирование переходного процесса с расчетом на каждом шаге при учете характеристик нагрузок наиболее затратно по времени. В связи с этим для ЦСПА 3-го поколения были разработаны специальные модификации интерполяционного метода интегрирования с автоматическим выбором шага и интерполяционного метода расчета режима расчетной модели, минимизирующие объемы и время вычислений. Эффективность этих разработок при реализации рассмотренного алгоритма в операционной системе Windows XP на языке СИ++ может быть проиллюстрирована следующими данными: выбор УВ для расчетной модели, содержащей 187 узлов, 274 ветви и 32 синхронные машины, происходящий за 4 итерации на компьютере с одноядерным процессором с тактовой частотой 2.0 ГГц происходит менее чем за 1 с.

4. АЛГОРИТМ ВЫБОРА УПРАВЛЯЮЩИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ ПО ДОПУСТИМЫМ ПАРАМЕТРАМ ПОСЛЕАВАРИЙНОГО РЕЖИМА

В качестве расчетной модели для определения допустимых параметров послеаварийного режима (ПАР) принята однолинейная математическая модель энергосистемы, аналогичная той, которая используется для расчетов установившихся режимов в программном комплексе «МУСТАНГ» [2]. Отличие только в том, что синхронные машины представляются постоянной ЭДС за реактивностью. Это дает возможность имитировать статизм регуляторов возбуждения путем задания внутренних со-

противлений синхронных машин величиной X_q , деленной на коэффициент усиления регуляторов возбуждения по каналу отклонения напряжения в точке регулирования от заданной уставки. При этом остается возможность имитации поддержания напряжения в точке регулирования неизменным по величине (путем задания малого сопротивления синхронной машины) до тех пор, пока не наступает ограничение по выработке максимальной или минимальной величины реактивной мощности.

Особенностью математического описания установившихся режимов является использование двух систем уравнений: нелинейных уравнений в форме баланса токов в узлах (УБТ) и линейных уравнений прогноза потокораспределения активной мощности в форме баланса мощности в узлах (УБМ). Последняя форма уравнений используется в действующих ЦСПА для прогноза потокораспределения активной мощности в ПАР. Система уравнений УБТ позволяет рассчитывать режим при заданных величинах и фазах ЭДС синхронных машин и используется при интегрировании дифференциальных уравнений в расчете динамической фазы переходного процесса и при утяжелениях по углу при определении опасных сечений (ОС) в расчете выбора УВ по допустимым параметрам ПАР. Система уравнений УБМ в дополнение к УБТ используется для расчета установившегося режима для общепринятой формы задания исходной информации в терминах активной и реактивной мощности и используется в алгоритме для определения предельных и допустимых режимов в послеаварийной схеме.

Каждая из систем уравнений позволяет выполнять расчеты установившихся режимов с учетом статических характеристик нагрузки по напряжению. Совокупность уравнений УБТ и УБМ позволяет выполнять расчеты установившихся режимов с учетом статических характеристик генерации и потребления по частоте, имитируя тем самым действие регуляторов скорости при установлении ПАР.

Корректировка УВ по условиям обеспечения нормативных запасов устойчивости по активной мощности и напряжению и отсутствия токовой перегрузки элементов сети в послеаварийном режиме выполняется итерационно. Основные этапы расчета состоят в следующем:

- Г. Для заданного режима при заданном аварийном возмущении выполняется коррекция матриц систем уравнений УБТ.
- Н. Для УВ, выбранных в расчете динамической фазы переходного процесса, выполняется коррекция матриц систем уравнений УБТ и УБМ.
- И. Выполняется расчет режима при задании фаз ЭДС, определяемых из исходного режима, в предположении, что возникновение аварийного возмущения и реализация выбранных в расчете динамической фазы переходного процесса УВ совмещены по времени в момент $t = t_0$. Тем самым определяется вектор изменения режима по мощности (ВИРМ) от режима t_0 до ПАР, первоначально определяемого скорректированными по возмущению и УВ генерацией и потреблением в узлах в исходном режиме.
- Ж. Выполняется расчет предельного режима путем утяжеления режима t_0 по ВИРМ. На каждом шаге утяжеления ВИРМ корректируется с учетом изменения потерь активной мощности в сети и соответствующего изменения частоты.
- К. По разности фаз ЭДС в предельном режиме и режиме t_0 определяется вектор изменения углов ЭДС (ВИРУ) для определения ОС.
- Л. От предельного режима, как исходного, по ВИРУ выполняются пошагово расчеты режимов до тех пор, пока по критерию достижения углов по ветвям расчетной схемы 180° эл. не определится ОС (аналогично тому, как это делается в расчете динамической фазы переходного процесса) и соответствующие ему несинхронные части энергосистемы. Тем самым определяются предельные и расчетные в ПАР перетоки мощности в ОС.
- М. В соответствии с действующими Методическими указаниями по устойчивости энергосистем [4] выполняется расчет УВ в несинхронных частях энергосистемы для обеспечения нормативного запаса устойчивости по перетоку активной мощности в ОС в ПАР.
- Н. Выполняется расчет дополнительных УВ для обеспечения нормативного запаса по напряжению и недопущения перегрузки по току элементов сети.
- О. Расчеты по пп. Н-Н с учетом УВ, определенных в пп. М и Н, выполняются до тех пор, пока не исчезают условия для выбора новых УВ. Расчеты прекращаются и в случае, если выясняется, что все доступные УВ исчерпаны, а выполнение условий допустимости ПАР не выполняются. При этом выдаются соответствующие сообщения.

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В технологических алгоритмах, разработанных для ЦСПА 3-го поколения, реализованы:

- подробные (общепринятые) модели основных элементов и средств регулирования и автоматики энергосистем,
- расширенный набор УВ (отключение генераторов, отключение нагрузки, импульсная разгрузка и ограничение мощности турбин, электрическое торможение генераторов),
- расширенный набор аварийных возмущений (отключение линии, короткое замыкание, повторное включение линии, отключение фазы линии с последующим повторным включением, отключение генераторов, отключение/подключение нагрузок) с произвольной временной последовательностью совершения событий,
- универсальные алгоритмы выбора УВ по условиям статической устойчивости послеаварийного режима с учетом нормативных запасов устойчивости по активной мощности и напряжению и ограничений по токовой нагрузке элементов сети,
- универсальные алгоритмы выбора УВ по условиям динамической устойчивости с учетом динамической составляющей аварийных процессов, обусловленной, как короткими замыканиями, так и действиями линейной автоматики для локализации аварийного возмущения (АПВ),
- типовые (прозрачные для пользователей) принципы оценки устойчивости и выбора УВ.

Возможность использования таких решений без увеличения времени цикла работы ЦСПА достигается как за счет совершенствования алгоритмов, так и за счет использования более совершенных программно-технических средств, прежде всего многопроцессорных вычислительных комплексов. При этом обеспечивается возможность использования ЦСПА не только для предотвращения нарушений устойчивости и опасных перегрузок при единичных расчетных аварийных возмущениях, но и для предотвращения (прекращения) развития аварийного процесса при последовательных отказах. Тем самым ЦСПА оказывается действенным средством сохранения живучести энергосистемы.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Прихно В.Л. Программный комплекс КОСМОС оперативных расчетов режимов энергосистем на основе телеметрической информации // Тр. Института электродинамики НАНУ. Энергоэффективность: Зб. Киев: ИЭД НАН Украины, 2000. – С. 118-127.
- [2] Ю.П. Первушин, В.П. Иванов, Ю.Е. Гуревич, Л.Е. Либова. Совершенствование средств анализа переходных процессов для повышения эффективности противоаварийного управления режимами энергосистем. ЛатНИИНТИ, Рига, 1985.
- [3] А.А. Горев. Избранные труды по вопросам устойчивости электрических систем. ГОСЭНЕРГО-ИЗДАТ, М.-Л., 1960.
- [4] Методические указания по устойчивости энергосистем. Минэнерго России, 2003.

Комбинированный способ управления разгрузкой по частоте и напряжению

В.В. ВАСИЛЬЕВ, В.Е. ГЛАЗЫРИН
ЗАО «Институт Автоматизации Энергетических Систем»
ФГОУ ВПО «Новосибирский Государственный
Технический Университет»
Россия
vvv@iaes.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Аварийный дефицит мощности, снижение частоты и напряжения, лавина частоты, лавина напряжения, автоматическая частотная разгрузка, разгрузка при снижении напряжения, автоматика комплексного управления разгрузкой.

1. ВВЕДЕНИЕ

Создание крупных энергообъединений ведет к увеличению числа узлов и районов, получающих значительную часть мощности по электрическим связям с объединением, и повышению вероятности возникновения больших местных дефицитов мощности при аварийном отделении этих узлов и районов; а также к возможности быстрого распространения нарушений нормального режима, происшедших в той или иной части системы, и перерастания их в системные аварии с нарушением технологии на электростанциях и массовым отключением потребителей — «лавина частоты» и «лавина напряжения».

Дальнейшее развитие принципов и правил совместной работы энергосистем в составе Единой Энергосистемы (ЕЭС) России должно быть направлено на повышение совершенствования автоматического управления энергообъединениями и эффективности электроснабжения потребителей, заключающееся в повышении качества и надежности их электроснабжения. Должны быть разработаны автоматизированные системы регулирования потребления электроэнергии в сочетании с автоматизированной системой диспетчерского управления режимами, системы локализации тяжелых аварий и быстрейшего восстановления нормального режима функционирования ЕЭС. Объем противоаварийного управления, приводящего к отключению потребителей в энергосистемах, должен быть, по возможности, предельно ограничен и экономически обоснован.

Таким образом, по мере развития и объединения энергосистем вероятность общесистемного глубокого снижения частоты уменьшается, но необходимость в аварийной разгрузке не отпадает. Должен измениться подход к построению автоматической частотной разгрузки (АЧР), и в первую очередь это обусловлено возрастающим многообразием возможных аварийных ситуаций, сопровождающихся дефицитами активной мощности. Наибольшее значение для выбора принципов действия частотной автоматики приобретают аварии с отключением связей в основной сети, приводящие к разделению энергообъединения на несинхронно работающие части или к выделению какого-либо района с недостаточной мощностью генерирующих источников. Увеличение числа энергосистем и районов, получающих значительную часть энергии извне, иногда по дальним и сильно загруженным электропередачам, повышает вероятность возникновения больших местных дефицитов мощности. Например, к настоящему времени в ОЭС Сибири произошла поляризация крупных источников генерации и узлов потребления активной мощности, удаленных на большие электрические расстояния. Это привело к образованию целого ряда дефицитных по активной мощности и избыточных регионов. Кузбасская, Томская, Омская, Алтайская (Барнаульская), Бурятская, Читинская, а в ряде режимов и Новосибирская энергосистемы являются остродефицитными. В тоже время, на ГЭС Ангаро-Енисейского

каскада сосредоточена почти половина всей установленной мощности ОЭС. Все чаще причиной локальных аварийных дефицитов и избытков активной мощности становится отключение линий электропередач и автотрансформаторов связи, питающих остродефицитные районы. В нынешних условиях резко снизилась вероятность того, что внезапный аварийный дефицит активной мощности может привести к общему снижению частоты в ОЭС Сибири до уставок АЧР I (быстродействующая ступень разгрузки). Однако, многократно возросла вероятность резкого и глубокого снижения частоты в отдельных дефицитных регионах, как это имело место в Омской энергосистеме 6 июля 1997 года при ее отделении от ОЭС, и опасного увеличения частоты в избыточных районах, имеющих слабую электрическую привязку к объединению, особенно в ремонтных схемах с возможным их отделением и скоростью изменения частоты 1.5 Гц/с и более. Анализ целого ряда аварийных ситуаций заставляет говорить о том, что уже сейчас имеется высокая вероятность такого развития аварии, когда имеющиеся устройства автоматической частотной разгрузки могут не справиться с задачей предотвращения опасного снижения частоты в энергосистеме [1].

2. СНИЖЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ КАК СЛЕДСТВИЕ СНИЖЕНИЯ ЧАСТОТЫ

Возникающий при аварии дефицит мощности приводит не только к снижению частоты в энергосистеме, но и к изменению напряжения. При изменении частоты в энергосистеме меняются генерируемая реактивная мощность и реактивная мощность нагрузки. Это в свою очередь приводит к изменению напряжений в узлах, что, с одной стороны, существенно влияет на значение регулирующего эффекта активной мощности нагрузки по частоте и, с другой стороны, может приводить к отключению части потребителей.

О влиянии снижения частоты при возникновении дефицита мощности на изменение напряжения говорится в стандарте «СО ЕЭС» России [2]: «Автоматическое ограничение снижения частоты (АОСЧ) предназначено для обеспечения живучести ЕЭС России при возникновении значительного дефицита активной мощности в отдельных ее частях (регионах) с их аварийным отделением и глубоким (ниже 49,0 Гц) снижением частоты (и напряжения, как следствие снижения частоты), создающих угрозу повреждения оборудования электростанций, безопасности работы АЭС, нарушения нормальной работы энергопринимающих установок потребителей, а также возникновения лавины частоты и напряжения с полным прекращением электроснабжения».

Для анализа реакции энергосистемы на возникновение дефицита мощности (изменения частоты и напряжения) особый интерес представляют характеристики генерации и потребления активной и реактивной мощностей по частоте и напряжению (приведены в [3]).

Как известно, суммарная мощность генерации в энергосистеме (ΣP_G и ΣQ_G) в каждый момент времени равна потребляемой мощности (ΣP_H и ΣQ_H). Запишем баланс мощностей:

$$\Sigma P_G = \Sigma P_H = \Sigma P_H + \Sigma P_{CH} + \Sigma \Delta P; \quad (1)$$

$$\Sigma Q_G = \Sigma Q_H = \Sigma Q_H + \Sigma Q_{CH} + \Sigma \Delta Q - \Sigma Q_C; \quad (2)$$

где ΣP_H и ΣQ_H – суммарные активная и реактивная мощности нагрузок энергосистемы; ΣP_{CH} и ΣQ_{CH} – суммарные активная и реактивная мощности собственных нужд электростанции; $\Sigma \Delta P$ и $\Sigma \Delta Q$ – суммарные активные и реактивные потери мощности в энергосистеме; ΣQ_C – суммарная зарядная мощность ЛЭП.

В установившемся режиме мощности нагрузки представляются их статическими характеристиками по частоте и напряжению. Например, активная мощность, потребляемая осветительными установками, практически не зависит от частоты, а зависит только от напряжения. Активная мощность, потребляемая из сети двигателями насосов и центробежных вентиляторов, в случае снижения частоты уменьшается пропорционально третьей степени частоты. Зависимости реактивной мощности, по-

требляемой узлом нагрузки, от частоты и напряжения приведены ниже (26,27). Мощности нагрузки можно записать в виде зависимостей:

$$\Sigma P_H = \varphi_{1p}(f, U) \text{ и } \Sigma Q_H = \varphi_{1q}(f, U). \quad (3)$$

Выдача мощности электростанции при снижении частоты определяется как реакцией на это снижение частоты вращения турбин и их систем регулирования, так и производительностью механизмов собственных нужд. Падение производительности собственных нужд при снижении частоты приводит к снижению активной мощности агрегатов станции. В итоге нарушается баланс вырабатываемой и потребляемой мощности, что приводит к дальнейшему снижению частоты и падению напряжения в системе. Сами же механизмы собственных нужд станций представляют собой в основном двигательную нагрузку, зависимость активной и реактивной мощностей которой от частоты и напряжения аналогична выражению (3):

$$\Sigma P_{CH} = \varphi_{2p}(f, U) \text{ и } \Sigma Q_{CH} = \varphi_{2q}(f, U). \quad (4)$$

Потери мощности в энергосистеме определяются характеристиками активной и реактивной мощности узлов нагрузки при изменении частоты и сопутствующем изменении напряжения, активными и реактивными сопротивлениями сети, мощностью и загрузкой трансформаторов, условиями поддержания уровней напряжения в узлах и др. Зависимости суммарных активных и реактивных потерь мощности можно представить в виде:

$$\Sigma \Delta P = \varphi_{3p}(f, U) \text{ и } \Sigma \Delta Q = \varphi_{3q}(f, U). \quad (5)$$

Как будет показано далее (25), величина так называемой зарядной мощности ЛЭП зависит от напряжения и частоты:

$$\Sigma Q_C = \varphi_{4q}(f, U). \quad (6)$$

В итоге, исходя из выражений (1) – (6), суммарные мощности потребления в энергосистеме также зависят от частоты и напряжения:

$$\Sigma P_H = \varphi_p(f, U) \text{ и } \Sigma Q_H = \varphi_q(f, U). \quad (7)$$

Тогда баланс мощностей (1) и (2) можно записать следующим образом:

$$\Sigma P_r = \varphi_p(f, U); \quad (8)$$

$$\Sigma Q_r = \varphi_q(f, U). \quad (9)$$

Обозначим параметры некоторого исходного режима индексом 0 (ноль), тогда при каких-либо отклонениях от исходного режима $\Delta P_r = \Sigma P_r - \Sigma P_{r0}$ и $\Delta Q_r = \Sigma Q_r - \Sigma Q_{r0}$ будут иметь место отклонения частоты и напряжения $\Delta f = f - f_0$ и $\Delta U = U - U_0$. Нормальные отклонения частоты в энергосистеме и напряжения на выводах электроприёмников регламентируются ГОСТ 13109-97 [4]: для частоты $\pm 0,2$ Гц (предельно допустимое $\pm 0,4$ Гц), для напряжения $\pm 5\%$ (предельно допустимое $\pm 10\%$). При этом уравнения (8) и (9) можно представить приближёнными линеаризованными зависимостями между отклонениями параметров частоты и напряжения. Для этого воспользуемся математической формулой разложения в ряд Тейлора функции в окрестностях определённой точки и ограничимся только линейными членами разложения при малых отклонениях параметров:

$$\Sigma P_{r0} + \Delta P_r = \varphi_p(f_0, U_0) + \frac{\partial \varphi_p}{\partial f} \Delta f + \frac{\partial \varphi_p}{\partial U} \Delta U; \quad (10)$$

$$\Sigma Q_{r0} + \Delta Q_r = \varphi_q(f_0, U_0) + \frac{\partial \varphi_q}{\partial f} \Delta f + \frac{\partial \varphi_q}{\partial U} \Delta U; \quad (11)$$

где частные производные вычислены в точках f_0 и U_0 .

При возникновении аварийного дефицита мощности отклонения частоты и напряжения могут достигать больших величин. Тогда пренебрегать остальными членами разложения нельзя. Но так как мы лишь пытаемся проследить влияние изменений генерируемых мощностей на изменение частоты и напряжения, аварийный режим работы энергосистемы не рассматривается.

С учётом того, что в исходном режиме соблюдается баланс мощностей

$$\Sigma P_{r0} = \varphi_p(f_0, U_0); \quad (12)$$

$$\Sigma Q_{r0} = \varphi_q(f_0, U_0), \quad (13)$$

получим систему линейных алгебраических уравнений,

$$\Delta P_r = a_f \Delta f + a_U \Delta U; \quad (14)$$

$$\Delta Q_r = b_f \Delta f + b_U \Delta U, \quad (15)$$

в которой частные производные обозначены соответственно: a_f, a_U, b_f, b_U .

Система уравнений (14), (15) определяет связь между изменениями частоты и напряжения и генерируемой мощностью при неизменном составе нагрузки. Обобщённые статические характеристики потребления активной и реактивной мощностей для энергосистемы показаны на рисунке 1.

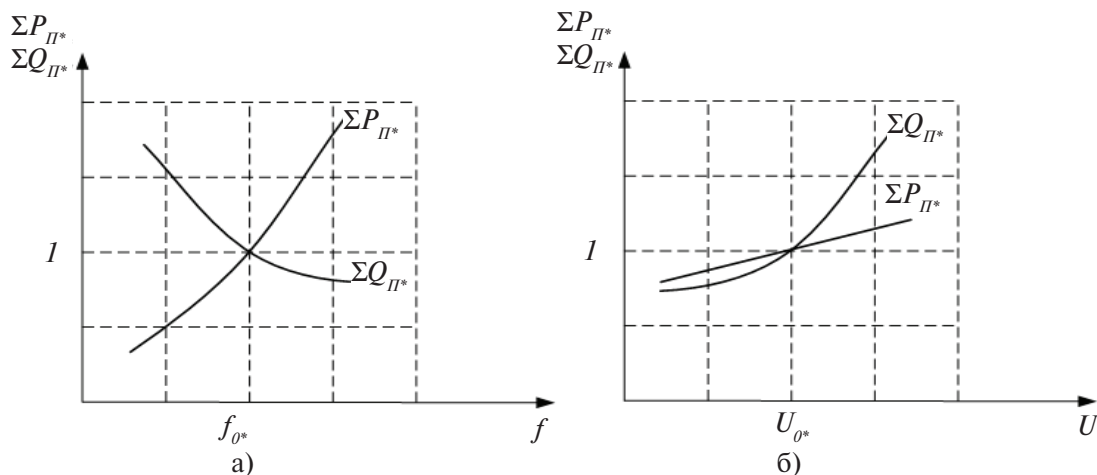


Рис. 1: Статические характеристики потребления активной и реактивной мощностей по частоте (а) и по напряжению (б) в относительных единицах

Коэффициенты a_f, a_U, b_f, b_U – регулирующие эффекты нагрузки по частоте и напряжению. Чем больше величина этих коэффициентов, тем больше угол наклона линеаризованных зависимостей к оси абсцисс и тем сильнее реакция активной и реактивной мощностей на изменение частоты или напряжения:

$$a_f = \operatorname{tg} \alpha_f, b_f = \operatorname{tg} \beta_f, \quad (16)$$

$$a_U = \operatorname{tg} \alpha_U, b_U = \operatorname{tg} \beta_U, \quad (17)$$

где $\alpha_f, \alpha_U, \beta_f, \beta_U$ – углы касательных к оси абсцисс в точках f_0 и U_0 для соответствующих статических характеристик.

Решим систему уравнений (14), (15), для этого представим её в матричном виде:

$$\begin{pmatrix} \Delta P_r \\ \Delta Q_r \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} a_f a_U \\ b_f b_U \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta f \\ \Delta U \end{pmatrix} \quad (18)$$

Найдём матрицу, обратную к $\begin{pmatrix} a_f a_U \\ b_f b_U \end{pmatrix}$, умножим на неё слева обе части уравнения (18).

Причём, определитель исходной матрицы

$$\Delta = a_f b_U - a_U b_f \quad (19)$$

есть величина положительная, так как $a_f \cdot b_U > 0$, а $a_U \cdot b_f < 0$ (из рисунка 1).

В результате получаем:

$$\begin{pmatrix} \Delta f \\ \Delta U \end{pmatrix} = \frac{1}{\Delta} \begin{pmatrix} b_U - a_U \\ -b_f \ a_f \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta P_r \\ \Delta Q_r \end{pmatrix} \quad (20)$$

или

$$\Delta f = \frac{1}{\Delta} (b_U \Delta P_r - a_U \Delta Q_r), \quad (21)$$

$$\Delta U = \frac{1}{\Delta} (-b_f \Delta P_r + a_f \Delta Q_r), \quad (22)$$

По данным соотношениям можно проследить влияние изменений генерируемых мощностей на изменение частоты и напряжения, учитывая статические характеристики потребления активной и реактивной мощностей (рисунок 1).

Пусть $\Delta P_r < 0$ и для наглядности $\Delta Q_r = 0$. Тогда

$$\Delta f = \frac{1}{\Delta} (b_U \Delta P_r) < 0 \quad \text{и} \quad \Delta U = \frac{1}{\Delta} (-b_f \Delta P_r) < 0, \quad (23)$$

откуда следует, что уменьшение генерируемой активной мощности ΣP_r приводит к снижению как частоты, так и напряжения.

Пусть теперь $\Delta Q_r < 0$, а $\Delta P_r = 0$. Тогда

$$\Delta f = \frac{1}{\Delta} (-a_U \Delta Q_r) > 0 \quad \text{и} \quad \Delta U = \frac{1}{\Delta} (a_f \Delta Q_r) < 0, \quad (24)$$

откуда следует, что уменьшение генерируемой реактивной мощности ΣQ_r в большей степени оказывает влияние на снижение напряжения, чем на изменение частоты, учитывая, что $a_f \gg a_U$.

Снижение частоты в ряде случаев приводит к снижению напряжения на шинах электростанций. При снижении частоты в энергосистеме уменьшается частота вращения возбудителей агрегатов с электромашиными системами возбуждения, вследствие этого уменьшается ЭДС генераторов, а значит, снижается и напряжение на его выводах. Таким образом, нарушение баланса активной мощности сопровождается и снижением напряжения. Это объясняется зависимостью уставок части автоматических регуляторов возбуждения (АРВ пропорционального действия) генераторов от частоты (в среднем 1,4% на 1% изменения частоты [5]) и снижением зарядной мощности ЛЭП. Зарядная мощность – это мощность в поперечных элементах схемы замещения ЛЭП – емкостных проводимостях:

$$Q_C = U^2 b_0 l = U^2 \omega C_0 l = U^2 2\pi f C_0 l, \quad (25)$$

где U – номинальное напряжение ЛЭП; b_0 – емкостная проводимость; l – длина ЛЭП; C_0 – ёмкость линии.

Линия генерирует реактивную мощность, уменьшая тем самым объёмы генерации реактивной мощности источников и потери передаваемой мощности. Зарядная мощность линии электропередач в большей степени зависит от величины напряжения, чем частоты. При уменьшении этой мощности из-за общесистемного снижения, как частоты, так и напряжения увеличиваются потери напряжения по линии, что приводит к ещё большему снижению напряжения на шинах потребителя. Изменение реактивной мощности нагрузки при одновременном изменении частоты и напряжения определяется рядом факторов, учёт которых с достаточной степенью точности затруднителен. Основные из этих факторов таковы: влияние насыщения в двигателях и трансформаторах, изменение возбуждения синхронных двигателей при изменении частоты и питающего напряжения, наличие и вид устройств компенсации реактивной мощности.

Реактивная мощность, потребляемая узлом нагрузки, в значительной степени определяется двигателями, как синхронными, так и асинхронными. Реактивная мощность двигателя складывается из реактивной мощности рассеяния Q_s и реактивной мощности намагничивания Q_μ (рисунок 2), которые в различной степени зависят от частоты [6]:

$$Q_s = I^2 x_{s0} \frac{f}{f_{ном}} = c_1 s \frac{f^2}{f_{ном}^2} \quad (26)$$

$$Q_\mu = c_2 \frac{U^2}{x_{\mu 0} \frac{f}{f_{ном}}} \quad (27)$$

где x_{s0} и $x_{\mu 0}$ – соответственно сопротивления рассеяния и намагничивания при $f = f_{ном}$; f – текущее значение частоты; $f_{ном}$ – номинальное значение частоты (50 Гц); I – ток двигателя; U – напряжение, приложенное к двигателю; c_1 и c_2 – постоянные коэффициенты; s – скольжение двигателя.

Соотношение этих составляющих обычно у двигателей таково, что характер изменения суммарной реактивной мощности $Q = Q_s + Q_\mu$ определяется первой составляющей при росте частоты и второй составляющей при снижении частоты.

Таким образом, при возникновении дефицита активной мощности снижение частоты может привести к понижению напряжения на шинах электростанций и в узлах нагрузки. В действительности при изменении частоты меняются не только активные мощности, выдаваемые генераторами, но и их реактивные мощности. Кроме того, изменяются параметры элементов схемы. В связи с этим изменяются и напряжения в узлах системы, генерируемые линиями реактивные мощности и потери в них.

3. АВТОМАТИКА КОМПЛЕКСНОГО УПРАВЛЕНИЯ РАЗГРУЗКОЙ ПО ЧАСТОТЕ И НАПРЯЖЕНИЮ

Снижение частоты может приводить к тяжёлым авариям, для предотвращения которых широко применяется автоматическая частотная разгрузка (АЧР), отключающая часть потребителей при возникновении дефицита мощности. Помимо АЧР применяется также разгрузка при снижении напряжения (АРСН). Она отключает потребителей при глубоких снижениях напряжения, но традиционно выполняется отдельно от АЧР. В то же время «лавины напряжения» может являться следствием длительного снижения частоты, о чём было сказано в разделе 2 данной статьи. По этой причине формирование управляющих воздействий должно формироваться путем совместной обработки входных параметров: частоты и напряжения. Это позволит действовать на отключение потребителей раньше, чем начнётся отключение генерирующих устройств и развал энергосистемы.

Случайный характер изменения характеристик реактивной мощности, взаимосвязь изменения частоты и напряжения, возможность возникновения процессов «лавина частоты» и «лавина напряжения», процесс массового хаотического отключения потребителей выдвигают перед аварийной разгрузкой требования ориентации на многообразие различных аварийных процессов. Взаимосвязь «лавина частоты» и «лавина напряжения», возможность перерастания одной лавины в другую обуславливает необходимость выбора таких принципов аварийной разгрузки, которые в этих условиях позволили бы обеспечить быстрое и надёжное восстановление нормальной работы энергосистемы.

Эффективность АЧР может быть повышена благодаря использованию в качестве входного сигнала не только величины снижения частоты, но и скорости ее снижения. Использование скорости снижения частоты позволяет практически мгновенно оценить относительную величину внезапного дефицита мощности и оперативно отключить требуемый объем потребителей. В результате появляется принципиальная возможность исключить избыточное отключение нагрузки и существенно уменьшить глубину снижения частоты. При тяжелых авариях, приводящих к большим дефицитам мощности, появляется дополнительная опасность возникновения локальных дефицитов реактивной мощности, когда имеют место глубокие снижения напряжения, возможно нарушение устойчивости послеаварийных режимов и дальнейшее развитие аварии – «лавины напряжения». Если частотная разгрузка будет отключать потребителей в первую очередь там, где наиболее низкие уровни напряжения, то можно предотвратить нарушение устойчивости послеаварийных режимов. Это также позволит совместить в одном устройстве сразу две функции АЧР и АОСН (автоматическое ограничение снижения частоты) – автоматика комплексного управления разгрузкой (АКУР). Тем более что в настоящее время энергосистемы с существующей АОСН не обладают живучестью, т.е. не способны противостоять системному развитию аварий, которые могут вызвать лавинообразные снижения напряжения и тем самым привести к обесточиванию целых районов мегаполисов, в том числе и потребителей первой категории [7].

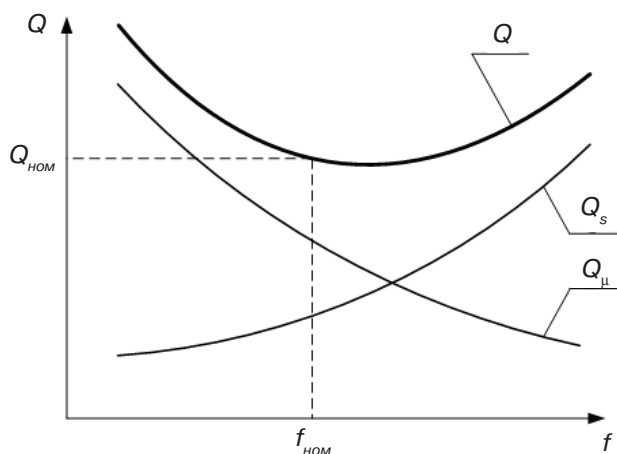


Рис. 2: Зависимость реактивной мощности, потребляемой двигателем, от частоты

В современных устройствах частотной автоматики не учитывается длительность и тяжесть предшествующего режима работы энергосистемы, а также реальное значение мощности подключенных к устройствам частотной автоматики нагрузок. С развитием промышленности появляются всё более мощные и ответственные потребители, технологический процесс которых не допускает снижения частоты даже на допустимую по ГОСТ величину (0,4%). Поэтому необходима гибкая система определения очередности и объёма отключения потребителей, согласно заданным графикам, а также учёт фактически отключаемой нагрузки от действия на конкретный выключатель. Используя представленные на рынке устройства АЧР, сложно построить эффективную разгрузку. Это связано, во-первых, с низкой точностью блоков измерения частоты, во-вторых, разгрузка по частоте и по напряжению выполняются раздельно, в-третьих, не учитывается предыдущий режим работы системы и текущее значение мощности отключаемых нагрузок. Наличие традиционных ступеней АЧР I, АЧР II и дополнительной разгрузки приводит к большой сложности в построении разгрузки. При этом необходимость использования дополнительной разгрузки объясняется только малым быстродействием и низкой точностью замера частоты. Микропроцессорная техника предоставляет возможность реализовать алгоритмы, учитывающие одновременно длительность и тяжесть режима, как по напряжению, так и по частоте, что может повысить эффективность разгрузки и надёжность функционирования энергосистемы. При микропроцессорной реализации устройства разгрузки необходимо создать единый комплекс с тем, чтобы полностью перекрыть функции очередей АЧР I, АЧР II, дополнительной разгрузки, а также разгрузки при снижении напряжения.

Для формирования команды на отключение потребителей предлагается использовать обобщённый параметр вида:

$$A_{\Sigma} = k_1 \Delta f + k_2 \frac{d\Delta f}{dt} + k_3 \Delta U + k_4 \frac{d\Delta U}{dt}, \quad (28)$$

где k_1, k_2, k_3, k_4 – весовые коэффициенты, выбор которых осуществляется при настройке устройства; Δf – снижение частоты ниже заданной уставки; ΔU – снижение напряжения ниже заданной уставки.

Использование фактора скорости изменения частоты даёт возможность практически мгновенно оценить возникший дефицит мощности и оперативно произвести отключение потребителей, а участие в формировании A_{Σ} отклонения напряжения и скорости его изменения позволяет ускорить разгрузку энергосистемы в узлах, имеющих наиболее низкие уровни напряжения. Это снижает вероятность возникновения «лавины напряжения» в энергосистеме. Выбор размерности и величин весовых коэффициентов в выражении (28) осуществляется таким образом, чтобы обобщённый параметр A_{Σ} имел размерность мощности, и в каждом конкретном случае можно было задавать различное долевое участие входных параметров.

Реализация устройства автоматики комплексного управления разгрузкой (АКУР) осуществляется на базе Блока функционального (БФ), входящего в состав Комплекса противоаварийной автоматики – КПА-М (разработка ЗАО «ИАЭС»), который обеспечивает ввод аналоговой и дискретной информации о состоянии контролируемых объектов, ее обработку и формирование выходных дискретных сигналов [8]. В устройстве АКУР, выполненном на базе БФ, может быть реализовано до шестнадцати ступеней разгрузки, дающих возможность отключения и включения потребителей в сеть.

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По мере развития и объединения энергосистем вероятность общесистемного глубокого снижения частоты уменьшается, но необходимость в аварийной разгрузке не отпадает. Необходимо адаптировать принципы построения частотной разгрузки к новым условиям работы современной энергосистемы, и в первую очередь это обусловлено возрастающим многообразием возможных аварийных ситуаций, сопровождающихся дефицитами активной и реактивной мощности.

При возникновении дефицита активной мощности снижение частоты может привести к понижению напряжения на шинах электростанций и в узлах нагрузки вследствие увеличения потребления и уменьшения выработки реактивной мощности. Комплексное управление разгрузкой позволит защитить энергосистему от системных аварий, связанных с дефицитом мощности, снижением частоты и напряжения, и их развития до нарушения технологических процессов на тепловых электростанциях и массового прекращения электроснабжения потребителей – лавинообразных снижений частоты и напряжения.

Разрабатываемое устройство автоматики комплексного управления разгрузкой выполнено по комбинированному принципу и реагирует не только на отклонение частоты, но и на скорость изменения частоты, а также на отклонение напряжения и скорость его изменения. Реализация нескольких функций позволяет использовать более эффективные алгоритмы разгрузки, исключая неселективное и излишнее действие ступеней разгрузки.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] ОАО РАО «ЕЭС России». Отчёт по научно-исследовательской работе ОАО «СибНИИЭ». Разработка научно-технических мероприятий по обеспечению надёжной работы электростанций ОЭС Сибири при опасном снижении или повышении частоты. Этап 1. Требования к устройствам АЧР, допразгрузки, АРС, АВСН, АОПЧ, принципы их организации, законы управления, структурные схемы АВСН, АОПЧ. – Новосибирск, 2002.
- [2] Стандарт ОАО «СО ЕЭС» Технические правила организации в ЕЭС России автоматического ограничения снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности (автоматическая частотная разгрузка). Приложение к приказу ОАО «СО ЕЭС» от 01.04.2008 № 104/1.
- [3] Лыкин А. В. Электрические системы и сети // Учебное пособие. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003. – 248 с.
- [4] ГОСТ 13109-97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. ИПК Издательство стандартов, 1998.
- [5] Баркан Я.Д., Орехов Л.А. Автоматизация энергосистем // Учебное пособие для студентов вузов. – М.: Выс. школа, 1981. – 271 с.
- [6] Рабинович Р.С. Автоматическая частотная разгрузка энергосистем. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 352 с.: ил.
- [7] Алексеев О.П., Максимов Б.К. Противоаварийное управление в энергосистемах при глубоких снижениях напряжения. – Энергетик, 2008, № 11, с. 2–4.
- [8] Руководство по эксплуатации РЭ 3435-001-50756329-2006. Комплекс противоаварийной автоматики многофункциональный КПА-М-01.04.06.53-3111-УХЛ4.

Развитие селективной автоматики предотвращения и ликвидации асинхронных режимов с использованием РМУ

Н.И. ВОРОПАЙ, Д.Н. ЕФИМОВ, Д.Б. ПОПОВ

Институт систем энергетики

им. Л.А. Мелентьева СО РАН

Россия

К. РЕТАНЦ, У. ХЕГЕР

Технический университет Дортмунда

Германия

voropai@isem.sei.irk.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Асинхронный режим, предотвращение, ликвидация, селективная автоматика, РМУ.

1. ВВЕДЕНИЕ

Асинхронный режим в энергообъединении является одним из самых тяжелых аварийных режимов. Он связан с нарушением устойчивости энергообъединения, что создает опасность повреждения оборудования, нарушения электроснабжения потребителей, нежелательного развития аварийного процесса с тяжелыми последствиями для энергообъединения в целом и его частей (blackout) [1-3 и др.]. В частности, при возможной в перспективе совместной работе энергообъединений УСТЕ и IPS/UPS по связям переменного тока возникновение асинхронного режима на интерфейсе между этими энергообъединениями может быть опасным для обоих с тяжелыми последствиями для систем и потребителей, поэтому требуются мероприятия по выявлению, предотвращению и ликвидации асинхронных режимов.

Для надежного, своевременного и селективного выявления и ликвидации асинхронного режима в электроэнергетической системе (ЭЭС) используется специальная автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР) [1, 4, 5]. Наиболее эффективной является так называемая селективная АЛАР на основе измерения угла [5-7]. В прошлом трудности непосредственного измерения угла с помощью средств телепередачи фазы напряжения заставляли использовать косвенное вычисление угла, наиболее распространенные способы которого основываются на определении амплитуды тока или комплексного сопротивления в месте подключения автоматики [5, 8, 9]. При этом ЭЭС представляется в виде двухмашинного эквивалента по отношению к сечению по связям, на котором установлена АЛАР. Параметры двухмашинного эквивалента определяются в предположении когерентного движения генераторов исходной системы по обеим сторонам рассматриваемого сечения [5, 10 и др.]. Основанием для такого предположения является тот факт, что кинетическая энергия взаимных колебаний генераторов в переходном процессе при возмущении в случае возникновения асинхронного режима переходит в кинетическую энергию асинхронного движения двух групп генераторов по обе стороны сечения, по которому происходит асинхронный режим, а межмашинные колебания внутри этих двух групп генераторов существенно уменьшаются.

Наиболее просто реализуемым косвенным способом вычисления угла электропередачи является зависимость тока электропередачи от этого угла. Недостатком этого способа является большой разброс значений угла срабатывания АЛАР при принятой уставке срабатывания по току вследствие различного возможного состава и структуры связей в сечении при разных схемах и режимах в ЭЭС.

Кроме того, эта зависимость нелинейна. Меньшую погрешность дает использование так называемой фантомной схемы – моделирования вектора напряжения удаленной точки от места установки автоматики, например, приемного конца электропередачи, которая и используется в устройствах АЛАР, установленных в ЭЭС России. Особо сложные условия для селективной работы АЛАР возникают при многочастотном асинхронном режиме по нескольким сечениям [5].

Дальнейшее развитие селективной АЛАР привело к созданию многофункционального устройства, позволяющего не только ликвидировать уже возникший асинхронный режим, но и предотвращать его возникновение. Это устройство реализует две ступени управляющих воздействий [5]. Первая призвана предотвратить нарушение устойчивости, для чего производится отключение генерации в избыточной части системы и пуск быстрого резерва (либо отключение второстепенной нагрузки) в дефицитной части. Если эти управляющие воздействия недостаточны и предотвратить асинхронный режим не удается, срабатывает вторая ступень автоматики и производит разделение энергообъединения.

Принципиально новые возможности реализации селективной АЛАР и селективной автоматики предотвращения и ликвидации асинхронного режима (САПЛАР) открывает использование синхронизированных измерений фаз напряжений с помощью устройств РМУ [11]. В последнее время был предложен ряд систем АЛАР на основе РМУ. В [12, 13] для выявления динамической неустойчивости используется критерий равных площадей при представлении системы двухмашинным эквивалентом, требуемые параметры которого определяются по комплексным значениям переменных состояния ЭЭС. В [14] используются измерения фаз напряжений и разностей их первых производных для прогнозирования потери устойчивости ЭЭС по критерию на основе энергетической функции. В [15] предложен комплексный критерий выявления центра качаний с использованием оценок проекции модуля напряжения в некоторой точке связи между двумя частями системы и тока по этой связи при использовании двухмашинного эквивалента ЭЭС на основе оценки когерентности движения генераторов в этих двух частях системы по текущим измерениям углов.

В данной статье авторы предлагают принципы построения модифицированной САПЛАР с использованием измерений устройств РМУ, эффективность ее демонстрируется на тестовой схеме ЭЭС.

2. ПРИНЦИПЫ ПОСТРОЕНИЯ МОДИФИЦИРОВАННОЙ САПЛАР

2.1. Схема взаимосвязи состояний и управляющих воздействий

Потеря синхронизма в работе ЭЭС по какому-то сечению может быть вызвана двумя основными причинами:

- превышением предельно допустимой пропускной способности сечения и нарушением вследствие этого апериодической статической устойчивости системы;
- нарушением динамической устойчивости в результате возмущения на одной из связей или вблизи рассматриваемого сечения.

В обоих случаях индикатором нарушения синхронизма и начала асинхронного режима является разность фаз напряжений по концам наиболее критичной связи рассматриваемого сечения. Другими словами, существует некоторое предельное значение разности фаз напряжений $\delta_{\text{lim}}^{\text{ас}}$, превышение которого свидетельствует о начале асинхронного режима.

Для того, чтобы отстроиться от подобной критической ситуации, необходимо поддерживать загрузку сечения не выше некоторого допустимого уровня, соответствующего $\delta_{\text{lim}} < \Delta\delta_{\text{lim}}^{\text{ас}}$. Разница между δ_{lim} и $\delta_{\text{lim}}^{\text{ас}}$ должна учитывать уровень нерегулярных колебаний перетоков по связям и необходимость обеспечения динамической устойчивости ЭЭС при штатных возмущениях. В диспетчерской практике в ЭЭС России используются рекомендуемые значения запасов по нагрузке связей в нормальных и послеаварийных состояниях [16]. В ЭЭС УСТЕ подобные явные рекомендации отсутствуют, тем не менее можно говорить о целесообразности задания значения $\delta_{\text{lim}} < \delta_{\text{lim}}^{\text{ас}}$.

С учетом сказанного ЭЭС может находиться в четырех состояниях (Рис.1): безопасном, опасном, аварийном (асинхронный режим), послеаварийном. Нахождение ЭЭС в безопасном состоянии определяется условием $|\delta_{ij}| < \delta_{\text{lim}}$. Текущее значение $\delta_{ij}(t)$ отслеживается по измерениям РМУ. В опас-

ное состояние ЭЭС переходит при $|\delta_{ij}| > \delta_{lim}$. Для того, чтобы ЭЭС вернулась в безопасное состояние, требуются управляющие воздействия по разгрузке сечения путем снижения загрузки агрегатов электростанций на передающей стороне и ввода быстрого резерва (либо отключения второстепенных потребителей) на приемной стороне. Если этих управляющих воздействий достаточно, ЭЭС возвращается в нормальное состояние. В случае недостаточности управляющих воздействий система переходит в аварийное состояние (асинхронный режим), прерывание которого выполняется отключением сечения (делением ЭЭС). При неуспешном делении ЭЭС аварийная ситуация может развиваться и послеаварийное состояние может оказаться тяжелым вплоть до блэкаута. В случае успешного деления происходит балансирование генерации и нагрузки в разделившихся подсистемах путем отключения генерации в избыточной подсистеме и действия АЧР в дефицитной подсистеме. Послеаварийное состояние в этом случае окажется менее тяжелым по сравнению с предыдущим.

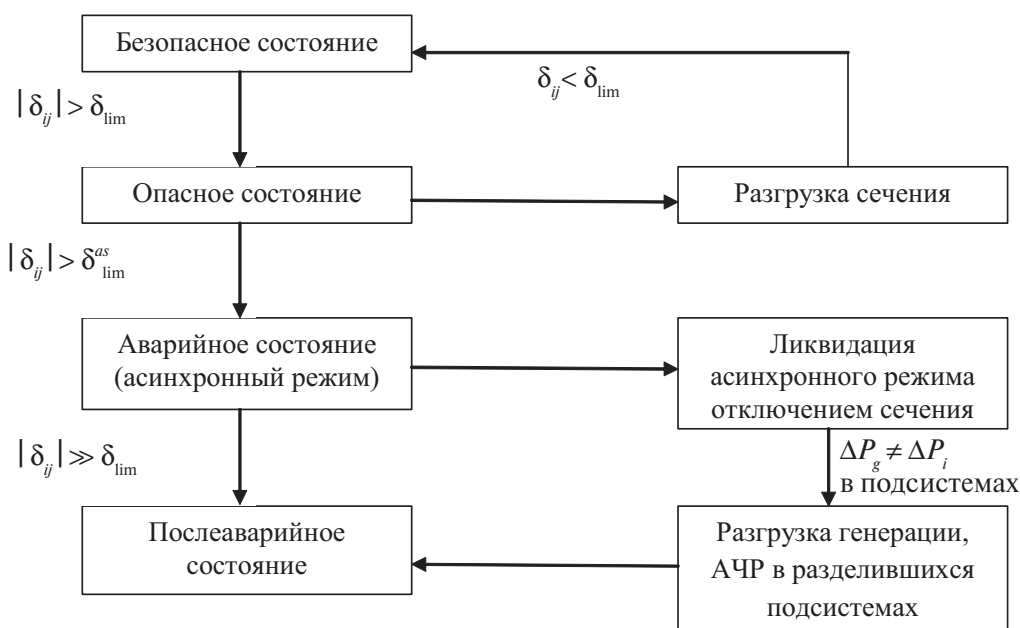


Рис. 1: Схема взаимосвязи состояний ЭЭС и управляющих воздействий в САПЛАР

Следует заметить, что традиционно в диспетчерской практике ЭЭС России автоматика разгрузки сечения и АЛАР рассматриваются отдельно вследствие того, что первая настраивается и работает по значениям перетока мощности в качестве индикатора перегрузки, а вторая, по сути, ориентирована на действие по углу электропередачи, определяемому косвенными методами [1]. Использование одного и того же индикатора, которым является разность фаз напряжений по концам электропередачи, измеряемых РМУ, позволяет рассматривать оба вида автоматики как единую комплексную систему противоаварийного управления.

2.2. Критерии действия ступеней САПЛАР

Как было отмечено в п. 2.1, условие перехода из нормального (безопасного) состояния в опасное формулируется как $|\delta_{ij}| > \delta_{lim}$. Следовательно, критерий действия ступени разгрузки сечения САПЛАР будет выглядеть как

$$C_{act}^{ul} - (|\delta_{ij}(t)| > \delta_{lim}) \quad (1)$$

В случае недостаточности либо неэффективности действия ступени разгрузки сечения разность фаз напряжений по критической связи сечения при ее перегрузке продолжает увеличиваться и достигать значения δ_{lim}^{as} . Это свидетельствует о нарушении аperiodической статической устойчивости

ЭЭС по рассматриваемому сечению и необходимости деления системы. Критерий действия ступени деления САПЛАР будет выглядеть как

$$C_{act}^{as} = (|\delta_{ij}(t)| > \delta_{lim}^{as}) \quad (2)$$

Для формулирования критерия действия ступени деления САПЛАР по условиям динамической неустойчивости ЭЭС при больших возмущениях необходимо использовать вторую производную разности фаз напряжений критической связи в сечении. Если вторая производная разности фаз напряжений уменьшается, это свидетельствует о сохранении динамической устойчивости ЭЭС. Переход системы в аварийное состояние (асинхронный режим) выявляется при условии, если в течение как минимум трех циклов измерений с помощью РМУ, каждый из которых может составлять несколько десятков миллисекунд, значение второй производной разности фаз напряжений критической связи в сечении не снижается ниже некоторого небольшого значения $d\delta_{min}$. Теоретически должно быть $d\delta_{min} = 0$, однако на практике это значение не равно нулю вследствие ошибок и шумов в измерениях, а также погрешностей в определении второй производной вследствие дискретности измерений. Определение приемлемого значения $d\delta_{min}$ является самостоятельной задачей.

Следовательно, при прямом перетоке мощности по сечению от узла i к узлу j критерий действия ступени деления САПЛАР по условиям динамической устойчивости будет выглядеть как

$$C_+ = (\Delta\delta_{ij}(t) > 0) \wedge \left(\frac{d^2\delta_{ij}(t)}{dt^2} \geq d\delta_{min}\right) \wedge \dots \wedge \left(\frac{d^2\delta_{ij}(t) - 2T_s}{dt_2} \geq d\delta_{min}\right), \quad (3)$$

где T_s – продолжительность цикла между измерениями РМУ.

Соответствующий критерий C_- при обратном перетоке мощности по сечению (от узла j к узлу i) определяется аналогично.

Общий критерий перехода в аварийное состояние (асинхронный режим) и действия ступени деления САПЛАР записывается следующим образом:

$$C_{as} = (C_{act}^{as} \wedge (C_+ \vee C_-)) \quad (4)$$

В результате ЭЭС разделяется на две изолированные подсистемы.

2.3. Сопутствующие проблемы

Сформулированный подход к совершенствованию САПЛАР на основе измерений РМУ представляет лишь основные принципиальные положения в этом направлении. Тестовый пример, рассмотренный далее в разделе 3, иллюстрирует эти основные положения. Реально необходимо иметь ввиду и ряд сопутствующих проблем, которые необходимо будет решать в ходе реализации подхода. Основными из них являются следующие.

Выше отмечалось, что измерения фаз напряжений с использованием РМУ целесообразно производить по концам критической связи в сечении. Проблема заключается в том, что при увеличении передаваемой мощности по сечению загрузка отдельных связей в сечении оказывается неодинаковой. Эта ситуация определяется не только параметрами самих связей, но также и структурой и параметрами прилегающих электрических сетей. Указанная неоднородность электрической сети проявляется в том, что сенсорность узлов и связей в нагружаемом сечении оказывается неодинаковой [17]. В результате по наиболее сенсорной связи прежде всего формируются условия перехода в асинхронный режим, эта связь оказывается критической в сечении, и по ее концам целесообразно устанавливать устройства РМУ.

Следует отметить, что значимость критической связи в сечении требует дополнительного исследования, поскольку в ситуации, когда начинается асинхронный режим, расхождение фаз векторов напряжений в результате будет наблюдаться по всем связям сечения. Важно установить, насколько

значимо расхождение в загрузке связей в начале формирования асинхронного режима с точки зрения эффективности работы САПЛАР.

Другая проблема связана с необходимостью верификации критерия (3). Она имеет две составляющие. Первая связана с наличием ошибок и шумов в измерениях с использованием РМУ, технических запаздываний в передаче информации, цикличностью измерений и др. Эти технические особенности требуют серьезных самостоятельных исследований, от результатов которых зависит специфика технической реализации автоматики.

Другой составляющей данной проблемы является точность определения вторых производных изменения разностей фаз напряжений. Она зависит от монотонности изменений разностей фаз и продолжительности интервалов между измерениями, а также от ошибок в измерениях. Проблема в том, что вторые производные должны определяться численным дифференцированием измеряемых величин. Этот вопрос требует также глубокого дополнительного исследования.

От результатов исследований обеих перечисленных составляющих зависит эффективность использования критерия (3) и, в частности, определенность в назначении величины $d\delta_{\min}$.

В определенной мере остается открытым вопрос о селективности действия модифицированной САПЛАР при многочастотном асинхронном режиме в случае нарушения устойчивости по нескольким сечениям. Представляется, что селективность работы автоматики должна быть достаточно высокой и приемлемой, поскольку расхождение фаз напряжений по концам связей в сечении является однозначным и вполне определенным индикатором начала асинхронного режима. При этом значение δ_{\lim} однозначно определяется параметрами режима критической связи сечения и требуемыми запасами пропускной способности по ней.

3. ТЕСТОВЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Пусть система (Рис.2) работает в послеаварийном режиме с загрузкой связи 8-5 в размере 90% от предельно возможной, что соответствует углам электропередачи $\delta_{8-5} = 36,6^\circ$ и $\delta_{202-100} = 50,5^\circ$.

В качестве возмущения примем неплановое отключение одной из двух цепей связи 8-5. Динамика углов электропередачи и их производных по времени при отсутствии управляющих воздействий показана на Рис.3.

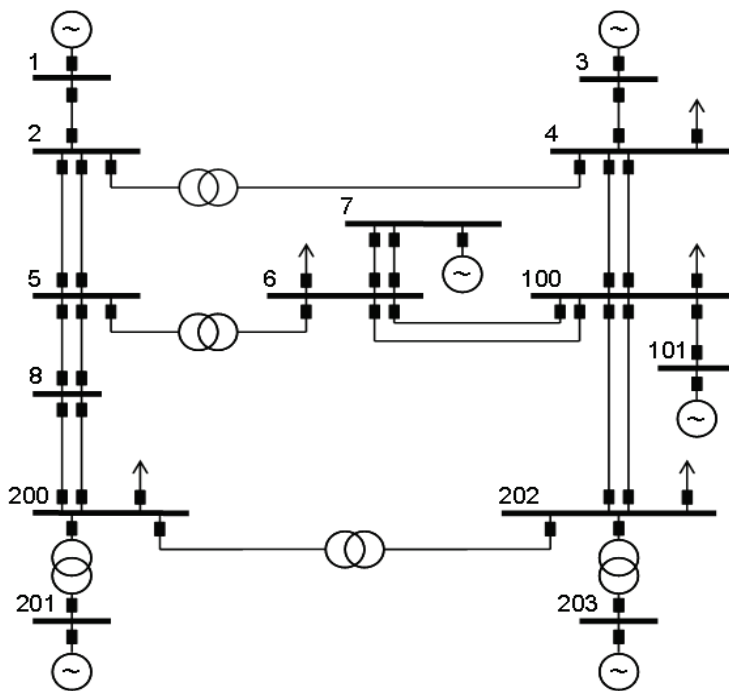


Рис. 2: Схема тестовой ЭЭС

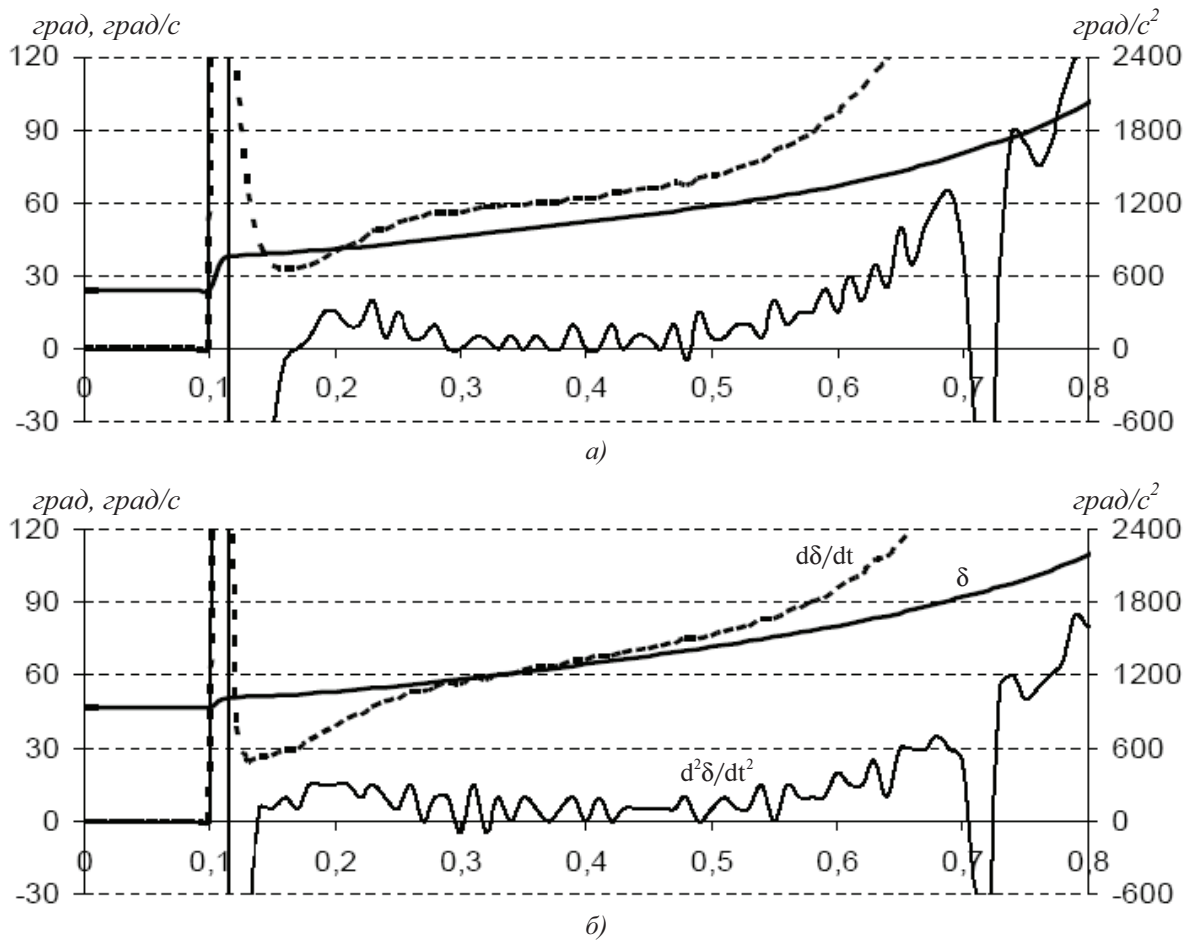


Рис. 3: Зависимость от времени δ , $d\delta/dt$ и $d^2\delta/dt^2$ при отсутствии управляющих воздействий:
 а) по связи 8-5, б) по связи 202-100

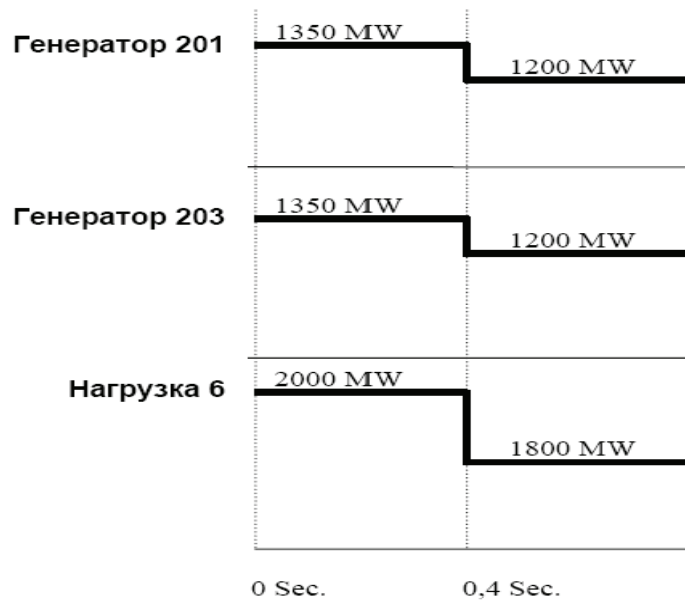


Рис. 4: Отключения генерации и нагрузки для разгрузки сечения

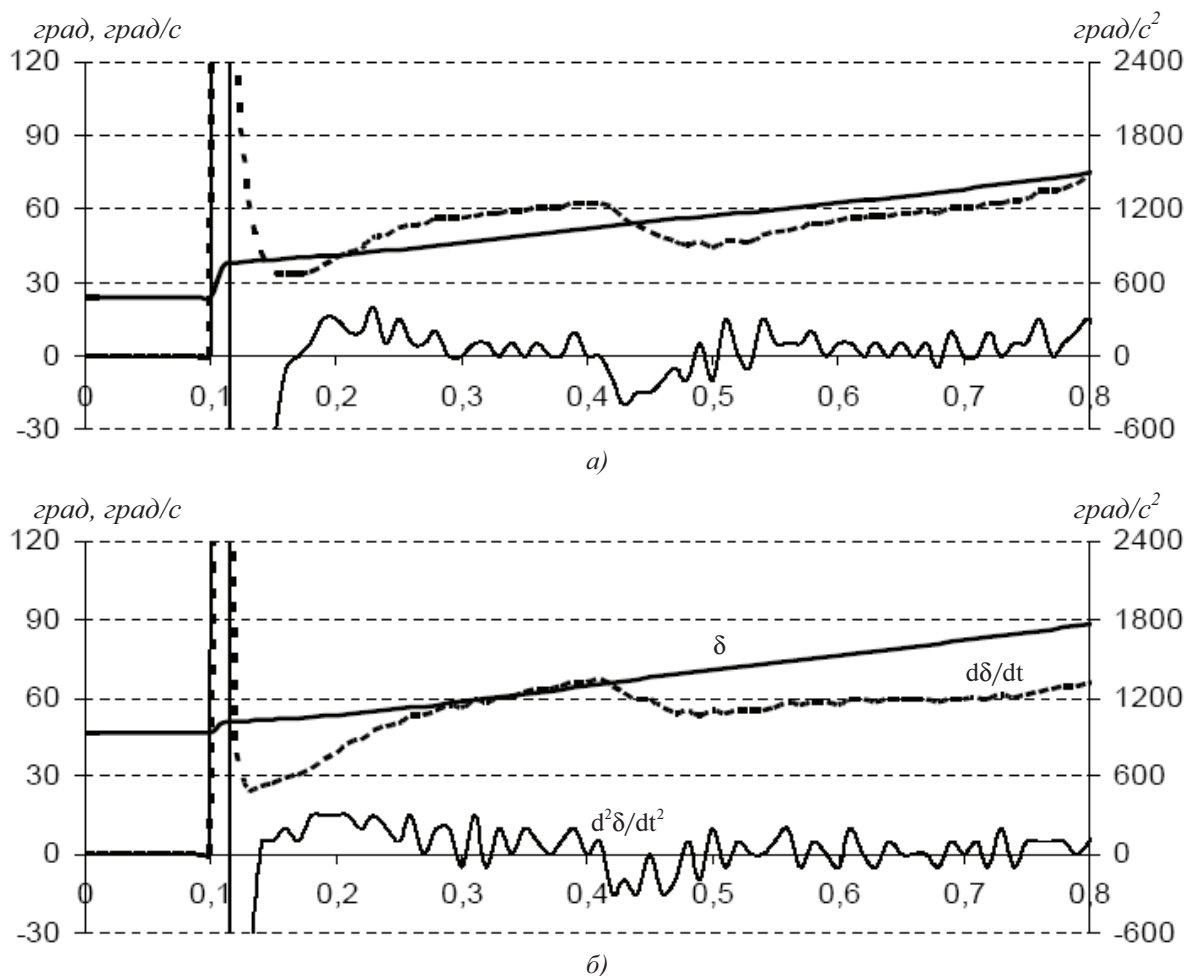


Рис.5: Зависимость от времени δ , $d\delta/dt$ и $d^2\delta/dt^2$ при максимально возможной разгрузке сечения:
 а) по связи 8-5, б) по связи 202-100

При наличии ступени разгрузки сечения САПЛАР с критерием действия (1) и уставкой $\delta_{\text{lim}(8-5)} = 52,2^\circ$ в системе в момент времени $t = 0,4$ с будут реализованы управляющие воздействия в виде частичных отключений (генерации в избыточной по активной мощности части системы и нагрузки в ее дефицитной части) в объемах, показанных на Рис. 4. Примем, что по техническим и/или экономическим соображениям бóльшие объемы отключений являются крайне нежелательными.

Динамика углов электропередачи и их производных по времени при наличии названных управляющих воздействий показана на Рис. 5.

Из Рис. 5 видно, что предпринятые управляющие воздействия являются недостаточными для обеспечения результирующей устойчивости системы, поскольку возникший практически сразу после возмущения аperiодический рост взаимных углов по сечению продолжается и после этих воздействий (хотя и медленнее, чем без них). Если (исключительно для наглядности изложения) принять, что продолжение взаимного асинхронного движения подсистем является для рассматриваемой ЭЭС неприемлемым, то уставка критерия (2) действия ступени деления САПЛАР в соответствии с Рис. 5 будет равна $\delta_{\text{lim}(8-5)}^{\text{as}} = 57,3^\circ$. Деление ЭЭС произойдет в момент времени $t = 0,5$ с (когда первая производная угла достигнет своего минимума, равного $\frac{d\delta_{8-5}}{dt} = 44$ град/с).

В результате деления ЭЭС на две изолированные подсистемы (одну – с дефицитом, другую – с избытком активной мощности), в каждой из них возникнут проблемы с приведением частоты к допустимому уровню. Решение этих проблем потребует дальнейшего ограничения мощностей (соответственно, нагрузки и генерации), однако, эти ограничения могут оказаться меньшими, чем те, что потребовались бы при сохранении параллельной работы при единой частоте. В общем случае положительный эффект деления системы будет тем выше, чем мощнее подсистема, отделившаяся с дефицитом мощности.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Совалов С.А., Семенов В.А. Противоаварийное управление в энергосистемах. М.: Энергоатомиздат, 1988, 416 с.
- [2] Pourbeik P., Kundur P.S., Taylor C.W. The anatomy of a power grid blackout. IEEE Power and Energy Magazine, 2006, Vol. 4, No. 5, p. 22-29.
- [3] Makarov Yu.V., Reshetov V.I., Strojev V.A., Voropai N.I. Blackout prevention in the United States, Europe and Russia. Proceedings of the IEEE, 2005, Vol. 93, No. 11, p. 1942-1955.
- [4] Барзам А.Б. Системная автоматика. М.: Энергия, 1964, 356 с.
- [5] Гоник Я.Е., Иглицкий Е.С. Автоматика ликвидации асинхронного режима. М.: Энергоатомиздат, 1988, 112 с.
- [6] Бринкис К.А., Семенов В.А. Селективная делительная защита при асинхронном ходе. Электрические станции, 1975, №2, с. 66-68.
- [7] Ohura Y. e.a. A predictive out-of-step protection system based on observation of the phase difference between substations. IEEE Trans. Power Delivery, 1990, Vol. 5, No. 4, p. 661-667.
- [8] Quintana V.H., Mueller H. Particioning of power networks and application to security control. IEE Proc.: Generation, Transmission and Distribution, 1991, Vol. 138, No. 6, p. 535-545.
- [9] Wang X.M., Vittal V. System islanding using minimal cut sets with minimum net flow. IEEE PES General Meeting, Denver, USA, June 6-10, 2004, 6 p.
- [10] Наровлянский В.Г., Налевин А.А. Метод определения эквивалентных параметров схемы замещения энергосистемы в асинхронном режиме. Электричество, 2005, № 8, с. 15-21.
- [11] Phadke A.G., Thorp J.S. Synchronized phasor measurements and their applications. Berlin: Springer, 2008, 288 p.
- [12] Centeno V. e.a. An adaptive out-of-step relay. IEEE Trans. Power Delivery, 1997, Vol. 12, No. 1, p. 131-138.
- [13] Bozchalui M.C., Saraye-Pasand M. Out-of-step relaying using phasor measurement unit and equal area criterion. IEEE Power India Conference, April 10-12, 2006, 6 p.
- [14] Padiyar K.R., Krishna S. Online detection of loss of synchronism using energy function criterion. IEEE Trans. Power Delivery, 2006, Vol. 21, No. 1, p. 163-171.
- [15] Li Li, Liu Yutian, Mu Nong, Yu Zhangxun. Out-of-step splitting scheme based on PMUs. DRPT'2008 Int. Conf. Nanjing, China, April 6-9, 2008, 6 p.
- [16] Методические указания по устойчивости энергосистем. М.: НЦ «ЭНАС», 2004, 16 с.
- [17] Войтов О.Н., Воропай Н.И., Гамм А.З., Голуб И.И., Ефимов Д.Н. Анализ неоднородностей электроэнергетических систем. Новосибирск: Наука, 1999, 256 с.

Подходы к созданию интегрированных систем противоаварийного управления на базе унифицированных программно-технических комплексов ПА

А.К. ЛАНДМАН, А.М. ПЕТРОВ, А.Э. ПЕТРОВ, О.О. САКАЕВ
ЗАО «Институт автоматизации энергетических систем»
Россия, iaes@iaes.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Противоаварийное управление (Emergency control), интегрированные системы ПА, унификация, модульность, масштабируемость, развиваемость, резервирование, взаимодействие, программно-технический комплекс.

1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время одним из основных и перспективных направлений развития систем противоаварийного управления в энергетике является интеграция устройств противоаварийной автоматики (ПА) (Emergency control) различных уровней в единые системы ПА. В связи с этим, перед разработчиками устройств ПА встает задача создания универсального программно-технического комплекса, обеспечивающего, в зависимости от комплектации и настройки:

- возможность выполнения функций ПА любого уровня;
- возможность взаимодействия с другими устройствами ПА в рамках системы ПА;
- возможность построения интегрированной системы ПА на базе набора типовых устройств.

Разработка такого комплекса ПА должна основываться на принципах унификации, модульности, масштабируемости, развиваемости, резервирования.

Рассмотрим подходы к разработке и практические результаты разработки унифицированных программно-технических комплексов для решения задач противоаварийного управления различных уровней иерархии и сложности, с целью построения на их базе интегрированных систем ПА.

2. ПОДХОДЫ К РАЗРАБОТКЕ ИНТЕГРИРОВАННЫХ СИСТЕМ ПА

2.1. Общие сведения

В соответствии со стандартом [1], существует следующая классификация систем ПА с точки зрения их структуры:

Локальная ПА (ЛПА) – противоаварийная автоматика отдельного объекта энергетической системы (ЭС), имеющая собственную логику выбора УВ, использующая, как правило, местную информацию.

Децентрализованная ПА (ДПА) (Decentralized controlling system) – совокупность устройств ПА, размещенных на разных объектах ЭС, объединенных единым принципом действия, взаимно скоординированными параметрами настройки, но без центрального устройства.

Централизованная ПА (ЦПА) (Centralized controlling system) – ПА, контролирующая совокупность схемно-режимных параметров района управления энергосистемы, с единым центром принятия решений, реализующая управляющие воздействия на объектах энергетики, рассредоточенных в обслуживаемом районе и связанных каналами передачи информации с центром.

Интегрированная в ЦПА локальная ПА – включенная в состав ЦПА локальная ПА, осуществляющая в дополнение к собственному управлению передачу на верхние уровни ЦПА информации о своем состоянии и приоритетное исполнение команд ЦПА по вводу управляющих воздействий.

Централизованная координирующая ПА (ЦКПА) (Centralized emergency control system) – ПА, осуществляющая согласование параметров срабатывания подсистемы ПА одного района управления с параметрами режима объектов управления и параметрами срабатывания подсистем ПА других районов управления.

Последние два вида систем ПА являются частными случаями иерархической ПА (Hierarchical controlling system), принятие решений в которой распределено по нескольким уровням управления. Так, ЦКПА может действовать на уровне энергообъединения, ЦПА – на уровне района управления в пределах данного энергообъединения, ЛПА – на уровне конкретного объекта.

При реализации любой из вышеупомянутых структур, за исключением ДПА, возможно построение интегрированной системы ПА, т.е. системы, подразумевающей взаимодействие между устройствами ПА на уровне обмена информацией. С этой точки зрения, любая иерархическая система ПА по определению является интегрированной.

2.2. Организация интегрированной системы ПА на примере иерархической ПА ЕЭС России

Стандарт [1] определяет следующие уровни структуры иерархической ПА ЕЭС России:

- централизованную координирующую ПА ЕЭС России (уровень ЕЭС);
- ЦПА и координирующие (ЦКПА) ПА объединенных энергосистем (уровень ОЭС);
- ЦПА районов управления (уровень региональных ЭС);
- локальные ПА объектного уровня (уровень управления одного или нескольких энергообъектов: станция, подстанция, энергоузел ЭС).

В ЦПА, ЦКПА, как правило, должно быть обеспечено выполнение следующих функций:

- расчет УВ в своем районе управления, передача в устройства АЗД результатов расчета УВ;
- прием от системы сбора и передачи информации (ССПИ) доаварийной информации о схеме и режиме электрической сети;
- прием от устройств нижнего уровня своего района (при необходимости) информации о располагаемых ресурсах управления, о готовности к функционированию;
- прием от верхних уровней иерархии координирующей информации, необходимой для уточнения эквивалентов модели энергосистемы, для учета ограничений при выборе УВ, обработка и передача этой информации на устройства подчиненного уровня;
- передача на верхний уровень (при необходимости) информации о располагаемых ресурсах противоаварийного управления, о готовности к функционированию, о подготовленной дозировке, о результатах работы ПА;
- обмен с другими комплексами АПНУ одного уровня информацией о ресурсах управления, режиме примыкающей сети (при необходимости), готовности к функционированию, а также передача команд управления в смежный район управления и прием команд на реализацию УВ от смежных районов;
- запоминание и выбор УВ при срабатывании пусковых органов (ПО);
- передача команд на исполнительные органы (ИО).

ЛПА должна обеспечивать:

- сбор и обработку доаварийной информации в пределах своей зоны управления;
- прием от устройств верхних уровней иерархии координирующей информации;
- прием от ЦПА дозировки УВ и выставление этой дозировки в качестве приоритетной для передачи на ИО при срабатывании соответствующих ПО (выполнение функций вынесенного АЗД);
- передачу на верхний уровень информации о располагаемых ресурсах УВ, готовности к реализации УВ по командам устройства верхнего уровня, доаварийной информации о схеме и режиме своей зоны управления (при необходимости);

- расчет и запоминание дозировки УВ для всех фиксируемых пусковыми устройствами аварийных возмущений (АВ) (Disturbance);
- выдачу УВ на свои объекты, а при недостаточности объема УВ на своем объекте в смежные районы;
- настройку, при необходимости, параметров срабатывания пусковых устройств.

При наличии координирующей связи с верхними уровнями иерархии, устройство (ЛПА, ЦПА) должно запоминать УВ согласно настройке, принятой от устройства верхнего уровня (ЦКПА, ЦПА). При отсутствии такой связи, УВ определяются по собственной информации. Кроме того, устройства нижнего уровня могут, при необходимости, осуществлять выбор УВ на основании местной информации для тех АВ, которые по каким-либо причинам не могут быть обработаны устройствами верхнего уровня. Таким образом, осуществляется полное резервирование функций управления.

Исходя из вышеизложенного, для каждого иерархического уровня ПА предусматривается система обмена информацией с другими уровнями. Соответствующие каналы связи при этом должны обеспечивать:

- надежность и достоверность передачи доаварийной информации, настроек и статуса устройств между взаимодействующими комплексами путем тестирования с использованием соответствующих протоколов передачи;
- требуемую скорость передачи информации между комплексами.

Ввод доаварийной информации в устройства уровня ОЭС (ЦКПА), согласно стандарту [1], предполагается осуществлять от оперативно-измерительного комплекса (ОИК) соответствующего подразделения системного оператора (СО). Однако, в этом случае ОИК оказывается в контуре управления, к надежности его функционирования предъявляются те же требования, что и к устройствам ПА, что влечет за собой изменение регламента обслуживания как самого ОИК, так и сетевого оборудования, обеспечивающего связь между ЦКПА и ОИК. Кроме того, ССПИ ОИК не в состоянии обеспечить детерминированное время доставки информации [1, п 7.1.29]. В связи с этим, существует компромиссный вариант организации ввода информации, с использованием доаварийной информации о текущем режиме, получаемой от устройств нижнего уровня, в качестве основного набора величин для расчетов в ЦКПА, и вводом недостающей информации из ОИК. В любом случае, необходима унификация централизованных ПА и ОИК в части информационного обмена.

2.3. Требования к унифицированному программно-техническому комплексу

Исходя из вышеизложенных принципов, а также в соответствии с требованиями стандарта [1], к унифицированному программно-техническому комплексу ПА предъявляются следующие требования:

- стандартная структура комплекса технических средств (КТС);
- гибкость комплектации КТС, в зависимости от выполняемых функций;
- стандартная модульная структура комплекса программных средств;
- гибкость настройки технологической цепочки программных модулей;
- четко детерминированное время реакции на возмущения;
- поддержка стандартных интерфейсов взаимодействия с внешними устройствами.

При этом, программное обеспечение унифицированного комплекса ПА должно выполнять следующие стандартные технологические функции:

- ввод и достоверизация вводимой информации;
- контроль параметров текущего режима;
- контроль состояния элементов схемы района управления, на базе методов топологического анализа;
- выбор управляющих воздействий;
- выдача сигналов в цепи управления и сигнализации;
- протоколирование работы;
- обмен информацией с внешними устройствами.

3. ОПЫТ РАЗРАБОТКИ УНИФИЦИРОВАННОГО ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

На основании многолетнего опыта проектирования систем ПА, а также опыта разработки, внедрения и эксплуатации управляющих вычислительных комплексов (УВК) ПА, ЗАО ИАЭС был разработан комплекс противоаварийной автоматики многофункциональный (КПА-М). Разработка КПА-М основывалась на принципах унификации, модульности, масштабируемости, развиваемости, резервирования, с тем, чтобы на базе универсального программно-технического комплекса можно было построить линейку типовых устройств для функционирования на всех уровнях иерархической ПА.

КПА-М предназначен для решения задач противоаварийной автоматики и противоаварийного управления различных уровней иерархии и сложности, и может выполнять, в зависимости от комплектации, следующие функции:

- Автоматика дозирования управляющих воздействий всех уровней (локальная АДВ, ЦПА, ЦКПА)
- Автоматика запоминания дозирования УВ (АЗД)
- Автоматика фиксации отключения линии или трансформатора (ФОЛ или ФОТ)
- Автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР)
- Автоматика управления линейным реактором (АУЛР)
- Автоматика ограничения повышения напряжения (АОПН)
- Автоматика управления шинными реакторами (АУШР)
- Автоматика ограничения снижения напряжения (АОСН)
- Автоматика ограничения перегрузки оборудования (АОПО)
- Другие виды локальной и системной автоматики.

3.1. Структура комплекса технических и программных средств КПА-М

Решение задач локальной автоматики выдвигает к устройствам ввода-вывода информации следующие требования:

- необходимость универсального устройства ввода как стандартных аналоговых сигналов от измерительных преобразователей, так и сигналов непосредственно из измерительных цепей ТТ и ТН;
- необходимость одновременного ввода замеров по фазам (например, для устройств АЛАР);
- необходимость минимизации задержек при вводе и выводе информации.

В связи с этим, были разработаны стандартные платы ввода-вывода:

- плата ввода токовых сигналов (1 А или 5 А);
- плата ввода напряжений (100 В);
- плата ввода стандартных аналоговых сигналов (0-5 мА, 4-20 мА);
- плата ввода-вывода дискретных сигналов (16 входов или выходов).

Для работы с этими модулями был разработан блок функциональный (БФ), представляющий собой микропроцессорное устройство на базе одноплатного промышленного компьютера в конструктиве «Евромеханика», в котором размещаются платы ввода-вывода. Производство БФ и плат ввода-вывода информации было налажено на базе ЗАО «Модульные системы Торнадо».

Кроме стандартных комплектующих собственной разработки, в составе КПА-М используются следующие стандартные комплектующие в промышленном исполнении:

- Стандартный шкаф 19", глубиной 600 или 800 мм;
- Системные блоки;
- ЖК консоль;
- Сетевой коммутатор;
- Источник бесперебойного питания (ИБП).

Системный блок, в структуре КТС КПА-М называемый также блоком сервера (БС), представляет собой микропроцессорное устройство общего назначения в промышленном исполнении.

Компоненты КТС КПА-М выполняют следующие функции:

Блок функциональный (БФ) выполняет функции ввода-вывода информации, функции локальной автоматики (ФОЛ, ФОТ, АЛАР, АУЛР, АУШР, АОПН, АОСН, АОПО и т.п.), а также функции ПА нижнего уровня (локальной АДВ и АЗД).

Блок сервера (БС) выполняет функции ПА среднего и верхнего уровня (ЦПА, ЦКПА), внешнего контроля и протоколирования работы БФ, рабочего места оператора и т.п.

Сетевой коммутатор (СК) предназначен для организации межмашинного обмена в пределах КПА-М, а также связи с устройствами верхнего уровня АСУ ТП и ПА при помощи сетевого интерфейса Ethernet. По требованию заказчика, СК может быть оснащен выходом для подключения оптоволоконной линии.

Консоль ввода-вывода с жидкокристаллической панелью (ЖК) предназначена для обеспечения доступа эксплуатирующего персонала к БФ и БС с целью проведения работ по эксплуатационному обслуживанию (контроль, тестирование, конфигурирование).

Источник бесперебойного питания (ИБП) предназначен для организации бесперебойного питания БС, СК, ЖК.

Для выполнения функций устройств ПА было разработано стандартное программное обеспечение на базе операционной системы реального времени QNX.

Программные блоки КПА-М могут быть разделены по функциональности на следующие группы:

- системные блоки, организующие технологическую цепочку, протоколирование работы и контроль функционирования;
- блоки ввода-вывода и фиксации информации от подключенных к устройству датчиков, а также от устройств АСУ ТП, верхнего и нижнего уровней ПА и т.п.;
- технологические блоки, реализующие конкретные функции устройства ПА.

Таким образом, программное обеспечение конкретного устройства на базе КПА-М представляет собой набор программных блоков, объединенных в технологическую цепочку при помощи стандартных механизмов обмена данными, по сути – при помощи таблиц настройки (рис. 1). При этом, программные блоки, отвечающие за фиксацию и обработку дискретных сигналов (аварийные сигналы, сигналы состояния элементов схемы района управления) выполняют все необходимые операции в течение *четко детерминированного интервала времени* (стандартная величина – 1 мс).

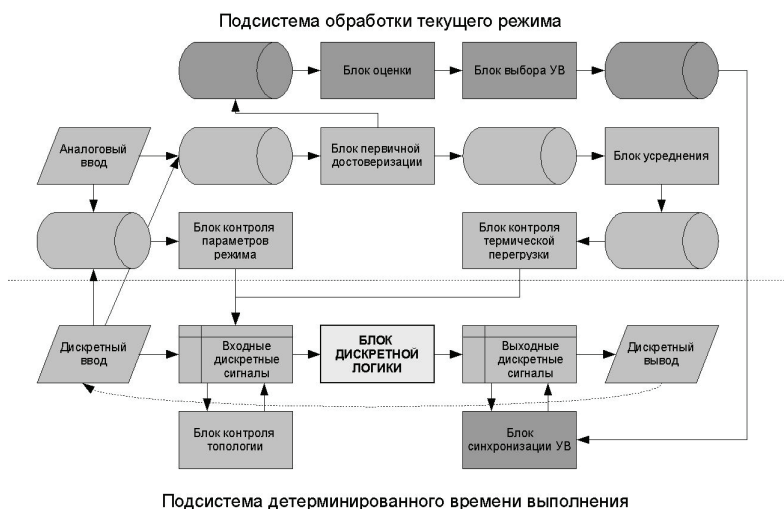


Рис. 1: Технологическая цепочка КПА-М

Для реализации функций ПА в устройстве на базе КПА-М, как правило, нет необходимости в добавлении новых программных блоков, конкретный технологический алгоритм может быть реализован только за счет настройки.

Для обеспечения надежности функционирования на программном уровне предусмотрены средства синхронизации функционирования полуккомплектов дублированного устройства ПА, средства само- и

взаимодиагностики полукомплектов, средства автоматического восстановления функционирования отдельных программных блоков и всего устройства в целом после сбоя.

Для обмена информацией с устройствами телемеханики, АСУТП, устройствами верхнего и нижнего уровней иерархии ПА реализованы стандартные протоколы обмена МЭК 870-5-104 и Modbus/TCP.

3.2. Примеры конфигураций устройств ПА ОЭС Сибири на базе КПА-М

В настоящее время, несмотря на сложную экономическую ситуацию, проводятся работы по реконструкции устройств системы ПА ОЭС Сибири. Рассмотрим примеры конфигураций устройств ПА различных уровней на базе КПА-М, устанавливаемых на объектах ОЭС Сибири в рамках этих работ.

КПА-М в комплектации шкафа линейной автоматики выполняет следующие функции:

- Автоматика фиксации отключения линии (ФОЛ);
- Автоматика ограничения повышения напряжения (АОПН);
- Автоматика управления линейным реактором (АУЛР) с УРОВ.

Фактически, данная комплектация КПА-М является минимальной. В шкаф устанавливается один БФ, выполняющий функции вышеперечисленных автоматик. Ввод аналоговой информации в шкаф производится от измерительных цепей трансформаторов тока (1 или 5 А) и напряжения (100 В). Ввод дискретной информации производится сигналами типа «сухой контакт» от контактных устройств. Вывод дискретных сигналов осуществляется сигналами типа «сухой контакт». Свободное пространство шкафа занимают промежуточные реле ввода-вывода дискретных сигналов, кнопки, ключи, испытательные блоки. Для обслуживания устройства в комплект поставки входит автоматизированное рабочее место (АРМ) на базе ноутбука, подключаемого к разьему Ethernet непосредственно на БФ.

Структура функциональных связей шкафа линейной автоматики приведена на рис. 2.

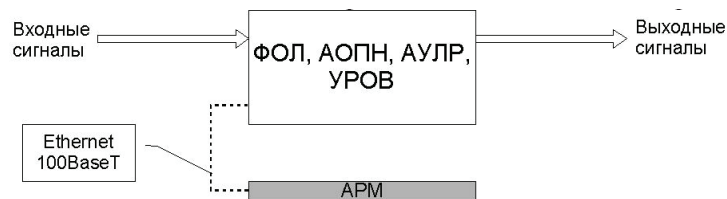


Рис. 2: Структура функциональных связей шкафа линейной автоматики КПА-М в минимальной комплектации

В [2-5] предложена концепция развития системы ПА ОЭС Сибири, целью которой является построение иерархической системы автоматики предотвращения нарушения статической устойчивости. Разработка КПА-М была, в том числе, одним из результатов работ в данном направлении, поэтому конфигурации КПА-М, предназначенные для функционирования в рамках иерархической АПНУ, представляют большой интерес.

КПА-М в комплектации шкафа ЦПА выполняет следующие функции:

- Районная автоматика дозирования УВ (РАДВ);
- Автоматика запоминания дозирования УВ (АЗД).

Для выполнения данных функций в шкафу установлено следующее оборудование:

- два БФ, выполняющие функции АДВ и АЗД;
- 1 БС, выполняющий функции внешнего контроля и протоколирования работы БФ;
- 1 ЖК консоль;
- 1 СК для организации межмашинного обмена в пределах КПА-М, а также связи с верхним уровнем;
- 1 ИБП для обеспечения бесперебойного питания БС, СК и ЖК.

В соответствии с требованиями стандарта [1], с целью резервирования устройства, применяется двухшкафное исполнение с общим кроссовым шкафом для организации дискретного ввода-вывода. При этом один шкаф ЦПА находится в эксплуатации, второй (подменный) — в горячем резерве.

Москва, 7–10 сентября 2009 г.

Ввод аналоговой и дискретной доаварийной информации производится от устройств телемеханики при помощи сетевого интерфейса Ethernet по протоколам МЭК 870-5-104 или Modbus/ТСР. Вывод дискретной информации производится сигналами типа «сухой контакт». Связь с устройствами верхнего уровня осуществляется при помощи сетевого интерфейса Ethernet по протоколу МЭК 870-5-104.

В рамках иерархической системы АПНУ, ЦПА способен работать в режиме удаленного АЗД, выставляя дозировку УВ, выбранную ЦКПА, в качестве приоритетной. В случае потери связи с устройством верхнего уровня, ЦПА автоматически переходит в режим выставления собственной дозировки УВ. Выбор дозировки может производиться по способам I-ДО или II-ДО.

Структура функциональных связей шкафа ЦПА КПА-М приведена на рис. 3.

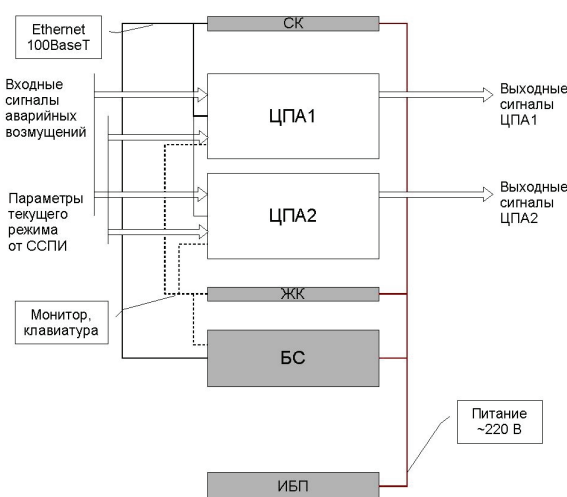


Рис. 3: Структура функциональных связей шкафа ЦПА КПА-М

КПА-М в комплектации шкафа ЦКПА выполняет следующие функции:

- Координирующая автоматика дозировки УВ (КАДВ);
- Прочие функции ЦКПА, определенные стандартом [1].

Для выполнения данных функций в шкафу установлено следующее оборудование:

- 2 БС, выполняющий функции ЦКПА;
- 1 ЖК консоль;
- 1 СК для организации межмашинного обмена в пределах КПА-М, а также связи с внешними устройствами;
- 1 ИБП для обеспечения бесперебойного питания БС, СК и ЖК.

Ввод доаварийной информации производится от ЦПА нижнего уровня, а также от ОИК при помощи сетевого интерфейса Ethernet по протоколу МЭК 870-5-104. Передача дозровок УВ и координирующей информации на нижний уровень также производится по протоколу МЭК 870-5-104.

Выбор дозировки УВ ЦКПА производит по способу I-ДО, дозировка и координирующая информация для ЦПА нижнего уровня выбирается согласно математической модели ОЭС.

Структура функциональных связей шкафа ЦКПА КПА-М приведена на рис. 4.

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Устройства ПА на базе унифицированного программно-технического комплекса КПА-М, разработанного ЗАО «ИАЭС», могут, в зависимости от комплектации и настройки:

- выполнять функции ПА любого уровня;
- взаимодействовать с другими устройствами ПА в рамках интегрированной системы ПА;

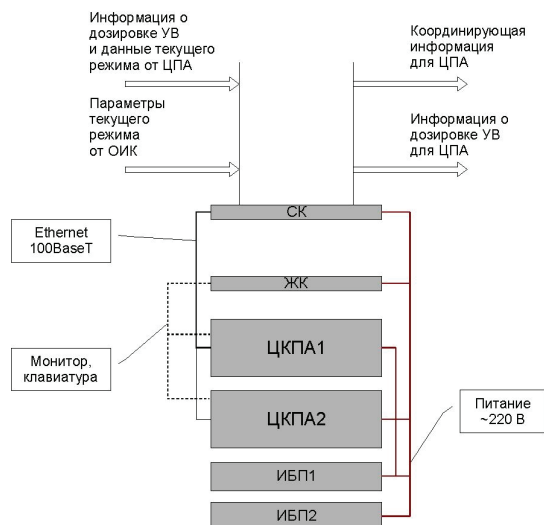


Рис. 4: Структура функциональных связей шкафа ЦКПА КПА-М

- служить основой для построения интегрированной системы ПА на базе набора типовых устройств.

В настоящее время устройства ЦПА на базе КПА-М в двухшкафном исполнении установлены на ПС 1150 кВ Алтай и ПС 500 кВ Таврическая. В рамках развития системы ПА ОЭС Сибири ведется разработка устройств АДВ на базе КПА-М для установки на ПС Рубцовская, ПС Камала, ПС Озерная, Богучанской ГЭС, Саяно-Шушенской ГЭС, на стадии внедрения находится координирующая система противоаварийной автоматики (КСПА), выполняющая функции ЦКПА ОЭС Сибири, с центром в ОДУ Сибири. Ведутся работы по внедрению устройств ЦПА в ЕЭС Казахстана. Кроме того, значительное количество локальных устройств ПА установлено и продолжает внедряться в Читинской, Томской, Омской, Иркутской, Красноярской и других энергосистемах.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] СТО 59012820.29.240.008-2008. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования. М., 2008.
- [2] Разработка схемы развития системы противоаварийного управления ОЭС Сибири. Этап 1. Анализ текущего состояния системы противоаварийного управления (ПАУ) ОЭС Сибири, оценка эффективности, общий подход к развитию и совершенствованию, режимы работы, устойчивость и управляемость. Инв № 01-ОЭС/03-16-т1. Новосибирск, ЗАО «ИАЭС», 2003.
- [3] Разработка схемы развития системы противоаварийного управления ОЭС Сибири. Этап 2. Разработка рекомендаций по выбору модели управления для определения управляющих воздействий (УВ) ПАУ, структуры системы ПАУ на перспективу. Инв № 01-ОЭС/03-16-т2. Новосибирск, ЗАО «ИАЭС», 2003.
- [4] Разработка схемы развития системы противоаварийного управления ОЭС Сибири. Этап 3. Анализ номенклатуры микропроцессорных устройств общего назначения в промышленном исполнении, перспективных решений в части системного и технологического программного обеспечения и разработка рекомендаций по применению в системе ПАУ. Инв № 01-ОЭС/03-16-т3. Новосибирск, ЗАО «ИАЭС», 2003.
- [5] Разработка схемы развития системы противоаварийного управления ОЭС Сибири. Этап 4. Анализ возможных вариантов и разработка рекомендаций по организации системы сбора и передачи информации в системе ПАУ. Инв № 01-ОЭС/03-16-т4. Новосибирск, ЗАО «ИАЭС», 2003.

Организация системы автоматической ликвидации асинхронных режимов

**А.В. ЖУКОВ¹, А.Т. ДЕМЧУК¹, П.Я. КАЦ²,
В.Л. НЕВЕЛЬСКИЙ², М.А. ЭДЛИН²
ОАО «СО ЕЭС»¹, ОАО «НИИПТ»²**

**Россия
m_edlin@mail.ru**

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Асинхронный режим, автоматическая ликвидация асинхронных режимов, электрический центр качаний, уставки.

ВВЕДЕНИЕ

Развитие энергосистем приводит к тому, что ущербы от нелокализованных аварийных возмущений и режимов многократно возрастают. В связи с этим существенно возрастает роль средств противоаварийной автоматики, обеспечивающих живучесть электроэнергетических систем. Одним из таких средств является автоматика ликвидации асинхронных режимов (АЛАР).

Недостаточная эффективность эксплуатируемых устройств АЛАР, использующих электромеханическую элементную базу, послужила причиной разработки и внедрения в энергосистемы новых, микропроцессорных устройств АЛАР с различными алгоритмами действия.

Отсутствие единых технических условий функционирования автоматики ликвидации асинхронного режима и технических требований к устройствам АЛАР не позволяет организовать с использованием локальных устройств АЛАР, как новых, так и эксплуатируемых, эффективную систему ликвидации асинхронных режимов в энергосистеме.

В действующей нормативно-технической документации [1, 2] нормы по АЛАР не охватывают в полном объеме проблем, связанных с разработкой устройств и организацией АЛАР в энергосистемах. Существующие “расплывчатые” нормативы не являются преградой разработки и эксплуатации устройств АЛАР с низкой эффективностью.

В настоящем докладе сформулированы условия функционирования системы АЛАР и технические требования к устройствам АЛАР для обеспечения эффективной защиты энергосистем ЕЭС от асинхронных режимов.

1. ТРЕБОВАНИЯ К АЛАР ЭНЕРГОРАЙОНА

1.1. Автоматика ликвидации асинхронного режима в комплексе устройств противоаварийной автоматики является одной из наиболее важных составляющих, обеспечивающих живучесть энергосистем.

Асинхронный режим в энергосистеме может приводить к:

- переходу двухчастотного асинхронного режима в многочастотный, при котором может быть потерян контроль над режимом энергосистемы;
- каскадному развитию аварий с нарушением устойчивости в частях энергосистемы, не затронутых исходным аварийным нарушением режима;
- повреждению или самоотключению групп энергопринимающих установок потребителей, оказавшихся вблизи электрического центра качаний (ЭЦК), в том числе отключению ответственных механизмов собственных нужд электростанций;
- повреждению оборудования электростанций и подстанций.

1.2. Автоматика ликвидации асинхронных режимов должна работать при любых аварийных процессах и при любом составе защищаемой сети. Система АЛАР должна ликвидировать асинхронный режим по любому сечению энергосистемы и защитить от асинхронного режима все синхронные машины и всю сеть энергосистемы.

1.3. Ликвидация (предотвращение) асинхронного режима должна осуществляться, как правило, путем деления ЭС на несинхронно работающие части.

В отдельных случаях ликвидация асинхронного режима (АР) может осуществляться восстановлением синхронной работы энергосистемы ресинхронизацией (или комбинированным способом – разрывом части связей и последующей ресинхронизацией).

1.4. Деление энергосистем, как правило, должно производиться по связям, соединяющим несинхронно работающие части, при этом сечение деления может не проходить по элементам сети, на которых располагается ЭЦК.

В ряде случаев деление может производиться по связям синхронной части энергосистемы. Допустимость такого деления для ликвидации АР требует специального обоснования.

1.5. Автоматика ликвидации асинхронных режимов реализуется совокупностью автономных устройств АЛАР, устанавливаемых на электростанциях и подстанциях энергосистемы. Устройства должны обеспечивать защиту сетей (линий электропередачи, трансформаторов) и синхронных машин (генераторов и мощных двигателей) в том числе и в неполнофазных режимах.

1.6. Вся защищаемая сеть делится на участки сети, представляющие собой последовательные соединения элементов сети или отдельные элементы сети и определяющие частные сечения деления энергосистемы при действии АЛАР. Каждый участок сети должен защищаться двумя устройствами АЛАР (основным и резервным), установленными в разных местах и действующих на разные выключатели. В тех случаях, когда невозможна установка устройств в разных местах с действием на разные выключатели, резервное устройство устанавливается на той же подстанции, где и основное, при этом:

- его питание должно осуществляться от другого источника оперативного тока,
- для входных сигналов используются другие измерительные цепи (по возможности),
- действие на отключение производится через схему УРОВ.

1.7. Действие на деление, как правило, производится в месте установки устройства. В ряде случаев допустима телепередача команды на деление в удаленную точку, но при условии резервирования деления в месте установки устройства.

1.8. Синхронные машины (генераторы и мощные синхронные двигатели) должны защищаться одним (основным) устройством АЛАР, защищающим непосредственно синхронную машину, и вторым (резервным), защищающим группу синхронных машин, работающую на общие шины электростанции (подстанции).

1.9. Возможные сечения деления следует выбирать исходя из условий минимизации:

- небалансов активной мощности в разделяющихся частях энергосистемы,
- количества выключателей, которые необходимо отключить для реализации деления,
- времени восстановления схемы энергосистемы.

1.10. Наиболее предпочтительным является предотвращение возникновения АР путем деления ЭС до первого асинхронного проворота. (Очередной асинхронный проворот фиксируется по факту снижения напряжения в электрическом центре качаний до нуля). Это необходимо для предотвращения развития АР в энергосистемах с жесткими связями, ответственными потребителями и большим количеством электростанций. Именно в этих условиях наиболее вероятно возникновение многократного АР после первого асинхронного проворота. Кроме того, колебания мощности значительной амплитуды, возникающие при АР, могут привести к нарушению устойчивости относительно слабых связей, удаленных от мест аварийных возмущений.

1.11. Допускается кратковременный (один или несколько асинхронных проворотов) асинхронный режим, не вызывающий развития аварийной ситуации в энергосистеме с возникновением многократного АР и нарушением устойчивости удаленных связей.

1.12. Ресинхронизация допустима только по согласованию с ОАО «СО ЕЭС».

2. ТРЕБОВАНИЯ К УСТРОЙСТВАМ АЛАР

2.1. Устройства АЛАР представляют собой специальные устройства противоаварийной автоматики, функцией которых является выявление (или прогноз возникновения) асинхронного режима, при котором ЭЦК располагается (или прогнозируется) на защищаемом участке сети, и выдача команды на его ликвидацию (предотвращение).

2.2. Для своей работы в качестве входной информации устройства АЛАР должны использовать главным образом местную информацию о режиме защищаемой сети, то есть напряжения шин подстанции, на которой устанавливается устройство, и токи примыкающих к ней элементов сети. Использование данных телеизмерений допустимо, но только в качестве дополнительной, не обязательной для работы устройства информации.

2.3. В состав функций устройства АЛАР должна обязательно входить функция подсчета циклов асинхронных проворотов.

2.4. Устройства АЛАР должны функционировать в условиях существующей погрешности задания параметров защищаемого участка сети и погрешности измерения токов и напряжений.

2.5. Выходные технологические сигналы устройств АЛАР – дискретные сигналы (контакты реле), выдающие команды на деление. Желательно, чтобы устройства АЛАР имели два выходных технологических сигнала, один из которых формируется в том случае, когда подстанция находится в тормозящейся несинхронной части, а второй – когда подстанция находится в ускоряющейся несинхронной части. Наличие двух технологических выходных сигналов обеспечивает более широкие возможности выбора сечения деления в зависимости от характеристик АР, в частности – для выбора сечения деления с целью минимизации небаланса активной мощности.

2.6. Наборы уставок устройств АЛАР должны обеспечивать:

- возможность задания границ защищаемого участка сети,
- возможность взаимного согласования условий срабатывания основного и резервного устройств,
- согласование условий срабатывания с устройствами, защищающими смежные участки сети.

Согласованная настройка основного и резервного устройств не должна допускать их одновременного срабатывания в тех случаях, когда на защищаемом участке сети есть промежуточные отборы мощности.

Согласованная настройка с устройствами, защищающими смежные участки сети, не должна допускать возможность обесточивания подстанции, к которой примыкают смежные участки сети.

2.7. Документация на устройство АЛАР в дополнение к информации, определяемой нормативами, должна содержать:

- информацию об области использования устройства (защита сетей, работа в неполнофазных режимах, защита синхронных машин);
- информацию об ограничениях по условиям надежной работы устройства в возможных областях его применения (например, ограничения на величину промежуточной нагрузки при защите сетевых участков);
- описание алгоритма работы устройства, обеспечивающее возможность моделирования его работы при проведении расчетов аварийных процессов в энергосистеме (желательно, чтобы в дополнение к документации предоставлялась расчетная модель устройства, стыкующаяся с наиболее употребительными программными комплексами для расчета переходных в электроэнергетических системах);
- методику выбора уставок для возможных случаев применения устройства, предусматривающую согласование его работы с резервным устройством и с устройствами, защищающими смежные участки сети.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Общие требования к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации, технологической связи в ЕЭС России (утверждены Приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 11.02.2008 г., № 57).
- [2] Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования. Стандарт организации ОАО РАО «ЕЭС РОССИИ», Москва, 2008.

Исследование структуры задач обеспечения динамической устойчивости энергообъединения

Н.Н. ЛИЗАЛЕК, А.Н. ЛАДНОВА, М.В. ДАНИЛОВ
ЗАО «Институт автоматизации энергетических систем»
Филиал ОАО НТЦ «Электроэнергетика» «СибНИИЭ»
Россия
Inn@iaes.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Структурный анализ устойчивости энергосистем, структура неустойчивости, предельные возмущения, энерговременная диаграмма неустойчивости.

1. ВВЕДЕНИЕ

Построение систем противоаварийного управления с целью обеспечения устойчивости требует проведения многочисленных расчетов динамической и статической устойчивости энергообъединения в различных режимах его работы. В настоящее время отсутствуют методические разработки, позволяющие как в данном режиме, так и для некоторой их совокупности, провести оценочные расчеты, ориентированные на общую эскизную прорисовку задач устойчивости энергосистемы. Настоящая работа направлена на развитие таких методических подходов. В ней рассматривается выявление структуры проблем (задач) обеспечения динамической устойчивости при проходящих коротких замыканиях в различных узлах системы. Для этого необходимо несколько расширить традиционную формулировку задачи качественного анализа устойчивости.

Опасность того или иного возмущения с позиций устойчивости параллельной работы синхронных машин ЭЭС существенным образом связана с его местоположением, глубиной и длительностью. Изменение параметров возмущения приводит к изменению характера развивающейся неустойчивости – положения сечения асинхронного хода, скорости процесса и т.п., т.е., в целом, к изменению пути развития аварии, сопровождающей нарушение устойчивости. Полный анализ устойчивости ЭЭС требует ответа не только на вопрос – «Произойдет ли нарушение устойчивости при том или ином возмущении?», но и на вопрос: «По какому сечению произойдет нарушение устойчивости и как его пространственное положение зависит от возмущения?» Особо актуальным выявление пространственной структуры неустойчивости становится при решении задач устойчивости для сложных энергосистем при авариях, удаленных от генерирующих источников.

Структурные исследования устойчивости ЭЭС будем основывать на анализе колебательной структуры электромеханического переходного процесса. Под колебательной структурой понимается такое разбиение системы на подсистемы, в котором в каждом из двух смежных из них (в рассматриваемый момент времени) смещения всех векторов ЭДС синхронных машин относительно координаты центра инерции системы имеют противоположные направления. В переходном процессе колебательная структура не остается постоянной, а некоторым образом изменяется (развивается).

Частным случаем колебательных структур являются так называемые волновые структуры. Волновая структура – это неизменная во времени колебательная структура некоторого свободного колебательного движения в линеаризованной системе с выключенным демпфированием. Каждая волновая структура однозначно соответствует частоте собственных «малых» колебаний. Межсистемные сечения между подсистемами волновых структур представляют собой связи системы, являющиеся вероятными сечениями асинхронного хода при нарушении устойчивости параллельной работы между подсистемами [1].

Введем представление о колебательных степенях свободы (КСС) энергосистемы. Вообще, понятие степеней свободы связано с количеством необходимых для описания системы независимых координат. Применительно к простейшей математической модели электромеханических переходных процессов (постоянные модули ЭДС машин и моменты турбин) число степеней свободы равно числу синхронных машин в системе. Электромеханические переходные процессы в энергосистеме - это взаимные колебания синхронных машин, а также, в общем случае, и изменение средней частоты. Можно говорить, что движение системы из N синхронных машин определяется взаимодействием $(N-1)$ колебательных степеней свободы и одной поступательной. Понятию колебательной степени свободы можно придать наглядное содержание на базе результатов анализа свободного движения при «малых» колебаниях (число собственных «малых» колебаний для рассматриваемой модели системы также равно $(N-1)$).

Характеристики k -ого свободного движения при «малых» электромеханических колебаниях: собственная частота колебаний f_k в Гц (которая может использоваться как «имя» КСС) и собственная (волновая) структура S_k дают индивидуальное описание КСС, позволяющее отличать одну КСС от другой. Это описание имеет структурный характер, оно представляет вариант разбиения системы на подсистемы (региональные «объекты» КСС), связанные между собой предположительно «слабыми» сечениями.

Возмущающее воздействие возбуждает некоторую совокупность колебательных степеней свободы системы, насыщая их энергией колебаний. Будем связывать процессы нарушения устойчивости с некоторым предельным по устойчивости (критическим) возбуждением хотя бы одной из КСС. Количественной характеристикой предельной степени возбуждения может выступать, например, величина предельной по устойчивости энергии колебаний данной колебательной степени свободы при том или ином возмущающем воздействии. Предельные значения энергии колебаний всех (или некоторой части) КСС описывают, соответственно, весь (или часть) энергетического спектра предельных возмущений

2. ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Понятие о колебательных степенях свободы можно использовать в алгоритмах оценки условий устойчивости энергосистем, основанных на исследовании их движения в структурно организованных формах.

Разобьем энергосистему на некоторое количество подсистем. Получившееся разбиение системы на подсистемы и объединяющие их межсистемные связи представляет некоторое структурное отображение («структуру» S) системы. Количество подсистем, входящих в структуру, дает ее размерность $R(S)$. Одна и та же система может представляться множеством ее структурных отображений.

Представим скорость вращения j -ой синхронной машины в виде суммы постоянной слагающей (частоты вращения в исходном режиме) и трех относительных процессов:

$$\Omega_{ej}(t) = \Omega_0 + \Delta\Omega_{ej}(t) + \Delta\Omega_{s0}(t) + \Delta\Omega_{0j}(t),$$

$$\text{где: } \Delta\Omega_{0j}(t) = \Omega_{0j}(t) - \Omega_0, \Delta\Omega_{s0}(t) = \Omega_{s0}(t) - \Omega_{0j}(t), \Delta\Omega_{ej}(t) = \Omega_{ej}(t) - \Omega_{s0}(t),$$

$$\Omega_0(t) = \frac{\sum_i J_i \Omega_{zi}(t)}{\sum_i J_i}, \quad \Omega_{s0}(t) = \frac{\sum_{i_s} J_{i_s} \Omega_{zi}(t)}{\sum_{i_s} J_{i_s}}.$$

Здесь: $\Omega_{0j}(t)$ – скорость перемещения центра инерции системы, $\Omega_{s0}(t)$ – скорость перемещения центра инерции подсистемы, к которой отнесена данная синхронная машина, i и i_s – множества синхронных машин во всей системе и s -ой подсистеме, J_i – моменты инерции. Переменная $\Delta\Omega_{0j}(t)$ – отклонение скорости перемещения центра инерции системы от частоты стационарного режима Ω_0 , $\Delta\Omega_{s0}(t)$ – синхронное движение подсистемы – региональный процесс, определяемый отклонением скорости перемещения центра инерции подсистемы относительно скорости перемещения центра

Москва, 7–10 сентября 2009 г.

инерции системы, $\Delta\Omega_{zjs}(t)$ – индивидуальное движение – локальный процесс движения синхронной машины в s -ой подсистеме относительно ее центра инерции. Абсолютное перемещение ротора синхронной машины $\delta_{zj}(t)$ представляется:

$$\delta_{zj}(t) = \delta_{zj}(0) + \Omega_0 t + \int_0^t [\Delta\Omega_0(t) + \Delta\Omega_{s0}(t) + \Delta\Omega_{zjs}(t)] dt = \delta_{zj}(0) + \delta_0(t) + \Delta\delta_0(t) + \Delta\delta_{s0}(t) + \Delta\delta_{zjs}(t).$$

Движение системы, описываемое с помощью введенной иерархической системы относительных процессов, будем называть структурно организованным на S . При изменении структуры системы одно и то же движение организуется различным образом (обладает разными формами структурной организации). Составляющая перемещения центра инерции системы остается неизменной при вариации структуры.

Вне зависимости от способа разбиения системы на подсистемы выполняются равенства:

$$\begin{aligned} \sum_s J_s \Omega_{s0}(t) &= 0, \quad \sum_i J_i \Delta\Omega_{zis}(t) = 0, \\ \sum_s J_s \frac{d(\Delta\Omega_{s0})}{dt} &= 0, \quad \sum_i J_i \frac{d(\Delta\Omega_{zis})}{dt} = 0, \\ \sum_s \int_0^t J_s \Delta\Omega_{s0}(t) dt &= \sum_s J_s \Delta\delta_{s0}(t) = 0, \quad \sum_i \int_0^t J_i \Delta\Omega_{zis}(t) dt = \sum_i J_i \Delta\delta_{zis}(t) = 0, \end{aligned} \quad (1)$$

где $J_s = \sum_i J_i$ – суммарный момент инерции подсистемы. Эти соотношения, справедливые для произвольного t , показывают, что движения $\Delta\Omega_{s0}(t)$ и $\Delta\Omega_{zis}(t)$ определяют колебательные в пространствах подсистем и узлов процессы в системе. Действительно, их выполнение возможно только при различных знаках входящих в них отклонений скоростей. То же относится и к относительным смещениям и ускорениям.

Составляющие угловых скоростей отвечают уравнениям относительного движения:

$$\begin{aligned} J_s \frac{d(\Delta\Omega_0)}{dt} &= \Delta M_s, \\ J_s \frac{d(\Delta\Omega_{s0})}{dt} &= \Delta M_s - \frac{J_s}{J_s} \Delta M_s, \\ J_i \frac{d(\Delta\Omega_{zis})}{dt} &= \Delta M_i - \frac{J_i}{J_s} \Delta M_s, \end{aligned}$$

где $J_s = \sum_i J_i = \sum_i J_i$ – суммарный момент инерции системы, ΔM_s – суммарный избыточный момент на валах машин в системе. Величина ΔM_s – суммарный избыточный момент s -ой подсистемы, $\Delta M_{s0} = \Delta M_s - \Delta M_s J_s / J_s$ – избыточный момент, действующий на подсистему при ее относительном движении около центра инерции системы. Величина $\Delta M_{is} = \Delta M_i - \Delta M_s J_i / J_s$ – избыточный момент, действующий на синхронную машину при ее относительном движении около центра инерции подсистемы, в которую она входит.

Добавка кинетической энергии $\Delta K(t)$, приобретенная системой в переходном процессе:

$$\Delta K(t) = \Omega_0 J_s \Delta\Omega_0(t) + 0.5 J_s \Delta\Omega_0^2(t) + 0.5 \sum_s J_s \Delta\Omega_{s0}^2(t) + 0.5 \sum_i J_i \Delta\Omega_{zis}^2(t),$$

разбивается на составляющие: $\Delta K(t) = \Delta K_{cuc}(t) + \Delta K_{pez}(t) + \sum_s \Delta K_{локс}(t)$, где $\Delta K_{локс}$, ΔK_{pez} , ΔK_{cuc} — добавки кинетической энергии за счет локальных колебательных процессов в подсистемах, региональных колебательных процессов в системе и системного процесса в поступательной степени свободы.

Составляющие изменения кинетической энергии связаны с работами на составляющих перемещений:

$$\int_{t_0}^t d\left(J_s \frac{\Delta \Omega_0^2}{2}\right) = \int_{\Delta \delta_0(t_0)}^{\Delta \delta_0(t)} \Delta M_s d(\Delta \delta_0),$$

$$\int_{t_0}^t d(\Omega_0 J_s \Delta \Omega_0) = \Omega_0 \int_{t_0}^t \Delta M_s dt,$$

$$\int_{t_0}^t d\left(J_s \frac{\Delta \Omega_{s0}^2}{2}\right) = \int_{\Delta \delta_{s0}(t_0)}^{\Delta \delta_{s0}(t)} \Delta M_{s0} d(\Delta \delta_{s0}),$$

$$\int_{t_0}^t d\left(J_i \frac{\Delta \Omega_{zis}^2}{2}\right) = \int_{\Delta \delta_{zis}(t_0)}^{\Delta \delta_{zis}(t)} \Delta M_{is} d(\Delta \delta_{zis}).$$

Изменение формы структурной организации процесса приводит только к изменению удельного веса составляющих добавок кинетической энергии, связанных с локальными и региональными колебаниями (при неизменности их суммы). Структура системы может выбираться из различных соображений, однако в настоящей работе будут использоваться структуры ее колебательных степеней свободы.

Рассмотрим реакцию системы, находящейся в состоянии равновесия, на ударное (импульсное) возмущение в течение короткого интервала времени Δt . Изменения угловых скоростей определяются в соответствии с выражениями:

$$J_s \Delta \Omega_0(\Delta t) = \Delta M_s \Delta t,$$

$$J_s \Delta \Omega_{s0}(\Delta t) = \Delta M_{s0} \Delta t,$$

$$J_i \Delta \Omega_{zis}(\Delta t) = \Delta M_{is} \Delta t.$$

Каждый из объектов на выделенных уровнях иерархии приобретет импульс, определяемый приведенными соотношениями, и, соответственно, некоторую добавочную кинетическую энергию. Добавка кинетической энергии распределится между иерархическими уровнями.

$$\Delta K_{локс}(\Delta t) = 0.5 \sum_i J_i \Delta \Omega_{zis}^2(\Delta t),$$

$$\Delta K_{pez}(\Delta t) = 0.5 \sum_s J_s \Delta \Omega_{s0}^2(\Delta t),$$

$$\Delta K_{cuc}(\Delta t) = 0.5 J_s \Delta \Omega_0^2(\Delta t) + \Omega_0 J_s \Delta \Omega_0(\Delta t).$$

После снятия импульсного возмущения в момент Δt оказывается, что объекты приобрели кинетическую энергию, но отреагировать своим смещением еще не успели.

Определение предельных по устойчивости возмущений требует вычисления запасов по работам торможения отклоняющихся от равновесия объектов системы. Наблюдатель в момент t_0 может оценить этот запас, предположив, например, что скорости объектов далее остаются постоянными. Тогда оценка сводится к расчету работ при прогнозируемом равномерном движении объектов по возможным траекториям, продолжаящим действительные траектории после момента t_0 . (Более обще: возможная траектория та, на которой соблюдаются соотношения сохранения импульса (1) и выполняются уравнения баланса мощностей в узлах системы.) Появление экстремума функции, определяющей

зависимость работы от смещения рассматриваемого объекта $\Delta A_{об}(\Delta\delta_{об})$, дает оценку ее предельного значения и критического смещения $\Delta\delta_{крит}$. Если кинетическая энергия объекта в момент t_0 равна или превосходит оцененный запас по работе торможения, то можно ожидать нарушения устойчивости при угловом смещении, равном критическому, через интервал времени:

$$\Delta T = \int_{\Delta\delta_{об}(t_0)}^{\Delta\delta_{крит}} \frac{d\Delta\delta_{об}}{\sqrt{\frac{2}{J_{об}} \sqrt{K_{об}(t_0) + \Delta A_{об}(\Delta\delta_{об})}}},$$

где: $K_{об}(t_0)$ – кинетическая энергия объекта в момент t_0 , $\Delta A_{об}(\Delta\delta_{об})$ – работа торможения объекта, как функция его отклонения от положения, занимаемого им в момент t_0 .

Теперь можно определить основные черты алгоритма оценки параметров предельных ударных возмущений. Распределение импульса между объектами системы зависит, в основном, от места приложения возмущения. При выбранном расположении возмущения увеличение его тяжести можно смоделировать пропорциональным ростом амплитуд импульсов объектов. Выберем возмущение некоторой фиксированной тяжести (пробное возмущение). Тяжесть пробного возмущения характеризуется кинетической энергией, дополнительно приобретенной системой за интервал импульсного воздействия $\Delta K^{проб}(\Delta t)$:

$$\Delta K^{проб}(\Delta t) = \Delta K_{сис}^{проб}(\Delta t) + \Delta K_{рез}^{проб}(\Delta t) + \sum_s \Delta K_{лок}^{проб}(\Delta t).$$

Предположив, что скорости движения объектов системы в момент снятия импульсного возмущения далее остаются неизменными, проведем расчет работ торможения на возможных траекториях объектов. Объект, работа торможения которого первой достигает экстремума, является виновником нарушения устойчивости (точнее, связи, соединяющие его с другими объектами).

Экстремальное значение работы торможения неустойчивого объекта показывает величину предельной кинетической энергии, которой возмущение должно наделить этот объект в момент Δt для того, чтобы произошло нарушение устойчивости. Зная кинетическую энергию объекта, приводящую к нарушению устойчивости, определим соответствующий импульс этого объекта. Соотношение между предельным по устойчивости импульсом объекта и импульсом этого объекта, вычисленным при пробном возмущении $\beta_{об}^{пред}$:

$$\beta_{об}^{пред} = \frac{J_{об} \Delta\Omega_{об}^{пред}}{J_{об} \Delta\Omega_{об}^{проб}} = \frac{\Delta\Omega_{об}^{пред}}{\Delta\Omega_{об}^{проб}},$$

показывает, как должны измениться импульсы всех объектов при изменении тяжести пробного возмущения до уровня, необходимого для нарушения устойчивости. Тогда величина предельного возмущения может быть определена на базе информации о добавке кинетической энергии для пробного возмущения (путем умножения отдельных ее составляющих на $\beta_{об}^{пред}$ или $(\beta_{об}^{пред})^2$).

Рассмотрим алгоритмы выявления структур неустойчивости энергосистемы при коротких замыканиях конечной длительности. Результатом аварийного воздействия является формирование, к моменту отключения шунта короткого замыкания Δt , распределенного по системе импульса $J_i \Delta\Omega_{zi} = \Delta M_i \Delta t$, где ΔM_i – небалансы моментов при коротком замыкании в избранном узле системы. При известном распределении $J_i \Delta\Omega_{zi}$ определяются: $\Delta\Omega_0(\Delta t)$ и $\Delta\Omega_{i0}(\Delta t) = \Delta\Omega_{zi} - \Delta\Omega_0(\Delta t)$. Эти отклонения определяют свободные движения в поступательной и в колебательных степенях свободы системы, соответственно.

Выберем одну из них, например k -ую, колебательную степень свободы. Колебательные импульсы $J_i \Delta\Omega_{i0}$ разделятся между ее синхронными и локальными движениями. В общем случае, смежные подсистемы приобретают импульсы не обязательно противоположного знака. Колебательная структура

(с противоположными движениями смежных подсистем) может быть получена из волновой структуры колебательной степени свободы после слияния ее смежных подсистем с одинаковыми знаками импульса. Эта операция позволяет перейти от волновой структуры колебательной степени свободы к ее колебательной структуре при конкретной аварии, с размерностью равной или меньшей размерности волновой структуры.

Кинетическая энергия колебательных движений при данном возмущении разделится на региональную и локальную составляющие: $\Delta K_{\text{лок}}(\Delta t) = \Delta K_{\text{рег}}(\Delta t) + \sum_s \Delta K_{\text{лок}}(\Delta t)$ что характеризуется соотношением $L_k = \Delta K_{\text{рег}}(\Delta t) / \Delta K_{\text{лок}}(\Delta t)$, определяющим долю синхронных движений рассматриваемой структуры в кинетической энергии колебаний. Распределение энергии колебаний может рассматриваться с точки зрения различных колебательных степеней свободы, для каждой из которых характерен свой весовой коэффициент энергии синхронных движений. Можно предполагать, что те из них, в которых вес синхронных движений имеет максимальное значение, и будут входить в состав доминирующих возбужденных колебательных степеней свободы (эти степени свободы максимально резонируют с распределенным, в виде импульса, возмущением).

Проведем теперь для выбранной колебательной степени свободы оценку предельного импульсного возмущения, приводящего к нарушению устойчивости по одному из межсистемных сечений колебательной структуры. Эту оценку будем проводить для возможной траектории движения, характеризующейся неизменностью импульсов подсистем и пренебрежением импульсами всех локальных движений в подсистемах (локальные импульсы обнуляются). Перемещение по такой возможной траектории обеспечивается при пошаговом изменении углов синхронных машин $\delta_{zi}(t) = \delta_{zi}(0) + \int_0^t \Delta \Omega_{s0}(t) dt$, где $\delta_{zi}(0)$ – углы синхронных машин в исходном доаварийном режиме и расчете текущего режима в исходной схеме сети (без шунта короткого замыкания), на основе которого определяются небалансы моментов на валах синхронных машин. Результат расчета: номер подсистемы колебательной структуры и одно из примыкающих к ней сечений, как местоположение энергетически выгодного развития неустойчивости, предельное значение кинетической энергии синхронных колебаний этой подсистемы при импульсном воздействии (максимально возможная площадка торможения подсистемы).

Знание возможностей по торможению подсистем колебательной степени свободы при импульсном возмущении в некотором узле системы позволяет оценить предельное по устойчивости возмущение, вносимое при конечной (не равной нулю) длительности короткого замыкания. Для этого проводится пошаговый расчет накапливающейся площадки ускорения выделенной подсистемы при постоянном (в простейшем случае) небалансе относительного момента, действующего на нее на интервале короткого замыкания. При равенстве накопленной площадки ускорения еще остающейся площадке торможения ее величина фиксируется (эта процедура имеет сходство с известным методом площадей). Затем определяются полное изменение кинетической энергии системы и время, которое пройдет после отключения короткого замыкания до выхода подсистемы на предельное отклонение от исходного положения равновесия. Кроме этого определяются времена выхода подсистемы на предельное смещение при росте первоначально приобретенной ею кинетической энергии регионального движения свыше предельного значения.

Проведя аналогичные расчеты для других колебательных степеней свободы, получим оценку спектра предельных возмущений в рассматриваемом узле, приводящих к нарушению устойчивости по различным сечениям s_i энергосистемы в рамках колебательных степеней свободы с именами « f_i ».

Конечно, предельное возмущение по устойчивости только синхронных колебаний одной колебательной степени свободы может быть и избыточным по устойчивости каких-либо ее локальных движений. Однако локальные движения для одной степени свободы становятся региональными для другой (и наоборот) за счет отличающихся волновых структур. Поэтому, при полном представительстве доминирующих колебаний, вероятность пропуска какой-либо структуры неустойчивости падает. Это обстоятельство и определяет возможность ограничиться анализом устойчивости взаимных колебаний подсистем колебательных степеней свободы (игнорируя возможности нарушения устойчивости внутри подсистем) для представительного набора доминирующих колебаний.

Результаты расчета для нескольких колебательных степеней свободы удобно отобразить в энерговременной диаграмме. Ниже на рис. 1 приведен пример такой диаграммы для трех доминирующих колебательных степеней свободы конкретной энергосистемы (115 узлов, 33 синхронных машины) при

коротком замыкании в некотором выбранном узле. На ней видно, что при росте тяжести возмущения за счет увеличения длительности короткого замыкания, время выхода в критическую точку уменьшается (у каждой горизонтальной линии появляются направленные вверх и влево энергосвременные «хвосты»). Кривая, выходящая из нуля, отображает зависимость внесенной кинетической энергии от длительности короткого замыкания, в простейшем случае определяемой как произведение суммарного небаланса мощности в момент короткого замыкания на его длительность.

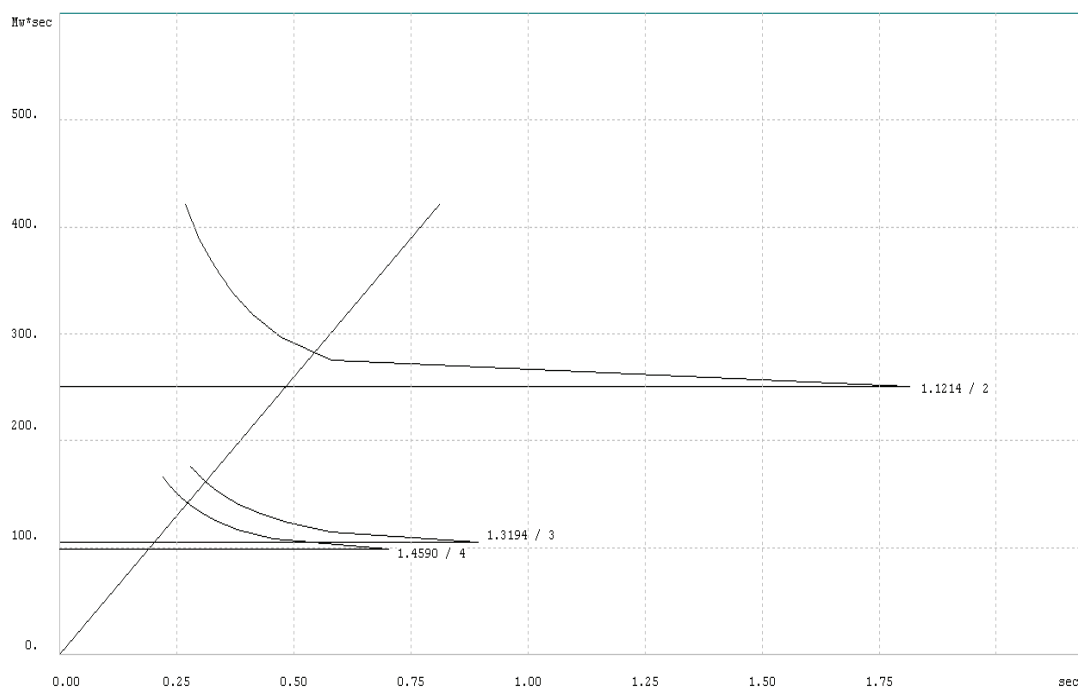


Рис. 1: Энергосвременная диаграмма неустойчивости

Из рисунка видно, например, что при КЗ длительностью меньшей 0.2 сек нарушения устойчивости не произойдет. При росте длительности КЗ свыше 0.2 сек нарушение устойчивости, связанное со слабым сечением 4 (здесь номера сечений – это порядковые номера сечений в колебательных структурах колебательных степеней свободы), принадлежащем структуре 1.495 Гц, всегда будет проявляться в первую очередь. Энергетическая близость структур неустойчивого движения, связанных с наиболее слабыми, при рассматриваемом возмущении, сечениями колебательных степеней свободы 1.495 и 1.3194 Гц, определяется очень близким расположением этих сечений. Из рисунка также видно, что, например, при длительности КЗ 0.2 сек, нарушение устойчивости произойдет приблизительно через 0.7 сек, после отключения короткого замыкания, т.е. имеется временной ресурс для осуществления противоаварийного управления, обеспечивающего сохранение устойчивости, равный 0.7 сек. Соответственно, при росте длительности короткого замыкания, этот временной ресурс снижается. Проверка полученных результатов непосредственным расчетом переходного процесса показывает хорошее совпадение как в части предельной длительности короткого замыкания, так и в части расположения сечения асинхронного хода при нарушении устойчивости.

Если сделать предположение (довольно грубое), что колебательная структура во втором цикле качаний совпадает с колебательной структурой первого цикла а импульсы подсистем только меняют знак, то можно оценить условия нарушения устойчивости и во втором цикле. Алгоритм такого расчета отличается от описанного не очень существенно (кроме расчета времени выхода подсистемы на предельное смещение). Его результаты также можно отразить на энергосвременной диаграмме.

Минимальный энергетический уровень на энергосвременных диаграммах неустойчивости соответствует доминирующей структуре неустойчивости, проявление которой будет наблюдаться при минимальных предельных, по устойчивости, возмущениях.

Энерговременная диаграмма строится для некоторого узла и шунта короткого замыкания. Если провести такие расчеты для выбранной совокупности узлов и шунтов, то можно оценить (уже для этой совокупности) величины предельных возмущений (предельных длительностей коротких замыканий различного вида), приводящих к нарушениям устойчивости по той или иной структуре, выделить соответствующие сечения асинхронного хода, а также определить запасы времени, имеющиеся для осуществления противоаварийного управления с целью обеспечения динамической устойчивости. Это позволяет в целом провести предварительную прорисовку структуры задач обеспечения динамической устойчивости при коротких замыканиях в некотором регионе или во всей системе в целом.

3. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Развитие методов выявления структуры задач динамической устойчивости предполагает расширение их постановок за счет включения в них вопросов о пространственной организации неустойчивого движения.

Энергосистема как среда, в которой происходят электромеханические колебания, характеризуется естественной пространственной структурной организацией колебательных движений. Она проявляется в существовании в переходном процессе однонаправленно движущихся, относительно центра инерции системы, групп синхронных машин, формирующих изменяющуюся во времени колебательную структуру движения.

Исследование колебательных процессов в системе удобно проводить с привлечением понятия о колебательных степенях свободы, их волновых и колебательных структурах, используемых для получения структурно организованных форм движения.

Энергосистема может быть представлена множеством ее структурных отображений (структур). Любое движение системы может быть организовано на ее структуре. Структурно организованное движение состоит из общего движения системы, региональных движений подсистем и локальных движений в подсистемах, т.е. имеет иерархический характер. Множеству структур одной и той же системы соответствует множество структурно организованных форм одного и того же движения.

Анализ энергетических соотношений при движении различных объектов иерархических уровней структурно организованного движения позволяет оценивать условия нарушения устойчивости этих объектов относительно их окружения.

Структурный анализ устойчивости электромеханических переходных процессов электроэнергетических систем использует энергетические соотношения для структурно организованного движения. Его основной методический прием – это формулировка задачи анализа устойчивости в виде совокупности взаимно дополняющих задач устойчивости различных структурно организованных форм исследуемого движения.

Использование алгоритмов структурного анализа устойчивости позволяет выявлять структуру задач обеспечения устойчивости с количественными оценками их основных характеристик (предельных возмущений, положений сечения асинхронного хода, временных ресурсов для осуществления управления).

Проверка алгоритмов структурного анализа устойчивости при коротких замыканиях путем сопоставления результатов их использования с расчетами переходных процессов показала их применимость для исследования существенных черт развития неустойчивого движения в сложных энергосистемах.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Бушуев В.В., Лизалек Н.Н., Новиков Н.Л. Динамические свойства энергообъединений. М., Энергоатомиздат, 1995.

Мониторинг состояния проводов как средство улучшения управления нагруженными элементами сетевой инфраструктуры в нормальных и послеаварийных режимах работы ВЛ

А.В. ЖУКОВ, Б.И. МЕХАНОШИН*, В.А. ШКАПЦОВ
ОАО «СО ЕЭС», ЗАО «ОПТЭН Лимитед»

Российская Федерация
boris@opten.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Мониторинг, Ток нагрузки, Габарит провода, Пропускная способность, Температура провода, Сетевая инфраструктура, Ток короткого замыкания, Время срабатывания защиты.

1. ВВЕДЕНИЕ

Режимы работы воздушных линий электропередачи (ВЛ) в условиях развивающейся, трансформирующейся экономики усложняются – растут нагрузки ключевых элементов сети, ужесточаются требования к срокам и качеству предотвращения и ликвидации последствий технологических нарушений и отказов, вызываемых старением оборудования, изменением технического состояния элементов ВЛ. Одним из эффективных способов организации контроля состояния и управления режимами работы протяженных инфраструктурных объектов является периодическое проведение инструментальных обследований их состояния, внедрение и развитие систем мониторинга элементов ВЛ и электро-технического оборудования. В настоящем докладе рассматривается система мониторинга тока и температуры проводов, что позволяет на основании анализа данных обследования и моделирования режимов работы проводов в прогнозируемых условиях определять максимально допустимые значения тока для любых эксплуатационных условий, контролировать состояние проводов в режиме реального времени. Применение средств мониторинга состояния проводов находит всё более широкое применение в странах Западной Европы и Северной Америки [1, 2, 3], что позволяет сетевым компаниям существенно повышать эффективность использования существующих ВЛ.

Целью доклада является представление ряда современных технологий определения реальной пропускной способности существующих линий электропередачи, срок службы которых составляет 20–30 лет и более, а также обсуждение реализованных и перспективных инженерных решений, позволяющих не только восстановить, но и повысить передающую способность ВЛ в наиболее критических сечениях. Для эффективного управления работой линий в условиях передачи максимальной энергии и мощности предложен новый универсальный параметр, использование которого позволяет эксплуатировать ВЛ в условиях максимального приближения к пределу термической устойчивости электропередачи в нормальных, аварийных или послеаварийных режимах как отдельной ВЛ, так и обвязывающей сети.

2. ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫЙ КОНТРОЛЬ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ВЛ

Свыше 30% ВЛ высокого (110–220 кВ) напряжения (ВН) в настоящее время имеют срок службы более 30 лет, около 25% ВЛ ВН имеют срок службы от 30 до 40 лет, для 9% линий этого класса срок

службы составляет 40-50 лет и более. Таким образом, около 65% линий электропередачи ВЛ, являющихся базовым элементом сетевой инфраструктуры ЕНЭС, обеспечивающим электроснабжение потребителей, имеют те или иные признаки физического и морального старения. Выполненный авторами анализ результатов инструментального контроля технического состояния значительного числа ВЛ ВН в России и в ряде других стран (Австралия, Венесуэла, Великобритания, Германия, Новая Зеландия, Словения, Швейцария, Франция, США и т.д.) показывает, что одним из тех факторов, которые существенным образом ограничивают повышение пропускной способности существующих линий, является происходящее, со временем, в результате действия ряда физико-механических процессов, увеличение стрел провеса проводов и обусловленное этим уменьшение габаритов проводов до земли, пересекаемых объектов (строений, коммуникаций и проч.) и древесно-кустарниковой растительности (ДКР). При повышении токов нагрузки, температурное удлинение АС проводов на критических участках ВЛ, где габариты существенно меньше тех значений, которые предписаны корпоративными или национальными стандартами (ПУЭ – РФ, NESK – US, etc.), приводит к необходимости ограничения передаваемой энергии и мощности. Глубина ограничения нагрузок в реальный момент времени зависит также от метеорологических условий (температуры воздуха, солнечной радиации, скорости и направления ветра) в районе расположения ВЛ.

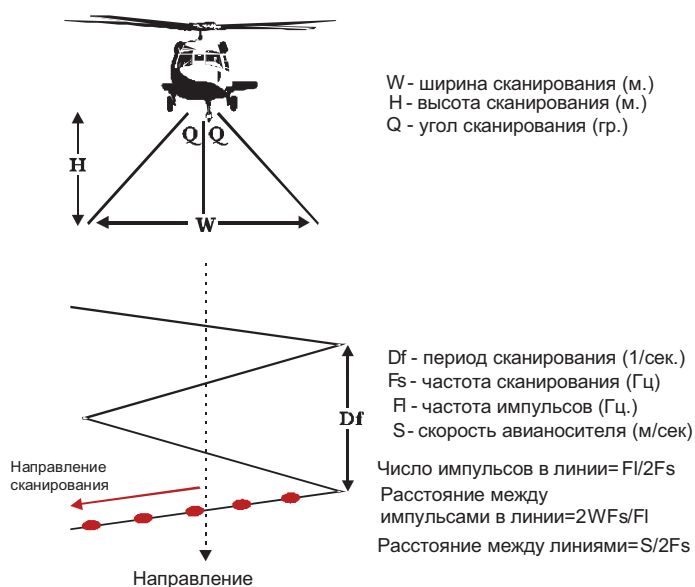


Рис. 1: Контроль состояния ВЛ с применением технологии воздушного лазерного сканирования

Актуальные данные о габаритах проводов до земли и пересекаемых объектов с высокой точностью и производительностью могут быть получены на основе использования широко применяемой для подобных целей технологии [4] лазерного сканирования ВЛ (Рис. 1) устройствами (сканерами, GPS приемниками и проч.), устанавливаемыми на борт летательного аппарата или на наземное транспортное средство. Цифровые данные съемки импортируются в специализированный программный комплекс, используемый для создания 2D и 3D моделей ВЛ, которые в комбинации с данными съемки реального рельефа местности, в процессе последующего анализа дают точную и достоверную картину состояния элементов линий при различных метеорологических и эксплуатационных условиях. Математическое моделирование, а также анализ результатов расчетов габаритов проводов до земли и пересекаемых объектов для различных сочетаний метеорологических условий и токов нагрузки позволяет выявить те критические пролеты/сечения ВЛ, состояние которых требует (из условий технологической безопасности) введения ограничений токов нагрузки и связанных с их влиянием (в сочетании с метеорологическими воздействиями) температур нагрева проводов, что, фактически, определяет предел термической устойчивости линии. Для большинства ВЛ с АС проводами, срок службы которых составляет 30-40 лет и более, фактический предел термической устойчивости и

Москва, 7–10 сентября 2009 г.

определяемая им пропускная способность линии составляет, как показывает анализ расчетных и экспериментальных данных, не более 30-50% от тех значений, которые были заложены в период проектирования и ввода в эксплуатацию существующих сетевых объектов (ПУЭ табл. 1.3.29). На характерном примере обследования ВЛ 110 кВ, принадлежащей ОАО «Сетевая компания» (Казань) приведены данные максимально допустимых токов, согласованных компанией с РДУ (Табл. 1), а также максимально допустимых нагрузок, уточненных по результатам обработки данных обследования и анализа состояния ВЛ (Табл. 2). В соответствии с реальным состоянием ВЛ максимальный ток, не приводящий к нарушению габаритов, составляет от 2% (при температуре воздуха +40°С) до 50% (при температуре воздуха –5°С в условия штиля) от величины допустимого тока, согласованного РДУ. Нагрузки близкие к тем, которые указаны в Табл.1 для ВЛ, в её реальном состоянии, фактически допустимы лишь при определенных метеорологических условиях – при действии поперечного ветра скоростью 2 м/с и выше.

Скорость ветра, V (м/с)	Допустимый ток по данным РДУ для разных значений температуры воздуха									
	-5 °С	0 °С	5 °С	10 °С	15 °С	20 °С	25 °С	30 °С	35 °С	40 °С
0	658 А	632 А	612 А	587 А	566 А	536 А	510 А	470 А	449 А	413 А

Табл. 1: Максимально допустимый ток ВЛ 110 кВ по данным, согласованным сетевой компанией и РДУ

Скорость ветра, V (м/с)	Температура воздуха T (°С)									
	-5	0	5	10	15	20	25	30	35	40
0	312.3	281.2	248.1	212.4	172.9	127.4	68.9	8.2	8.1	8
1	533.9	491.6	445.5	394	334.7	262.5	160.7	29.2	28.9	28.7
2	648.2	596.5	540.1	477.4	405.3	317.7	194.4	35.3	34.9	34.6
4	798.1	734.4	656	587.7	499	391.1	239.3	43.5	43	42.6
6	901.3	829.4	751	663.8	563.6	441.7	270.2	49.1	48.6	48.1
8	982.5	904.2	818.7	723.6	614.4	481.5	294.6	53.5	53	52.4
10	1050	966.8	875.4	773.7	656.9	514.8	315	57.2	56.6	56.1

Табл. 2: Максимально допустимый ток, рассчитанный по результатам обследования и анализа данных о состоянии ВЛ 110 кВ

3. СПОСОБЫ УСТРАНЕНИЯ ОГРАНИЧЕНИЙ ДЛИТЕЛЬНЫХ МАКСИМАЛЬНЫХ ТОКОВ НАГРУЗКИ

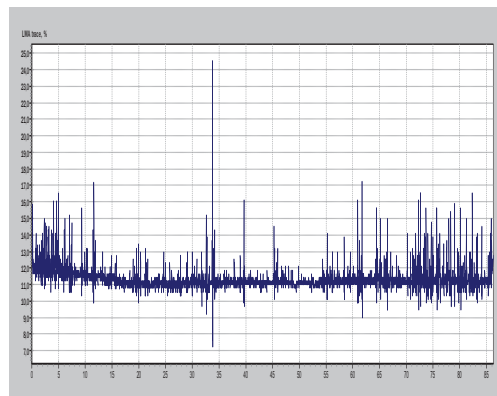
Известно несколько основных способов преодоления проблем вынужденного ограничения длительных токов нагрузки, устанавливаемых для ВЛ, где наличие проблемных пролетов/сечений обусловлено недостаточными габаритами до земли, до пересекаемых объектов, или до ДКР:

- Наиболее радикальными и, одновременно, наиболее затратными являются способы подстановки дополнительных опор и наращивания высоты существующих опор – уровень затрат может быть сопоставим со стоимостью строительства новой линии подобного класса напряжений.
- Замена проводов на провода большего сечения/проводимости – уровень затрат может составить от 50% до 80% от стоимости строительства новой линии [5]
- Замена АС проводов на провода с повышенной термостойкостью, обеспечивающие повышение пропускной способности в 2-3 раза в зависимости от свойств вновь применяемых проводов – уровень затрат может составить от 100% до 800% от стоимости строительства линии подобной существующей.
- Замена существующей изолирующей подвески проводов подвесками, имеющими меньшую строительную высоту – уровень затрат может составить от 20% до 30% от стоимости строительства линии подобной существующей.
- Нивелировка рельефа в критических пролетах ВЛ – стоимость затрат может составить от 20% до 70% от стоимости строительства линии подобной существующей (в зависимости от характеристик геоподосновы).
- Регулировка (повышение) тяжения существующих проводов – в зависимости от остаточной прочности проводов затраты могут составить от 7% до 15% от стоимости строительства линии подобной существующей.
- Устранение элементов ДКР, угрожающих перекрытием изолирующих воздушных промежутков до растительности или падением деревьев на провода ВЛ.

Как показывает практика эксплуатации ВЛ, одним из наиболее рациональных как в технологическом, так и в экономическом плане инжиниринговых решений, направленных на преодоление проблемы недостаточных габаритов проводов до земли и до пересекаемых объектов является регулировка тяжения проводов существующих ВЛ. Разработке технического решения, определяющего параметры регулирования тяжения проводов должно предшествовать применение методики неразрушающего контроля состояния стального сердечника АС провода либо как сердечника, так и проводящих алюминиевых повивов АС провода (Рис. 2).



а)



б)

Рис. 2: Применение устройства неразрушающего контроля АС провода:
а – установка устройства на проводе; б – дефектограмма провода

Москва, 7–10 сентября 2009 г.

Как правило, повышение тяжения провода на 10-15% решает практически все проблемы недостаточных габаритов проводов до земли и до объектов и, вместе с тем, не приводит к снижению его прочности и надежности при действии расчетных ветровых и гололедных нагрузок. Регулировка тяжения проводов в указанных пределах не создаёт дополнительных проблем для сохранения проектного уровня прочности опор, поскольку последние рассчитаны на воздействие, в нормальном режиме работы ВЛ, расчетного тяжения проводов на уровне до 30% от предела их прочности провода на разрыв.

Важным элементом контроля технического состояния тех линий, которые рассматриваются в качестве перспективных объектов повышения пропускной способности, т.е. планируемого существенного увеличения токов нагрузки, является инструментальный контроль состояния соединительных зажимов, расположенных в промежуточных пролетах и в шлейфах ВЛ. Одним из простых и действенных средств подобного контроля является обследование соединителей на базе применения тепловизионной техники, дающее достаточно надежные результаты при том условии, что в момент обследования ток нагрузки линии составляет 40-50% от номинального значения.

4. МОНИТОРИНГ ТЕМПЕРАТУРЫ ПРОВОДА

Анализ приведенных выше данных показывает, что увеличение тока нагрузки допустимо при условии сохранения нормированных значений габаритов проводов до земли и пересекаемых объектов. Поскольку метеорологические условия и ток повышенной плотности ($2 \text{ A}/\text{мм}^2$ и более) существенно влияют на температуру провода, следовательно на его удлинение/сокращение и изменение стрел провеса, очевидно, что одним из условий эффективного управления работой электропередачи в режимах повышенной нагрузки является организация мониторинга температуры провода. Использование сформированных на базе данных сканирования 2D и 3D моделей линий предоставляет широкие возможности для выявления критических сечений (так называемых bottle necks), а также для анализа поведения ВЛ в целом (и критических пролетов/сечений в особенности) в различных метеорологических и эксплуатационных условиях. Определив расчетным путем, на основе использования 2D или 3D модели ВЛ, максимально допустимую температуру провода (не приводящую к нарушению габаритов) дальнейшее управление режимом работы ВЛ целесообразно осуществлять с применением данных мониторинга тока и температуры провода (Рис. 3), (Рис. 4). Данные мониторинга совместимы с программой диспетчерского управления SCADA, что позволяет автоматизировать контроль за работой ВЛ, поддерживая ток нагрузки на пределе термической устойчивости электропередачи.

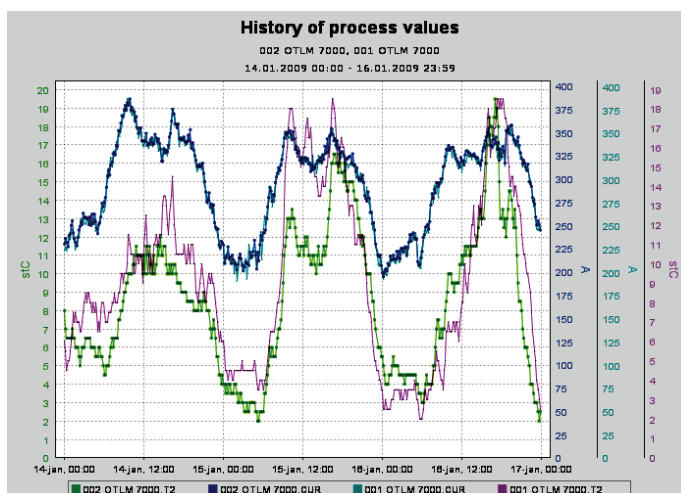


Рис. 3: Данные мониторинга тока и температуры провода ВЛ 110 кВ (г. Казань)



Рис. 4: Варианты установки устройства мониторинга температуры провода на ВЛ 110 кВ, 220 кВ и 330 кВ

При соответствующей настройке автоматизированных систем диспетчерского управления, использование систем мониторинга позволит при возникновении технологических нарушений в сети выполнять оптимизацию нагрузки объектов сетевой инфраструктуры, разгружая перегруженные и менее надежные линии и загружая до допустимого предела другие, прошедшие стадию инструментального контроля и приведения в нормативное состояние. В качестве примера может быть приведены данные проверки перегрузочной способности ВЛ 110 кВ (г. Казань), срок эксплуатации которой составляет 36 лет. Допустимые токи нагрузки ВЛ на момент начала работ по приведению линии в нормативное состояние приведены в Табл. 2. После завершения указанных работ, стоимость которых составила 7% от стоимости строительства ВЛ подобного типа, проверка показала (Рис. 5), что длительный ток нагрузки может быть повышен до 750 А.

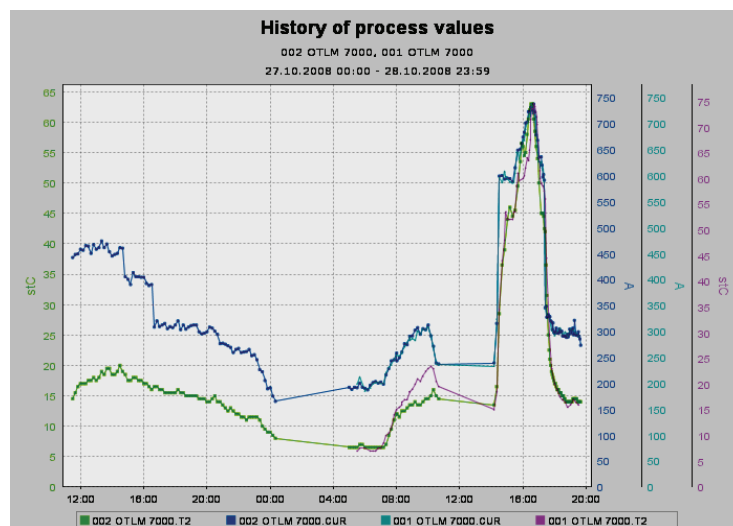


Рис. 5: Данные мониторинга тока и температуры провода ВЛ 110 кВ в момент предельного повышения нагрузки

Моделирование режима короткого замыкания на линии, работающей с повышенной нагрузкой позволяет сделать вывод о целесообразности применения на подобных линиях быстродействующих систем РЗА, поскольку действие тока КЗ 25 кА в течение 0.5 с может вызвать повышение температуры провода до 200°C (Рис. 6).

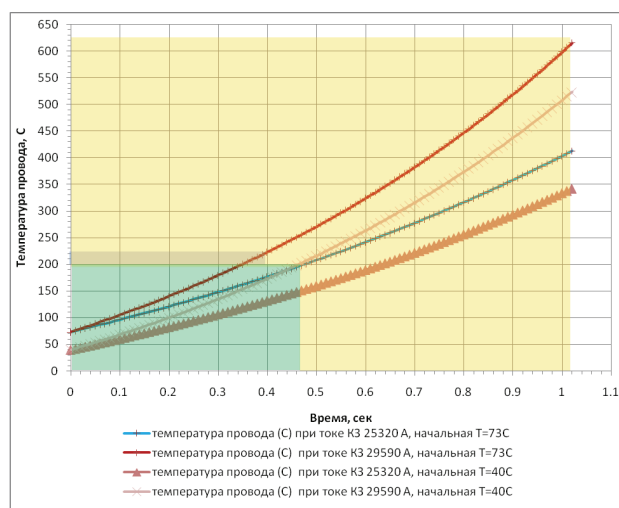


Рис. 6: Температура нагрева провода при действии тока короткого замыкания 25 и 29 кА в зависимости от времени срабатывания систем РЗА

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработка и реализация рациональных и эффективных мероприятий повышения пропускной способности существующих линий является единственным практически возможным способом решения проблем обеспечения потребителей электроэнергией, соответствующей всем стандартам качества в необходимом объеме. Предложенный в настоящей работе подход базируется на современных высокотехнологичных методах контроля технического состояния протяженных инфраструктурных объектов. Практическое применение и дальнейшее развитие систем мониторинга состояния элементов линий электропередачи в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах позволит решить актуальные задачи повышения эксплуатационной готовности и управляемости всех элементов сетевого хозяйства ЕНЭС.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] R. Stephen, D. Muftich. Determination of the Thermal Rating and Up-rating Method for Existing Lines. CIGRE Session 2000, Paris, France, Report 22-305.
- [2] H.-J. Dräger et al. Development and Implementation of a Monitoring-System to Increase the Capacity of Overhead Lines. CIGRE Session 2008, Paris, France, Report B2-101.
- [3] L.O. Barthold et al. Maximizing the Capacity of Existing AC Transmission Lines. CIGRE Session 2008, Paris France, Report B2-109.
- [4] Мисриханов М.Ш. и др. Обследование ВЛ с применением лазерного сканера. М., Электрические станции № 3, 2007.
- [5] P. Reichmeider et al. Experience with New Methods for Live-Line Conductor Replacement. CIGRE Session 2008, Paris, France, Report B2-106.

Методические основы настройки микропроцессорного устройства ликвидации асинхронного режима АЛАР-М

В.Г. НАРОВЛЯНСКИЙ, Д.Р. ЛЮБАРСКИЙ, А.Б. ВАГАНОВ

ОАО «Институт «Энергосетьпроект»

И.А. ИВАНОВ

ООО «Энергоизмеритель»

Россия

narovliansky_v@oaoesp.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Противоаварийная автоматика, ликвидация асинхронного режима, микропроцессорные устройства, методика настройки.

1. ВВЕДЕНИЕ

Комплекс противоаварийной автоматики обеспечивает требуемый уровень живучести энергосистемы. Подсистема автоматики ликвидации асинхронного режима (АЛАР) является последним эшелонем «обороны» и вводится в действие тогда, когда другие подсистемы не смогли обеспечить прекращение развития процесса нарушения устойчивости. Поэтому к надёжности и эффективности АЛАР предъявляются повышенные требования.

Устройства АЛАР должны правильно работать во всей совокупности нормальных, аварийных и ремонтных режимов энергосистемы, обеспечивать координацию воздействий на выключатели смежных линиях передачи, не допускать обесточивание подстанций на транзитах, обеспечивать правильное взаимодействие основных, резервных и смежных устройств АЛАР в период развития асинхронного режима (АР).

Технологические алгоритмы применяемых ранее устройств АЛАР базировались на косвенных признаках выявления АР, таких как поведение мощности, сопротивления или тока линии и т.п.

Поскольку такие признаки существенно зависят от текущего режима энергосистемы, то вплоть до последних лет обеспечение требований к работе АЛАР при проектировании и в процессе эксплуатации устройств представляло собой сложную инженерную задачу, для решения которой было необходимо выполнять большой объем комплексных расчётов режимов энергосистемы.

Ситуация начала меняться только с переходом технологических алгоритмов АЛАР на работу с прямыми признаками АР.

Основным прямым признаком развития АР является характерное изменение величины разности между углами генераторов энергосистемы. На практике с этой величиной непосредственно связана величина разности углов между напряжениями на концах контролируемого участка энергосистемы. Такой подход к выявлению АР был предложен в электронном устройстве САПАХ [[1]].

В процессе современной реконструкции систем противоаварийной автоматики используется большое количество разнообразных микропроцессорных устройств АЛАР российского производства, а также разработки зарубежных фирм.

Несомненно, что процесс внедрения новой техники должен сопровождаться использованием алгоритмов, базирующихся на прямых признаках выявления АР, что привело бы к упрощению проектирования и эксплуатации АЛАР и повышению надёжности работы ПА.

В действительности ситуация иная.

Технологические алгоритмы большинства внедряемых новых устройств на самом деле используют принципы выявления АР, совпадающие с принципами работы старых релейных устройств АЛАР, в частности, известное поведение годографа сопротивления. Такие микропроцессорные «ремейки» старых устройств обладают всеми известными недостатками этих устройств. Их использование не приводит к получению нового качества работы противоаварийной автоматики и не упрощает проектирование и настройку устройств АЛАР.

Первым современным микропроцессорным устройством, использующим прямой признак развития АР, явилось устройство АЛАР-М [[2]], широко используемое в противоаварийной автоматике энергосистем России с 2000 г.

В данной работе дано сжатое представление об особенностях технологического алгоритма модернизированного устройства АЛАР-М образца 2008 г. и кратко описана методика его настройки.

Устройство удовлетворяет нормативным требованиям [[3] - [6]] и успешно прошло цикл испытаний в полном объеме Типовой программы испытаний устройств АЛАР на цифро-аналоговой физической модели ОАО «НИИПТ».

В результате испытаний установлено, что во всем многообразии рассмотренных аварийных режимов, обусловленных различными видами аварийных возмущений в условиях изменения в широком диапазоне состава сети, генераторов и режима, устройство АЛАР-М:

- правильно срабатывает по выявлению заданного количества циклов АР,
- надёжно выявляет наличие/отсутствие ЭЦК на контролируемом участке,
- не имеет ложных срабатываний,
- правильно срабатывает в условиях искажения формы синусоиды тока и напряжения,
- обеспечивает выявление АР в период затянутой паузы ОАПВ;
- обеспечивает защиту участков электропередачи с промежуточным отбором мощности;
- надёжно блокируется на время всех видов КЗ и коммутационных переключений;
- надёжно работает в паре «основной – резервный».



Рис. 1: Общий вид устройства АЛАР-М.

Устройство предельно просто в настройке, не требует предварительных расчётов режимов. Устройство может устанавливаться вообще без анализа режима и переходных процессов в регионе: будет АР – будет срабатывание, не будет АР – не будет и срабатывания.

Использование этого устройства действительно позволяет упростить проектирование, настройку и эксплуатацию автоматики ликвидации асинхронного режима.

2. ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Устройство АЛАР-М может использоваться для защиты одного (или двух смежных) участков линии, в том числе имеющих отбор мощности и/или значительную асимметрию тока и напряжения,

может эксплуатироваться в автономном режиме, в связке пар устройств «основное-резервное», в составе нескольких установленных на ПС устройств, контролирующих смежные линии электропередачи. В зависимости от требуемой логики координации работы устройств ПА ликвидация АР может выполняться по выявлению первого проворота или по заданному количеству проворотов.

2.1. Особенности технологического алгоритма АЛАР-М

В узле установки устройство измеряет фазные напряжения и токи. Блок выявления АР рассчитывает напряжение на конце контролируемого участка по соотношению $U_{base} = U_n + Z \cdot I_{base}$, где U_n – напряжение прямой последовательности в узле установки, Z – электрическое сопротивление участка, I_{base} – ток прямой последовательности контролируемого участка в узле установки устройства. Затем определяется угол δ_{base} между векторами U_{base} и U_n .

Технологический алгоритм устройства АЛАР-М основан на определении прямого признака возникновения асинхронного режима – развороте напряжения на одном из концов контролируемого участка на 180° относительно напряжения на другом конце, т.е. на условии $\delta_{base} = 180^\circ$. Выявление пересечения угла 180° означает, что возник асинхронный режим, и сечение асинхронного хода проходит по контролируемому участку электропередачи. Переход угла через $\pm 180^\circ$ в дальнейшем будем называть проворотом. В момент проворота точка ЭЦК заведомо расположена на контролируемом участке электропередачи. По нарастанию или убыванию угла перед проворотом устройство определяет знак скольжения и, тем самым, получает возможность различения избыточной и, соответственно, дефицитной части ЭЭС.

Выявив предустановленное количество проворотов, устройство формирует сигнал на управляющее воздействие на ликвидацию АР с учётом знака скольжения угла.

Технологический алгоритм устройства позволяет учитывать погрешность задаваемой электрической длины линии. Эта особенность важна для совместной работы нескольких устройств АЛАР в одном регионе энергосистемы, т.к. при этом существенно упрощена координация совместной работы устройств, устанавливаемых в качестве «основного» – «резервного», устройств на смежных участках сети, групп устройств, устанавливаемых на одной подстанции. Координация работы всей системы автоматики ликвидации асинхронного режима сводится к простым логическим операциям задания настроек для каждого из устройств.

Изучение поведения напряжения и тока при различного рода КЗ и коммутационных процессах показывает, что, например, при некоторых трёхфазных КЗ сохраняется симметрия системы напряжения и тока. В то же время при этом вполне возможен переход расчётного угла через 180° . Поэтому в устройстве АЛАР-М применён специально разработанный высокоэффективный алгоритм отстройки от переходных процессов при коммутации и КЗ [[7]]. Он не требует уставок. Проведённые на ЦАФК НИИПТ испытания показали высокую надёжность этого алгоритма.

2.2. Параметры настройки АЛАР-М

Настройка работы устройства выполняется без необходимости предварительного анализа режимов энергосистемы и использует следующие группы параметров:

- параметры контролируемого участка (или пары смежных участков) электропередачи – обеспечивают определение границ зоны защиты, определяются по комплексному сопротивлению линии (при необходимости могут быть использованы параметры эквивалентного четырёхполюсника защищаемого участка);
- параметры ступеней – обеспечивают возможность выдачи управляющего воздействия по достижении заданного количества проворотов АР, определяются в соответствии с координацией управляющих воздействий устройств АЛАР в данном регионе энергосистемы;
- флаги режима работы устройства – обеспечивают координацию работы основного, резервного и смежных с ними устройств АЛАР, определяются логикой работы устройств АЛАР в районе защищаемого участка электропередачи.

Таким образом, для настройки устройства используют только параметры линии и логические требования к координации работы смежных устройств [[8]].

2.3. Уставки контролируемого участка

В простейшем случае уставки контролируемого участка это его комплексное сопротивление. Когда АЛАР-М контролирует участок, состоящий из двух смежных ветвей линии, основной и дополнительной, естественно, необходимо задать и комплексное сопротивление дополнительной ветви.

Устройства АЛАР любого образца рекомендуется устанавливать для защиты линий передачи без промежуточного отбора мощности [[6]]. Иногда по ряду соображений потребитель вынужден устанавливать устройства АЛАР для контроля участков, содержащих узлы с отбором мощности. В этом случае для задания уставок устройства АЛАР-М следует в предельном по условиям статической устойчивости режиме рассчитать суммарную величину отбора мощности в промежуточных узлах контролируемой ветви и определить её долю по отношению к перетоку по линии. Если этот отбор не превышает 30%, в качестве уставок можно использовать величину комплексного сопротивления контролируемого участка. Если же отбор мощности превышает указанную величину, то для расчёта уставок той ветви контролируемого участка, на которой происходит отбор, эту ветвь представляют в виде эквивалентного четырёхполюсника. Для непосредственного расчёта этих уставок в комплект поставки АЛАР-М входит специальная подпрограмма. При этом используются только электрические характеристики ветви и значения отбора мощности в её промежуточных узлах.

2.4. Параметры ступеней

Устройство позволяет работать с тремя ступенями алгоритма. Работа всех ступеней однотипна. Ступени работают поочерёдно, начиная с первой. Для каждой из используемых ступеней вводят 3 уставки: предустановленное количество проворотов, контрольное время ожидания следующего проворота, пауза после срабатывания ступени.

После выявления каждого проворота технологический алгоритм отслеживает, совпадает ли количество выявленных проворотов с их предустановленным числом.

Если выявлено меньшее количество проворотов, то в течение контрольного времени проверяется, произойдёт ли следующий проворот. Если за указанное время проворот не произошёл, то предполагается, что асинхронный режим прекращён, и алгоритм устройства возвращается в исходное состояние.

В случае использования АЛАР-М как одиночного устройства в момент, когда количество выявленных проворотов совпадёт с уставкой N_{st} , устройство выдаёт сигнал на управляющее воздействие.

В случае использования АЛАР-М в составе координированной группы устройств АЛАР момент выдачи сигнала на управляющее воздействие определяется в зависимости от знака скольжения угла и местоположения сечения АР. Этот момент задают с помощью флагов режима работы.

2.5. Флаги режима работы

Они включают в себя флаги координации работы и флаг проверки симметрии тока.

Флаги координации работы используют, если устройство входит в группу смежных устройств АЛАР-М на линии передачи или на подстанции. Таких флагов два.

Флаг «Включить режим «основной – резервный»» устанавливают, если работа устройства резервируется работой другого устройства, установленного с противоположной стороны контролируемого участка. Устройства автоматически считают себя «основными», если для них скольжение угла положительное. В противном случае оно – «резервное». «Резервное» устройство выдаст сигнал на управляющее воздействие, когда количество выявленных проворотов окажется больше предустановленного на величину N_{rsrv} . Обычно N_{rsrv} равно единице, т.е. резервное устройство выдаёт управляющее воздействие на один проворот позже основного. Если в два устройства, стоящие с разных концов одной линии, введены одинаковые значения предустановленных проворотов и N_{rsrv} , то они не смогут сработать одновременно и, соответственно, подстанция не будет обесточена с двух сторон.

Второй флаг координации работ «Работа с расширенной зоной» позволяет скоординировать работу устройств АЛАР, расположенных на смежных участках линии. Электрические характеристики контролируемого участка всегда известны с погрешностью, зависящей от многих причин. Уставка «полуширина зоны» позволяет учесть эту погрешность. Если технологический алгоритм определяет,

что ЭЦК находится на дальнем конце контролируемого участка, т.е. в «расширенной зоне», к предусмотренному числу проворотов автоматически добавляется ещё $N_{ex} \equiv 2$ проворота. Таким образом, при выявлении точки ЭЦК в «расширенной зоне» устройство выдаёт управляющее воздействие с дополнительным сдвигом на N_{ex} .

АЛАР-М следующим образом определяет, при каком количестве проворотов N следует выдать сигнал на управляющее воздействие.

Если флаг «Включить режим «основной – резервный» не выставлен, возможное участие устройства в системе АЛАР заложено только в уставке N_{st} . Поэтому выдача сигнала на воздействие производится по выявлению количества проворотов N , соответствующего уставке N_{st} .

В случае, когда по концам линии стоят два устройства АЛАР-М, следует выставить флаг «Включить режим «основной – резервный» и задать у этих устройств один и тот же параметр N_{st} . Когда количество выявленных проворотов достигнет N_{st} , технологический алгоритм определит данное устройство как «основное» в случае положительного скольжения. Сигнал на воздействие будет выдан сразу. В случае отрицательного скольжения технологический алгоритм определит данное устройство как «резервное». В этом случае, выявив количество проворотов N , соответствующее уставке N_{st} , устройство не выдаёт сигнала на воздействие, давая возможность сработать «основному» устройству АЛАР, для которого скольжение будет при этом положительным. Если провороты не прекратились, АР продолжается – сигнал на управляющее воздействие от «основного» устройства не достиг цели. Отсчитав дополнительно к N_{st} ещё N_{rsrv} проворотов, «резервное» устройство выдаст сигнал на управляющее воздействие.

Рассмотрим случай, когда в систему АЛАР входят устройства на смежных линиях. Важно добиться, чтобы ни одно из них не выдавало сигнала на воздействие одновременно с другими. В принципе это может произойти, если из-за погрешностей, с которыми известны сопротивления участков линий, перекроются зоны ответственности устройств, стоящих на смежных участках.

Устройство АЛАР-М легко настроить так, чтобы этого не случилось.

Для этого достаточно выставить флаг «Работа с расширенной зоной», указать величину погрешности в процентах и задать одно и то же значение N_{st} и $N_{rsrv} = 1$ у всех устройств АЛАР этого энергорайона. Когда для одного из устройств количество выявленных проворотов достигнет N_{st} и технологический алгоритм определит, что ЭЦК не находится в «расширенной зоне», всё будет происходить так же, как при работе в режиме «основной – резервный». Если же положение ЭЦК будет устройством АЛАР-М отнесено к «расширенной зоне», то сечение АХ находится в основной зоне либо «резервного» устройства на этой же линии и сигнал на воздействие будет выдан при $N_{st} + 1$, либо «основного» устройства смежной линии и сигнал на воздействие будет выдан при N_{st} . Если же провороты продолжаются, т.е. АР не был ликвидирован, то данное устройство выдаст сигнал на управляющее воздействие, когда число выявленных проворотов достигнет $N_{st} + N_{ex} = N_{st} + 2$.

Приведённые примеры показывают, что настройка, связанная с координацией работы АЛАР-М с другими устройствами всей системы АЛАР, логически проста и не требует создания каких либо внешних схем.

Флаг «отключить проверку асимметрии тока» используют в тех случаях, когда необходима работа при значительной несимметрии тока во время проворотов. Обычно при асинхронном режиме, когда угол разворота приближается к 180° , система фазовых токов почти симметрична. Исключения возникают, когда провороты начинаются, например, ещё во время однофазного КЗ, а пауза ОАПВ сильно затянулась. Если необходимо как можно быстрее прервать развитие АР, выставляют этот флаг.

2.6. Методика настройки АЛАР-М

В комплект поставки микропроцессорного устройства АЛАР-М входит Программный комплекс дистанционного управления (ПКДУ). ПКДУ, в частности, предоставляет пользователю шаблон набора параметров (уставок) для устройства АЛАР-М.

Настройка устройства представляет собой последовательность простых операций:

- подготавливают электрические параметры контролируемого участка и схему расположения смежных устройств АЛАР;
- выбирают шаблон, относящийся к конкретному варианту использования устройства АЛАР-М;
- вводят в шаблон необходимые параметры;

Москва, 7–10 сентября 2009 г.

– передают подготовленный набор уставок в устройство.

На этом настройка АЛАР-М к работе с данным контролируемым участком завершается.

3. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Современные микропроцессорные устройства АЛАР с новыми технологическими алгоритмами, базирующимися на прямых признаках асинхронного режима, позволяют существенно повысить надёжность работы и упростить ввод в эксплуатацию таких устройств.

Именно таким является устройство АЛАР-М, в полной мере использующее возможности, предоставляемые микропроцессорной аппаратурой для обработки информации о поведении векторов напряжения и токов во времени.

Простоту настройки АЛАР-М и существенное снижение трудозатрат по сравнению с настройкой прежних устройств АЛАР хорошо иллюстрирует следующий пример.

В проекте реконструкции 2008 г. противоаварийной автоматики одной из энергосистем определение уставок трёх устройств АЛАР старого образца потребовало расчётов режимов и годографов сопротивлений и токов. Это заняло 20 страниц рабочей документации.

В этом же проекте определение уставок других четырёх устройств АЛАР, в качестве которых было использовано устройство АЛАР-М, заняло одну страницу рабочей документации.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Бринкис К.А., Семёнов В.А. Селективная делительная защита при асинхронном ходе. Электрические станции, 1975, № 2, с. 66-68.
- [2] В.Г. Наровлянский. Современные методы и средства предотвращения асинхронного режима электроэнергетической системы. М., Энергоатомиздат, 2004.
- [3] Руководящие указания по противоаварийной автоматике энергосистем». М., Минэнерго, 1986.
- [4] Методические указания по устойчивости энергосистем. М., Минэнерго России, 2003.
- [5] Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем. Стандарт ОАО РАО «ЕЭС России», М., 2005.
- [6] «Общие требования к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации, технологической связи в ЕЭС России». Приказ № 57 от 11.02.2008. Москва 2008.
- [7] Patent pending 2008146840 от 27.11.2008.
- [8] АЛАР-М. Рекомендации по применению. КДРН.402252.002 РП, версия 04.04. ОАО «Институт «Энергосетьпроект», ООО «Энергоизмеритель». М., 2009.

Современные подходы к созданию аппаратно-программного комплекса управления нормальными и аварийными режимами большого энергообъединения

**А.Б. ОСАК, А.В. ДОМЫШЕВ, Е.Я. БУЗИНА,
ИСЭМ СО РАН**

**Россия
osak@ieee.org**

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Управление нормальными режимами в энергосистемах, координация управления в энергосистемах, противоаварийное управление в энергосистемах.

1. ВВЕДЕНИЕ

Системы управления нормальными и аварийными режимами электроэнергетических систем (ЭЭС) во многом определяют надежность и качество работы ЭЭС, включая производство, передачу и распределение электроэнергии.

В современных условиях задача управления усложнилась в связи с развитием рыночных взаимоотношений в электроэнергетике, а также в связи с тем, что современные энергообъединения располагаются на территории нескольких государств с различными нормативными и законодательными актами. Другой проблемой являются крупные системные аварии, часто с катастрофическими последствиями для системы и потребителей, периодически возникающие во всех существующих энергосистемах и энергообъединениях. Среди основных факторов, ведущих к возникновению и развитию таких аварий, отмечается сложность условий функционирования энергообъединений и управления ими в рыночных условиях, а также неэффективная координация управления на межгосударственном уровне [1].

В проекте «Интеллектуальная координация оперативного и противоаварийного управления энергообъединениями Европейского союза и России» (английская аббревиатура «ICOEUR»), выполняемого в рамках 7-й Рамочной программы научных исследований и технологических разработок Европейского Союза по направлению «Энергия», выполняется разработка аппаратно-программного комплекса (АПК) управления нормальными и аварийными режимами большого энергообъединения нового поколения [2].

Назначение создаваемого АПК управления нормальными и аварийными режимами большого энергообъединения:

- мониторинг и анализ режимов работы большого энергообъединения;
- автоматизация управления нормальными режимами большого энергообъединения с применением современных методов и технических средств;
- автоматизация управления аварийными режимами большого энергообъединения с применением современных методов и технических средств;
- интеллектуальная координация управления нормальными и аварийными режимами большого энергообъединения.

2. ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Среди проблем присущих существующим программным и аппаратно-программным комплексам, решающим задачи мониторинга, анализа и управления нормальными и аварийными режимами ЭЭС можно отметить следующие:

1. Отсутствие средств полноценного мониторинга автоматических систем управления, таких как противоаварийная автоматика (ПА), релейная защита (РЗ), автоматические регуляторы возбуждения (АРВ), автоматические регуляторы скорости (АРС), групповые регуляторы активной мощности электростанций (ГРАМ), групповые регуляторы напряжения и реактивной мощности электростанций (ГРНРМ), комплексы автоматического регулирования частоты и мощности (АРЧМ). И как следствие не развитость средств их моделирования и, соответственно, не учет возможных отказов этих систем управления.

2. Недостаточное развитие средств краткосрочного прогнозирования. Тем самым весь анализ и выработка управляющих воздействий производится на основании прошлых данных (запаздывание от нескольких миллисекунд до нескольких секунд).

3. Недостаточная надежность и живучесть самих программных и аппаратных средств мониторинга, анализа и управления. Соответственно отказ какой-то части (блока, модуля) программного или аппаратного средства часто приводит к отказу всей системы (комплекса).

4. Недостаточный учет процессов реструктуризации объектов электроэнергетики, преобразование их в несвязанные, в том числе в неаффилированные юридические лица, и переход их на рыночные взаимоотношения. Соответственно недостаточно решены вопросы обмена информацией, включая оперативные и технологические данные, с учетом коммерческих интересов и конфиденциальности.

5. Недостаточная адаптивность применяемых алгоритмов в случае изменения нормативной базы, в том числе при переходе к рынку электроэнергии и системных услуг, с учетом современной тенденции к адаптации и гармонизации существующей нормативно-технической документации с правилами и документами иностранных энергообъединений (UCTE, NORDEL и др.).

Актуальность указанных задач подтверждается множеством работ выполняемых в настоящее время [3, 4]. В выполняемой авторами работе по созданию АПК поставлена цель комплексно и системно, рассмотреть задачи мониторинга, анализа и управления нормальными и аварийными режимами ЭЭС, проанализировать существующий опыт, учесть современные разработки, как в методическом, так и практическом плане, а также учесть интересы всех участников рынка электроэнергии.

Авторы имеют достаточно большой практический опыт разработки и внедрения программных комплексов автоматизации расчета и анализа нормальных и аварийных режимов на базе ПВК АНАРЭС [5] и систем противоаварийного управления [6]. Наличие практического опыта позволяет выделить помимо концептуальных и методических также ряд технических проблем, требующих решения при разработке современного АПК управления нормальными и аварийными режимами большого энергообъединения. К таким проблемам можно отнести большое разнообразие аппаратных и программных платформ, средств связи, протоколов обмена, форматов хранения данных, различие программных моделей в существующих программных и аппаратных системах, работающих в настоящее время на объектах электроэнергетики. При создании нового современного АПК необходимо в какой-то мере обеспечить совместимость со всеми существующими системами.

В рамках работ по проекту «Интеллектуальная координация оперативного и противоаварийного управления энергообъединениями Европейского союза и России» предполагается создание опытного образца АПК управления нормальными и аварийными режимами большого энергообъединения. Опытный образец должен содержать основной функционал, но он не будет адаптирован к какой-то конкретной энергосистеме или объединению. Основная задача состоит в создании прототипа промышленного АПК. В будущем на основе опытного АПК, используя его отдельные блоки, можно будет создавать множество АПК, адаптированных для различных объектов электроэнергетики и их объединений.

Функции создаваемого АПК:

- оптимальное управление нормальными и аварийными режимами энергообъединений на основе современных методов, средств и информационных технологий в рыночных условиях;
- повышение эффективности и надежности параллельной работы больших энергообъединений.

Опытный образец АПК состоит из следующих блоков:

- расчетный сервер;
- блок оценивания состояния;
- блок мониторинга режимов, включая функции краткосрочного прогнозирования;
- блок анализа режимной надежности [7-9];
- блок расчета установившихся режимов и анализа статической устойчивости;
- блок расчета переходных процессов и анализа динамической устойчивости [10];
- блок управления режимами;
- координирующий блок противоаварийной автоматики.
- устройства сбора, управления и контроллер противоаварийной автоматики.
- АРМ оперативного и эксплуатационного персонала.
- имитатор ЭЭС.

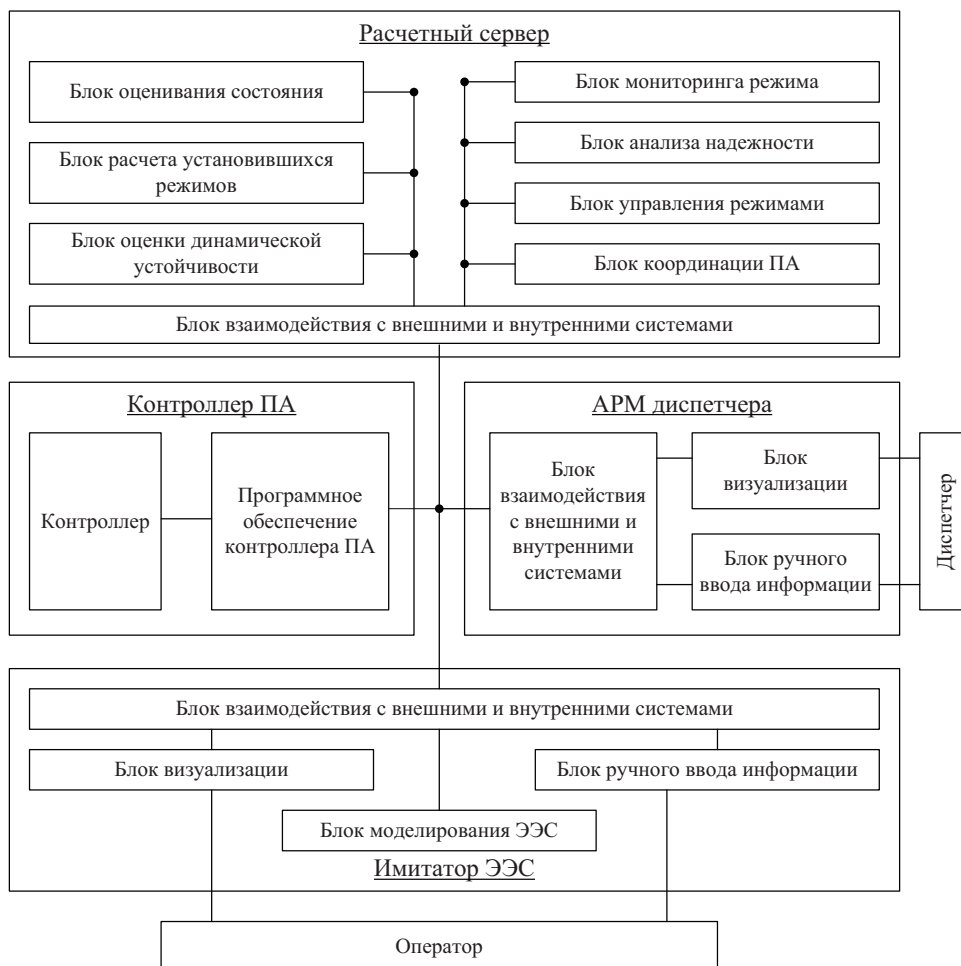


Рис. 1: Структура опытного образца АПК.

Особенности опытного образца АПК:

- применение виртуализации серверов для уменьшения и оптимизации состава оборудования на верхнем уровне;

- применение имитатора ЭЭС для возможности выполнения наладки и испытаний в лабораторных условиях.

Указанные особенности опытного образца АПК позволяют уменьшить долю и стоимость типовых аппаратных компьютерных средств в опытном образце, снизить объем работ по их пуско-наладке, а основные усилия сконцентрировать на методической и алгоритмической разработке, апробации применяемых технологий и программного обеспечения.

Особенности промышленного АПК:

- многоуровневая система (нижний, средний, верхний уровни системы);
- гибкий, функциональный и легко адаптируемый верхний уровень (в том числе во время эксплуатации), который может быть распределенным и иерархическим;
- различные каналы и протоколы связи на среднем уровне.
- нижний уровень адаптирован под конкретные объекты контроля и управления (электрические станции и подстанции), с объективно ограниченными возможностями адаптации во время эксплуатации;
- использование новых технических средств контроля, таких как средства векторных измерений (PMU/WAMS), и новых средств управления, таких как гибких электропередач (FACTS), накопителей энергии;
- взаимодействие с различными уже существующими информационными и управляющими системами, находящимися на энергообъектах;
- адаптивность алгоритмов управления под различные нормативные и законодательные акты различных государств.

При разработке опытного образца АПК предполагается, что промышленный вариант АПК будет являться распределенным комплексом, который располагается на различных электроэнергетических объектах, и отдельными узлами этого АПК будут пользоваться различные субъекты рынка электроэнергии, возможно даже находящиеся в разных государствах.

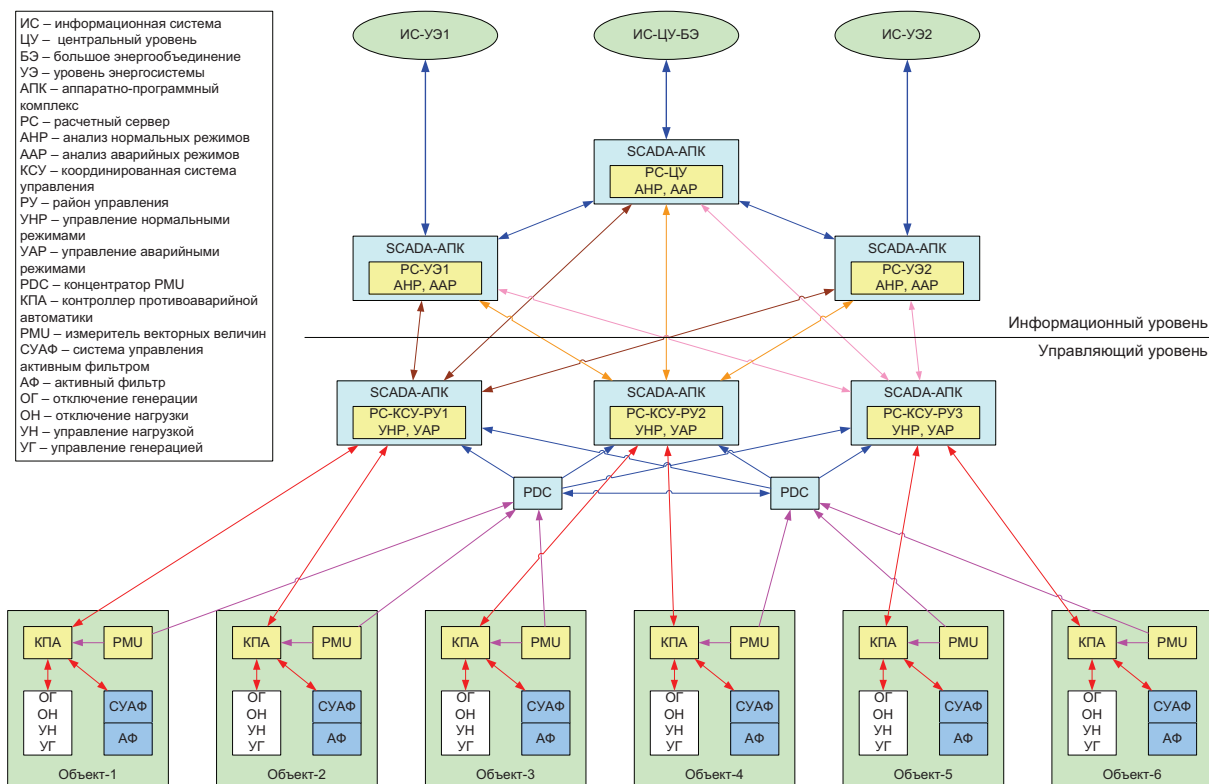


Рис. 2: Распределенная структура промышленного АПК (целевая структура)

Важным аспектом при разработке АПК является вопросы живучести самой автоматической или автоматизированной системы АПК. Предлагаются следующие подходы:

- необходимость сохранения работоспособности всей системы при выходе из строя или отделения на автономную работу отдельных узлов;
- сохранение возможностей противоаварийного управления и автоматического управления нормальным режимом (например, АРЧМ) при выделении любого узла (группы иерархических узлов системы) на автономную работу;
- при выделении части системы на автономную работу, выполнение основных функций может выполняться по упрощенным алгоритмам;
- основная система при выделении ее части на автономную работу должна предполагать и учитывать работу автономной части системы, даже не имея с ней связи (неисправность канала);
- в предварительный (доаварийный) анализ возможных режимов и рассматриваемых сценариев вероятных аварий должен включать аварийные события не только в части отказов первичного оборудования, но и отказы отдельных узлов (частей) системы или выделение их на автономную работу. Таким образом, проблемы с иерархической инфраструктурой не должны быть неожиданностью для самой системы.

Другим важным аспектом при разработке АПК является вопросы обмена информацией между узлами АПК, использующимися различными субъектами рынка электроэнергии. Первая группа предварительных решений связана с самим вопросом обмена информацией:

- подразделение информации на оперативную (которая используется традиционными оперативно-информационными комплексами), событийную (расширенная информация по аварийным и нештатным событиям) и технологическую информацию (параметры электроэнергетического оборудования и систем);
- определение регламентов обмена информацией между узлами иерархической системы АПК для каждого вида информации;
- допустимость различных технологий обмена, в т.ч. существующих в реальных энергосистемах и объединениях;
- ввод различных уровней абстракции, позволяющих создавать универсальные программные блоки, не привязанные к конкретным технологиям обмена и хранения информации.

Другая группа предварительных решений связана с ограничениями по объемам передаваемой информации:

- разграничение объемов передаваемой информации как техническими (контроль доступа), так и математическими средствами (распределенные вычисления);
- возможность искусственного закругления точности результатов для передачи другим сторонам (другим субъектам рынка) для обеспечения конфиденциальности информации;
- возможность получения различных производных показателей, необходимых другим субъектам, и передача только этих показателей без передачи исходных данных;
- в пределах конфиденциальных зон обеспечение передачи информации в полном (или почти полном) объеме для повышения живучести системы.

Следующим важным аспектом при разработке АПК являются вопросы, связанные с математической моделью. Первая группа вопросов связана с особенностями математической модели для большого энергообъединения:

- большая размерность;
- различные вариации исходных данных по районам большого энергообъединения, в т.ч. из-за особенностей нормативных баз различных государств, составляющих большое энергообъединение;
- различная точность исходных данных и измерений по разным участкам и районам энергообъединения;
- наличие проблем разнородности информации по разным частям большого энергообъединения.

Одним из вариантов решения этих вопросов и проблем является создание нескольких моделей, таких как:

- модели для управления нормальными режимами;
- модели для управления аварийными режимами.

Отличия моделей нормальных и аварийных режимов могут состоять в различной размерности, в различной детализации элементов энергообъединения.

Дополнительно в состав математических моделей АПК необходимо включить математические модели локальных автоматических систем управления (ЛАСУ) и регулирования, таких как: ПА [7, 8], РЗ, АРВ, АРС [10], ГРАМ, ГРНРМ, а также существующих системообразующих комплексов, таких как АРЧМ. Также необходимы модели автоматических систем управления вставок постоянного тока (ВПТ), активных фильтров, компенсаторов реактивной мощности (СТК, STATCOM), гибких электропередач (FACTS), и других элементов, связанных с силовой электроникой.

АПК, имея в своем составе математические модели не только по самой электрической сети, но и систем управления, позволяет решать расширенный набор задач, таких как:

- АПК, моделируя работу систем управления с учетом измерений параметров текущего режима, будет получать информацию о том, какие сейчас или в ближайшее время будут возникать управляющие воздействия. Тем самым можно прогнозировать краткосрочное поведение системы, и соответственно оптимизировать работу энергообъединения;
- АПК, выполняя анализ вероятных отказов (например, в задаче анализа режимной надежности), будет моделировать адекватное поведение системы при отказах с учетом работы систем управления. Имеется возможность моделирования отказа отдельных систем управления.

Одной из актуальных задач, которую предполагается решать в создаваемом АПК, является задача краткосрочного прогнозирования. Актуальность задачи краткосрочного прогнозирования состоит в том, что, анализируя и формируя управляющие воздействия только по прошлым данным, будем иметь запаздывающую реакцию на поведение ЭЭС, что требует завышенных требований к запасам по статической и динамической устойчивости, а также снижает эффективность систем управления.

При решении задачи краткосрочного прогнозирования можно выделить следующие составляющие:

- прогнозирование поведения систем управления и регулируемых ими элементов;
- прогнозируемое поведение нагрузки, с учетом графиков или профилей нагрузок;
- случайное изменение нагрузки, используя статистические данные по отклонениям;
- прогнозирование аварий и отказов, с учетом вероятности отказов отдельных элементов.

Соответственно, используя функцию краткосрочного прогнозирования, АПК будет иметь на некоторый момент времени прогнозные значения параметров режима совместно со значениями их дисперсии, а также несколько наиболее вероятных вариантов отличных от основного прогноза. Управляющая подсистема АПК, с учетом результатов прогнозирования, должна иметь готовые варианты управляющих воздействий на следующие случаи:

- движения по прогнозируемому тренду;
- наиболее вероятных отклонений от основного прогноза;
- аварий и отказов.

Прогнозирование поведения ЭЭС с учетом моделирования систем управления позволяет осуществлять координацию оперативного и противоаварийного управления, так как оперативно-диспетчерский персонал сможет заранее увидеть возможную работу систем автоматического управления, оценить адекватность возможного управления, и предпринять соответствующие меры.

Применение задачи краткосрочного прогнозирования придает повышенные требования к точности и адекватности моделирования ЭЭС. Соответственно важной и актуальной задачей для АПК становится задача верификации модели. В реальном времени необходимо выполнять верификацию модели, по которой выполняется оперативный прогноз. Особенности верификации в реальном времени:

- верификация может выполняться путем сравнения прогнозных значений с традиционными данными измерений (P, Q, U, I) и измерениями от WAMS.
- возможно выполнение верификации прогнозных значений по нескольким моделям, тем самым в реальном времени можно автоматически выбирать оптимальную модель из нескольких.
- необходимо вести статистику отклонений прогнозных значений от реальных измерений, с разделением этих отклонений на составляющие прогнозирования. Соответственно некоторые отклонения могут учитываться в будущих прогнозах, а некоторые будут требовать уточнения параметров модели со стороны обслуживающей АПК организации.

Еще одной актуальной задачей АПК является развитие средств регулирования частоты и активной мощности в большом объединении, например, таком, которое может получиться при синхронном объединении ЕЭС/ОЭС и УСТЕ. В существующих в ЕЭС/ОЭС системах АРЧМ ограничено число участников регулирования, что достаточно для типичных режимов. Но это является ограничением возможности системы в нетиповых режимах, в том числе аварийных. А независимое регулирование частоты генераторов, применяемое в УСТЕ, не дает эффективного решения в сложных аварийных ситуациях связанных с каскадными авариями и большими дефицитами мощностей в какой-то части системы. Следует отметить, что развитие глобальных регуляторов, возможно, не получится выполнить традиционным образом (создание новой функциональной модели регуляторов), потому что это представляет сложность из-за большого разнообразия существующих систем управления (которые нужно учитывать), разнородностью большого объединения и нарастающей погрешности измерений. Одним из вариантов решения этой задачи в АПК можно рассмотреть вариант создания глобального регулятора по сценарному алгоритму, то есть выполнение перебора на математической модели некоторых вариантов корректирующих УВ, и выборе оптимального решения в конкретной ситуации.

При разработке АПК необходимо предусмотреть возможность работы с несколькими несинхронно работающими ЭЭС, и при этом иметь возможность при необходимости управлять режимами всех подсистем в ограниченном объеме. Это требование вытекает из акцентирования в проекте ICOEUR необходимости развития средств анализа, моделирования и управления именно в большом объединении, а также учитывая различные сценарии создания возможных объединений, в том числе на постоянном токе.

Вариант совместной работы больших объединений, таких как ОЭС/ЕЭС и УСТЕ, на постоянном токе позволяет не только передавать фиксированные объемы мощности (электроэнергии), но также возможно взаимное участие в регулировании, в т.ч. в различных системных услугах, как в нормальных, так и аварийных режимах. А разрабатываемый АПК может стать одним из инструментов, решающим эту задачу.

3. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Представленная работа является только началом работы по разработке и созданию АПК управления нормальными и аварийными режимами большого энергообъединения. На данном этапе сформулированы основные приоритетные задачи и предложены возможные подходы к их решению.

На последующих этапах планируется углубленная проработка представленных положений и технических решений, а также разработка и реализация алгоритмов и программного обеспечения с последующей апробацией и проведением испытаний.

После завершения разработки предполагается внедрение результатов, в виде самостоятельного комплекса или путем интеграции АПК в состав существующих комплексов на электроэнергетических объектах России, стран СНГ и за рубежом.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Воропай Н.И. Проблемы и направления развития систем управления в электроэнергетических системах // В сб. «Энергосистема: управление, конкуренция, образование» Сборник докладов III международной научно-практической конференции, Екатеринбург, 2008. – том 1, с. 24-28.

Москва, 7–10 сентября 2009 г.

- [2] Разработка оборудования и систем управления крупных энергетических систем (Интеллектуальная координация оперативного и противоаварийного управления энергообъединениями Европейского союза и России). Этап 1 – эскизный проект (годовой) // Научно-технический отчет – Регистрационный номер ВНТИЦ: 01200853892, Инвентарный номер ВНТИЦ: 02200851091.
- [3] Аюев Б.И., Шульгинов Н.Г., Кошеев Л.А. Развитие принципов, алгоритмов и задач противоаварийного управления в ЕЭС России // В сб. «Энергосистема: управление, конкуренция, образование» Сборник докладов III международной научно-практической конференции, Екатеринбург, 2008. – том 1, с. 12-16.
- [4] Аюев Б.И., Жуков А.В. Новые подходы к мониторингу запаса устойчивости электроэнергетических систем // В сб. «Энергосистема: управление, конкуренция, образование» Сборник докладов III международной научно-практической конференции, Екатеринбург, 2008. – том 1, с. 5-11.
- [5] Шепилов О.Н., Ушаков Е.И., Ушаков А.Е., Осак А.Б., Домышев А.В., Вымятнин А.А., Бузина Е.Я. ПВК АНАРЭС-2000 и перспективы его развития // Современные программные средства для расчётов нормальных и аварийных режимов, надёжности, оценивания состояния, проектирования электроэнергетических систем: Сборник докладов шестого научно-практического семинара. – Новосибирск: ИДУЭС, 2006, с. 5-14.
- [6] Осак А.Б., Домышев А.В., Сорокин И.В. Опыт создания и внедрения современных устройств противоаварийной автоматики АПНУ и перспективы их развития // Журнал «Оперативное управление в электроэнергетике. Подготовка персонала и поддержание его квалификации». 2009. № 1, с. 55-58.
- [7] Шепилов О.Н., Домышев А.В., Осак А.Б. Алгоритмы и программы анализа режимной надёжности ЭЭС при множественных отказах с учетом срабатывания противоаварийной автоматики // В сб. «Энергосистема: управление, конкуренция, образование» Сборник докладов III международной научно-практической конференции, Екатеринбург, 2008. – том 2, с. 170-175.
- [8] Шепилов О.Н., Домышев А.В., Осак А.Б. Современные методы и программы анализа режимной надёжности ЭЭС при множественных отказах с учетом срабатывания противоаварийной автоматики // Научно-технический и производственный журнал «Проблемы энергетики» № 11-12/1, ноябрь-декабрь 2008.
- [9] Домышев А.В., Заика Р.А., Осак А.Б. Анализ режимной надёжности ЭЭС с использованием ПВК АНАРЭС-2000 // Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики: Сб. науч. тр., Харьков, 2007, с. 6-16.
- [10] Ушаков Е.И. О моделях переходных процессов ЭЭС с учетом изменения частоты // Известия академии наук. Энергетика, № 3, 2008.

Работа выполняется при финансовой поддержке Федерального агентства по науке и инновациям Российской Федерации.

Мультиагентный подход к координации устройств противоаварийного управления для предотвращения лавины напряжения

Д.А. ПАНАСЕЦКИЙ, Н.И. ВОРОПАЙ

**Россия
panasetsky@gmail.com**

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Мультиагентные системы, лавина напряжения, управление реактивной мощностью.

1. ВВЕДЕНИЕ

Анализ крупных системных аварий указывает на тот факт, что большинство из них протекало по одному и тому же сценарию: после первого серьезного возмущения, спустя некоторое время, следовали множественные возмущения, которые приводили к погашению большей части энергосистемы (ЭС) [1]. Данный факт указывает на наличие недостатков в современной системе противоаварийного управления (ПАУ), которая не в состоянии сохранить целостность ЭС в послеаварийном режиме [2]. Аварийный и послеаварийный режимы ЭС характеризуются комплексным взаимодействием между дискретными и непрерывными устройствами управления. В настоящее время, как непрерывные, так и дискретные устройства управления используют в основном локальные сигналы и не координируют свои действия друг с другом. Отсутствие координации между дискретными и непрерывными устройствами управления – это существенный недостаток существующих систем ПАУ, который может являться причиной крупных системных аварий. В статье дается описание системы ПАУ, основанной на мультиагентном подходе. Предлагаемая система ПАУ обеспечивает координацию различных дискретных и непрерывных устройств управления с целью предотвращения возникновения лавины напряжения в послеаварийном режиме.

1.1. Механизм возникновения лавины напряжения

Большинство ЭС в состоянии выдержать первое серьезное возмущение. Послеаварийный режим представляет собой относительно долгий, до нескольких минут, и спокойный период с нормальным уровнем напряжения и частоты, за которым может последовать лавина напряжения, длящаяся несколько секунд [3]. Первое серьезное возмущение приводит к увеличению потерь реактивной мощности в системе и к увеличению выработки реактивной мощности синхронными машинами, находящимися в непосредственной близости от места повреждения. Таким образом, первое возмущение является локальной проблемой. Спустя некоторое время, дефицит реактивной мощности в поврежденной подсистеме может существенно возрасти, что в свою очередь приведет к коллапсу близлежащих подсистем, и системы в целом. Эффект возрастания дефицита реактивной мощности связан с тем фактом, что последствия первого возмущения, распространяясь по системе, вводят в работу различные устройства управления, которые работают с различной скоростью, реагируют лишь на близлежащие изменения режима и не координируют свои действия друг с другом. Таким образом, реакция различных устройств ПАУ на послеаварийное состояние системы является основной причиной возможного коллапса ЭС. Своевременный контроль дискретных и непрерывных устройств ПАУ в послеаварийном режиме является единственным способом предотвращения лавины напряжения. Нарушение устойчивости по напряжению является наиболее важным, так как именно оно было главной причиной последних крупных системных аварий. Необходимы новые принципы ПАУ,

которые бы позволили существенно снизить вероятность возникновения лавины напряжения в послеаварийном режиме.

2. ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

2.1. Новые принципы ПАУ

Система ПАУ, основанная на новых принципах, должна выявлять критическую ситуацию и координировать работу различных устройств. Каким именно образом система ПАУ может идентифицировать критическую ситуацию, и какие управляющие воздействия должна использовать для предотвращения лавины напряжения?

Существенное снижение напряжения и существенное увеличение выработки реактивной мощности синхронными машинами были предложены в различных работах в качестве индикаторов критической ситуации, предшествующей лавине напряжения [8]. Таким образом, два данных критерия могут быть использованы для выявления критической ситуации и запуска противоаварийной автоматики.

Анализ крупных системных аварий показал, что быстрое отключение нагрузки зачастую является единственным способом предотвращения коллапса всей ЭС [1]. С одной стороны, отключение нагрузки должно выполняться как можно быстрее, с другой стороны, с некоторой точки зрения, оно должно быть оптимальным. Оптимальное отключение нагрузки может быть выполнено путем использования различных процедур оптимизации. Однако, выполнить оптимизационные расчеты для всевозможных аварийных ситуаций заранее довольно сложно, так как количество таких ситуаций зачастую очень велико. Таким образом, часть оптимизационных расчетов должна выполняться непосредственно во время аварийного и послеаварийного режимов работы ЭС. Несмотря на тот факт, что существует большое количество методов оптимизации, которые могут быть использованы для быстрого формирования управляющих воздействий, объем данных о состоянии системы, которые необходимо собрать для выполнения процедуры оптимизации, обычно очень велик. Одна только оценка состояния может занять несколько минут, но процедура отключения нагрузки в послеаварийном режиме должна работать гораздо быстрее. Следовательно, процедура отключения нагрузки, контролирующая состояние послеаварийного режима, должна использовать менее сложные принципы работы. Следующий набор простых УВ, позволяющий контролировать послеаварийный режим работы ЭЭС, был предложен в [3]:

- УВ 1. Быстрое изменение коэффициентов трансформации трансформаторов передающей части сети и головных трансформаторов распределительной части сети.
- УВ 2. Повышение напряжения на ряде синхронных компенсаторов и гидрогенераторов.
- УВ 3. Быстрое изменение коэффициента трансформации некоторых генераторных трансформаторов.
- УВ 4. Отключение нагрузки на некоторых подстанциях в случае, если уровень напряжения на данных подстанциях ниже допустимого, или если отключение нагрузки необходимо для снижения токовой загрузки элементов сети.
- УВ 5. Перераспределение активной мощности генераторов. Восстановление питания части потребителей.

УВ1 – УВ3 имеют примерно одинаковое время выполнения, их главной целью являются: предотвращение резкого возрастания потерь реактивной мощности, увеличение выработки зарядной мощности линиями электропередачи, предотвращение срабатывания РПН трансформаторов распределительной части сети. Процедура отключения нагрузки (УВ 4) выполняется после УВ1 – УВ3. Такая последовательность действий призвана снизить объем отключаемой нагрузки. УВ 5 подразумевает выполнение процедуры оптимизации. Оптимизация послеаварийного режима занимает гораздо больше времени, по сравнению со временем, необходимым на выполнение УВ1 – УВ4.

Таким образом, УВ1 – УВ4 обеспечивают быстрый контроль последствий первого возмущения для предотвращения лавины напряжения. УВ5 обеспечивает долгосрочную оптимизацию послеава-

рийного режима. Предложенные принципы управления могут быть применены к различным частям ЭЭС. Предложенная система ПАУ может быть построена на базе принципов распределенного искусственного интеллекта (ИИ) [9]. Под распределенным ИИ мы понимаем использование мультиагентных систем (МАС).

2.2. Структура МАС ПАУ

Предлагаемая МАС ПАУ обеспечивает контроль реактивной мощности, предотвращает аварийное отключение генераторов и сохраняет напряжение на шинах нагрузки в допустимых пределах.

ЭС, представленная на Рис. 5 используется для иллюстрации основных принципов предлагаемого мультиагентного подхода. Данная ЭС является частью модифицированной 24 узловой IEEE One Ares RTS-96 системы. Система разделена на две подсистемы – *Подсистема А* и *Подсистема Б*, которые соответствуют передающей и распределительной частям ЭС.

Предлагаемая МАС состоит из двух типов агентов: *Агенты Нагрузки* и *Агенты Генераторов* (см. Рис. 5). Любой агент в любой момент времени имеет доступ к следующему набору локальных данных:

- Локальные параметры режима (первичное и вторичное напряжение, перетоки активной мощности и т.д.).
- Характеристики режима работы оборудования (напряжение на выводах генератора, номер отпайки РПН трансформатора, ток возбуждения генератора и т.д.).

Любой агент в любой момент времени имеет две цели:

- Локальная цель агента заключается в поддержании локальных параметров режима и характеристик работы локального оборудования в допустимых пределах.
- Глобальная цель агента заключается в предотвращении лавины напряжения.

Для обеспечения независимой работы различных частей МАС, каждый агент должен обладать знаниями лишь о тех агентах, которые оказывают максимальное влияние на его работу. Например, Агенты Нагрузки, установленные на Шинах 101 – 103 в Подсистеме А, должны обладать достаточным набором знаний об агентах, установленных в Подсистеме Б, так как данные агенты могут оказывать существенное влияние на их работу. С другой стороны, несмотря на то, что агенты в Подсистеме Б должны обладать достаточными знаниями друг о друге, они должны знать лишь о трех агентах в Подсистеме А: Агентах Нагрузки, установленных на Шинах 101 – 130, так как только эти три агента могут повлиять на их работу. При таком распределении сведений об агентах, распределительная часть ЭС оказывает минимальное влияние на передающую часть ЭС.

2.2.1. Онтология МАС

В соответствии с требованиями стандарта FIPA, сообщения, которыми обмениваются агенты, должны содержать некоторый набор обязательных полей: отправитель, получатель, язык, онтология и т.д. Онтология – это словарь символов и их значений. Для эффективной коммуникации, как отправитель, так и получатель, должны понимать значения символов в сообщении. Онтология может включать различные элементы: действия агентов, термины, концепции и т.д. Действия агентов обозначают действия, которые могут быть выполнены некоторыми агентами. Термины – это выражения, определяющие объекты (абстрактные или конкретные), которые «существуют» в мире. Для целей разрабатываемой МАС может быть предложена следующая простая *Онтология Контроля Напряжения*:

Действия агентов:

- Увеличить Реактивную Мощность (Increase Reactive Power).
- Прекратить Увеличивать Реактивную Мощность (Stop Reactive Power Increase).
- Начать Отключение Нагрузки (Start Load Shedding).

Термины:

- Владелец (Owner).
- Уровень Напряжения (Voltage Rate).

Принципы использования *Онтологии Контроля Напряжения* будут объяснены далее.

2.2.2. Агент Генератора

Агент Генератора получает локальную информацию о величине тока возбуждения, о первичном и вторичном напряжениях на шинах подстанции, о перетоках активной мощности и о номере отпайки РПН генераторного трансформатора. Если величина тока возбуждения превышает максимально допустимое значение, Агент Генератора пытается исключить возможность отключения генератора вследствие перегрузки. Для этого он отправляет сообщения другим агентам, которые в состоянии снизить дефицит реактивной мощности в поврежденном регионе. Отправляемые сообщения используются в рамках Request Interaction протокола стандарта FIPA и включают в себя Increase Reactive Power действие агента. Диаграмма последовательности действий для Request Interaction протокола, используемого Агентом Генератора, приведена на Рис.1. Агент Генератора может использовать некоторый набор правил, который позволит ему решить, стоит ли отправлять сообщение тому, или иному агенту.

На свой запрос Агент Генератора может получить отрицательный (Refuse), либо положительный (Agree) ответ. Положительный ответ означает, что агент, принимающий участие в общении, начал увеличивать выработку реактивной мощности. Спустя некоторое время, Агент Генератора должен получить сообщение типа Inform-Done, которое включает Stop Reactive Power Increase действие.

Данное сообщение свидетельствует о завершении процесса выработки реактивной мощности сторонним агентом (см. Рис. 1).

Таким образом, Агент Генератора всегда знает, когда закончился процесс увеличения реактивной мощности в его подсистеме. Если процесс увеличения реактивной мощности закончился, но Агент Генератора все еще находится в перевозбужденном состоянии, то он начинает процедуру отключения нагрузки потребителей.

Для выполнения процедуры отключения нагрузки используется Contract Net Interaction протокол стандарта FIPA. Агент-инициатор данного протокола желает оптимизировать некоторую функцию, которая характеризует процесс отключения нагрузки. В нашей работе мы использовали функцию минимального напряжения, хотя, безусловно, данная функция может учитывать и некоторые экономические аспекты. Агент Генератора отправляет n запросов типа Call For Proposal различным Агентам Нагрузки и получает от них m предложений (proposals) и k отказов (refuses) (см. Рис. 2). Предложения содержат значение уровня напряжения на первичной стороне подстанции Агента Нагрузки. Затем, Агент Генератора принимает (ассерт) j предложений и отправляет j сообщений типа Ассерт Proposal Агентам Нагрузки с наименьшими уровнями напряжения. Агент Нагрузки, получив сообщение типа Ассерт Proposal, начинает отключать нагрузку на шинах своей подстанции до тех пор, пока первичное напряжение не повысится до определенного уровня.

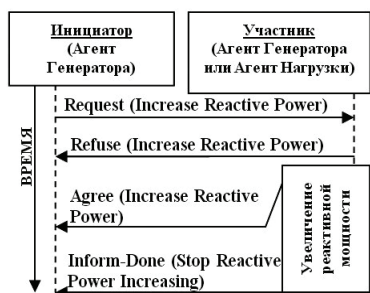


Рис. 1: Request Interaction протокол

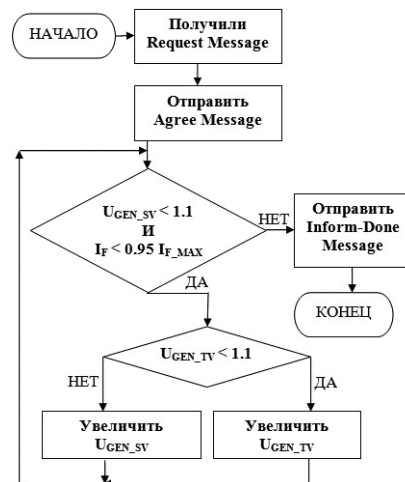
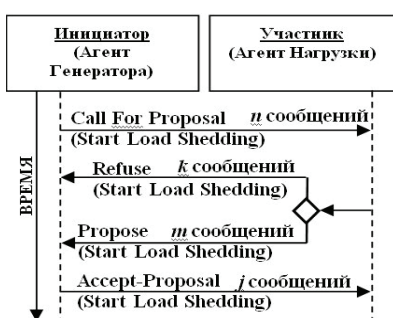


Рис. 3: Алгоритм увеличения выработки реактивной мощности

Рассмотрим теперь ситуацию, когда Агент Генератора получает запрос (request) на увеличение выработки реактивной мощности. Сначала, он анализирует режим работы генератора и если все параметры находятся в нормальных пределах, начинает увеличивать выработку реактивной мощности в соответствии с алгоритмом, приведенном на Рис. 3. Здесь $U_{\text{GEN SV}}$ – вторичное напряжение генератора, $U_{\text{GEN TV}}$ – напряжение на выводах генератора, I_F – ток возбуждения, $I_{F \text{ MAX}}$ – максимально допустимый длительный ток возбуждения.

2.2.3. Агент Нагрузки

Агент Нагрузки получает локальную информацию о первичном и вторичном напряжениях на шинах подстанции, о перетоках активной мощности и о номере отпайки РПН трансформатора нагрузки. Агент Нагрузки принимает участие в процедуре отключения нагрузки (см. Рис. 2). Он также может отключать нагрузку независимо в случае критического снижения напряжения на шинах его подстанции. Если Агент Нагрузки находится на подстанции, на которой установлен трансформатор передающей части сети, то он может принимать участие в регулировании реактивной мощности (см. Рис. 1). В данном случае, Агент Нагрузки изменяет отпайку РПН трансформатора передающей части сети до тех пор, пока первичное напряжение не снизится, или вторичное напряжение не повысится до некоторого заданного значения. Изменяя отпайку РПН трансформатора, Агент Нагрузки должен координировать свои действия с Агентами Генераторов передающей части сети.

2.3. Программная реализация MAC

Компьютерная модель предлагаемой MAC была реализована в агентной среде JADE. JADE использует возможности языка JAVA. Агенты, разрабатываемые для платформы JADE, состоят из трех основных слоев: слой сообщений (message handling layer), слой поведений (behavioral layer), функциональный слой (functional layer). Слой сообщений ответственен за отправку и получение сообщений. Слой поведений обеспечивает контроль последовательности выполнения поведений агента. Функциональный слой отвечает за действия, которые агент может выполнить.

JADE обеспечивает полный набор следующих функций: полное соответствие спецификациям FIPA; эффективная асинхронная транспортировка сообщений; простая процедура управления жизненным циклом агента; библиотека протоколов взаимодействия и т.д. Для получения дальнейшей информации о среде JADE, смотрите [5]-[7], [10].

Необходимые расчеты установившегося режима и длительных переходных процессов выполнялись в среде Matlab/PSAT [11]. Возможности языка JAVA использовались для выполнения коммуникации между средами Matlab/PSAT и JADE, Рис. 4.

Связь между средой Matlab и агентной средой JADE осуществлялась при помощи Бокс Агентов (Box Agent). Бокс Агенты представляют собой JAVA объекты, которые содержат различные структуры данных. В цикле выполнения расчета длительного переходного процесса, Бокс Агенты передают информацию о состоянии системы на каждом шаге интегрирования из среды Matlab в среду JADE. Затем, агенты в среде JADE обрабатывают информацию, полученную от Бокс Агентов, если необходимо, вырабатывают некоторый набор УВ, помещают информацию об УВ в Бокс Агенты и передают Бокс Агенты обратно в среду Matlab. Таким образом, все расчеты выполняются внутри оперативной памяти компьютера и не требуют использования жесткого диска. Такой подход существенно ускоряет процесс моделирования. Предложенная программная реализация MAC позволяет использовать возможности среды Matlab и моделировать сложное поведение агентов.

2.4. Пример расчета

2.4.1. Тестовая схема

Для проверки работоспособности предлагаемой MAC ПАУ использовалась модифицированная IEEE One Area

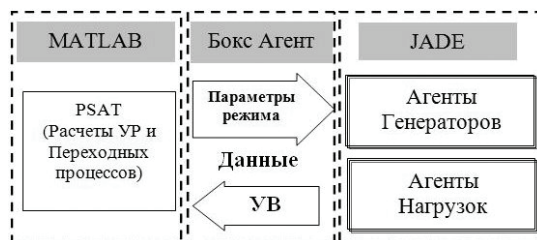


Рис. 4: Программная реализация MAC

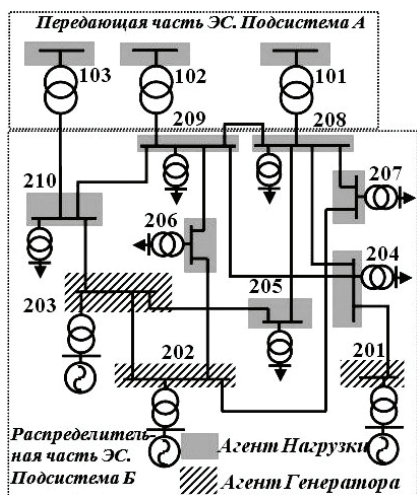


Рис. 5. Часть модифицированной IEEE One Area RTS-96 системы

Модифицированная IEEE One Area RTS-96 система содержит 42 узла. Параметры исходной 24 узловой схемы находятся в папке с тестовыми примерами системы PSAT [11]. Параметры модифицированной 42 узловой системы находятся в [13]. Для лучшего понимания процесса работы МАС, агенты были установлены лишь на шинах, изображенных на Рис. 5.

2.4.2. Возмущения

Для проверки работоспособности предлагаемого подхода, исследовалась следующая последовательность возмущений:

- 2 секунды – потеря генератора, подключенного к шине 201.
- 40 секунд – отключение линии 207–208.

2.4.3. Предварительные замечания к процессу моделирования

В процессе моделирования рассматривалось два типа систем автоматики:

- Система автоматики, основанная на традиционных принципах.
- Система автоматики, основанная на мультиагентном принципе.

Основной целью моделирования является демонстрация преимуществ мультиагентного подхода для целей контроля реактивной мощности и предотвращения отключения генераторов. По этой причине, ни одна из рассматриваемых систем не содержит децентрализованной автоматики отключения нагрузки при снижении напряжения.

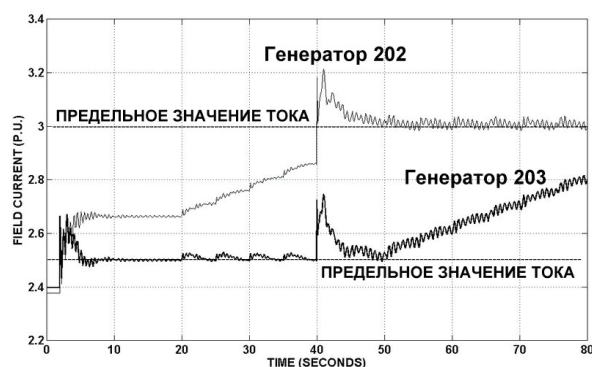
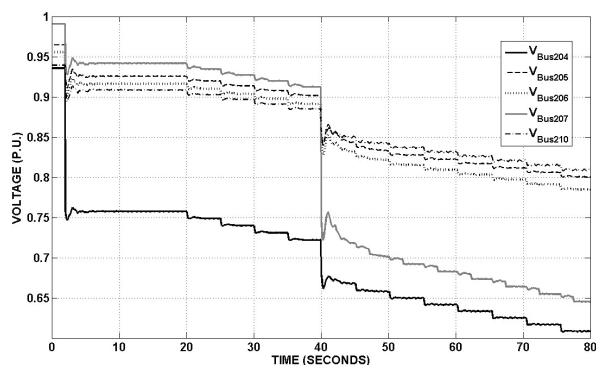
2.4.4. Автоматика, основанная на традиционных принципах

Автоматика, основанная на традиционных принципах, включает следующий набор децентрализованных устройств управления:

- Регулятор турбины и АРВ на каждом генераторе.
- Автоматика ограничения максимального длительного тока возбуждения (OXL), установленная на генераторах, подключенных к шинам 201–203. Максимальный ток возбуждения генераторов, подключенных к шинам 202 и 203, составляет соответственно 3 о.е. и 2.5 о.е. Максимальный выходной сигнал по напряжению для OXL обоих генераторов составляет 0.1 о.е. (см. [12]).
- Автоматика переключения отпаяк РПН трансформаторов на шинах 204 – 210 распределительных подстанций. Выдержки времени первого и последующих переключений отпаяк РПН составляют 20 и 5 секунд соответственно.

RTS-96 система. В исходном состоянии тестовая схема состояла из 24 узлов и не содержала динамических элементов. В течение процесса модификации в схему были внесены следующие изменения:

- Трансформаторы, установленные на шинах нагрузки распределительных подстанций, были оснащены автоматикой переключения отпаяк РПН (ULTC) (см. [12]).
- Нагрузка моделировалась статическими характеристиками с параметрами 50% по постоянному импедансу и 50% по постоянному току для активной и реактивной составляющих.
- Каждый генератор моделировался системой дифференциальных уравнений 6-го порядка и был оснащен регулятором турбины первого типа (Type I) и АРВ второго типа (Type II) (см. [12]).
- Генераторы, подключенные к шинам 201 – 203 (см. Рис. 5), были оснащены автоматикой ограничения максимального длительного тока возбуждения (OXL) (см. [12]).



Картина изменения напряжения в узлах нагрузки приведена на Рис. 6. Изменение тока возбуждения генераторов 202 и 203 приведено на Рис. 7. Изменение уставки АРВ генераторов 202 и 203 по напряжению в переходном процессе приведено на Рис. 8.

После первого возмущения, ток возбуждения 203 генератора достигает предельного значения, что приводит к снижению уставки по напряжению АРВ данного генератора. Спустя 20 секунд после первого возмущения, начинает срабатывать автоматика РПН на подстанциях распределительной части системы, что приводит к дальнейшему снижению уставки АРВ 203 генератора. 202 генератор, стараясь снизить дефицит реактивной мощности, увеличивает свой ток возбуждения. После второго возмущения, ток возбуждения 202 генератора достигает предельного значения, а ток возбуждения 203 генератора становится выше предельного значения. Уставка по напряжению АРВ обоих генераторов продолжает снижаться. В дальнейшем это приведет к отключению 203 генератора и к последующей лавине напряжения.

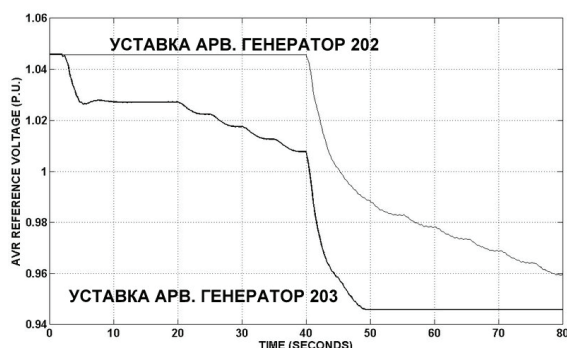


Рис. 8: Уставка по напряжению АРВ генераторов 202 и 203

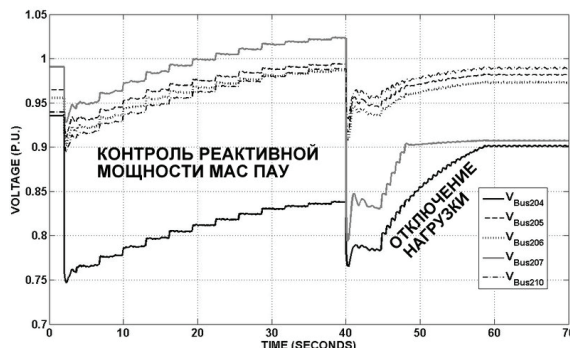


Рис. 9: Изменение напряжения в узлах нагрузки

2.4.5. Автоматика, основанная на мультиагентном принципе

Дополнительно к набору устройств традиционной автоматики, агентная автоматика включает в себя автоматику переключения отпак РПН на 101–103 шинах передающей части сети.

Пытаясь исключить возможность отключения генератора вследствие перегрузки, мультиагентная система ПАУ координирует работу локальных устройств. Картина изменения напряжения в узлах нагрузки приведена на Рис. 9. Изменение тока возбуждения генераторов 202 и 203 приведено на Рис. 10. Изменение уставки по напряжению АРВ генераторов 202 и 203 в переходном процессе приведено на Рис. 11.

После первого возмущения, ток возбуждения 203 генератора достигает предельного значения. Агент 203 генератора отправляет запросы (requests) на увеличение реактивной мощности 202 генератору и Агентам Нагрузки на 101 – 103 шинах передающей части сети. 202 генератор и Агенты На-

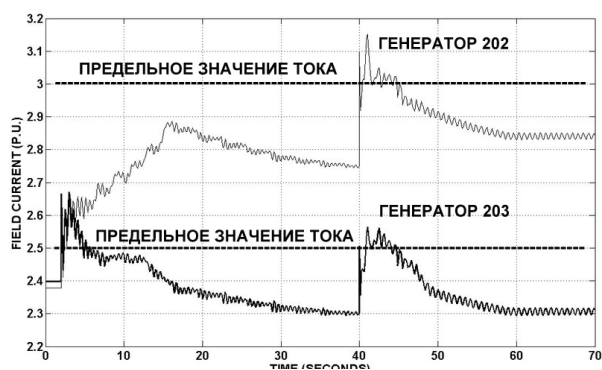


Рис. 10: Изменение тока ротора генераторов 202 и 203

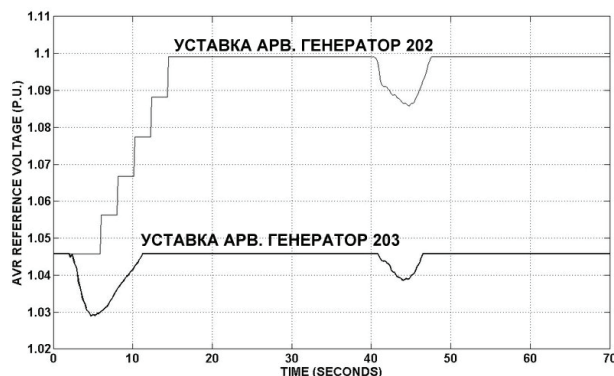


Рис. 11: Уставка по напряжению АРВ генераторов 202 и 203

грузки на 101 – 103 шинах передающей части сети пытаются снизить величину дефицита реактивной мощности внутри подсистемы. Их совместные действия приводят к снижению тока возбуждения 203 генератора. Ток возбуждения становится ниже предельного значения и уставка АРВ по напряжению 203 генератора возрастает. После второго возмущения, токи возбуждения обоих генераторов достигают предельного значения. Оба генератора отправляют запросы на увеличения реактивной мощности друг другу и Агентам Нагрузки на 101 – 103 шинах передающей части сети. В данном случае, ни один из элементов сети не в состоянии увеличить выработку реактивной мощности и генераторы получают отказы (refuses) как друг от друга, так и от агентов на 101 – 103 шинах передающей части сети. После получения отказов, генераторы мгновенно начинают процедуру отключения нагрузки. Таким образом, в течение всего переходного процесса ток возбуждения генераторов остается в допустимых пределах, что исключает возможность их отключения.

3. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Отсутствие координации устройств ПАУ в послеаварийном режиме является основной причиной возникновения лавины напряжения. Лавина напряжения приводит к крупным системным авариям. Предложенная МАС ПАУ обеспечивает контроль реактивной мощности в послеаварийном режиме путем координации различных дискретных и непрерывных устройств управления. Предложенная МАС ПАУ предотвращает возможное отключение генераторов вследствие перегрузки и поддерживает напряжение на шинах нагрузки в допустимых пределах. Эффективность предлагаемого подхода была подтверждена численным моделированием.

4. ЛИТЕРАТУРА

- [1] CIGRE Defense Plan Against Extreme Contingencies, CIGRE Task Force C2.02.24, April 2007.
- [2] W.R. Lachs, "Controlling Grid Integrity After Power System Emergencies," IEEE Trans. Power Syst., vol. 17, no. 2, pp. 445-450, May 2002.
- [3] W.R. Lachs, "Voltage Instability in Interconnected Power Systems: a Simulation Approach," IEEE Trans. Power Syst., vol. 7, no. 2, pp. 753-761, May 1992.
- [4] «The Current Set of Standard FIPA Specifications,» Available: <http://www.fipa.org/repository/standardspecs.html>.
- [5] F. Bellifemine, G. Caire, D. Greenwood, Developing Multi-Agent Systems with JADE, England: Wiley, 2007.
- [6] S.D.J. McArthur, E.M. Davidson, V.M. Catterson, A.L. Dimeas, N.D. Hatziaargyriou, F. Ponci, T. Funabashi, "Multi-Agent Systems for Power Engineering Applicationz – Part I," IEEE Trans. Power Syst., vol. 22, no. 4, pp. 1743-1752, Nov. 2007.

- [7] S.D.J. McArthur, E.M. Davidson, V.M. Catterson, A.L. Dimeas, N.D. Hatziargyriou, F. Ponci, T. Funabashi, "Multi-Agent Systems for Power Engineering Applicationz – Part II," IEEE Trans. Power Syst., vol. 22, no. 4, pp. 1753-1759, Nov. 2007.
- [8] C.W. Taylor, D.C. Erickson, "Recording and analyzing the July 2 cascading outage," Comput. Applicat. Power Syst., vol. 10, no. 1, pp. 26-30, Jan. 1997.
- [9] W.R. Lachs, "A New Horizon for System Protection Schemes," IEEE Trans. Power Syst., vol. 18, no. 1, pp. 334-338, Feb. 2003.
- [10] F. Bellifemine F, G. Caire, T. Trucco, G. Rimassa, "JADE Programmer's Guide," CSELT & University of Parma, 2000. Доступна по адресу: <http://www.jade.tilab.com/doc>.
- [11] F. Milano, "An Open Source Power System Analysis Toolbox," IEEE Trans. Power Syst., vol. 20, no. 3, pp. 1199-1206, Aug. 2005.
- [12] F. Milano, "Documentation for PSAT version 2.0.0, February 14, 2008". [13] "Modified 24 bus IEEE One Area RTS-96 test system," Доступна по адресу: http://panasetsky.net/wp-content/uploads/FILES/d_024_my.mdl.
- [13] "Модифицированная 24 узловая IEEE One Area RTS-96 система," Доступна по адресу: http://panasetsky.net/wp-content/uploads/FILES/d_024_my.mdl.

Оценка эффективности алгоритмов управления переходными режимами транзита 500 кВ Сургутские ГРЭС – ПС Тюмень – Рефтинская ГРЭС по данным системы мониторинга переходных режимов

В.А. АНДРЕЮК¹, Т.А. ГУЩИНА¹, А.Т. ДЕМЧУК², А.В. ЖУКОВ²
ОАО «НИИПТ»¹, ОАО «СО-ЕЭС»²

Россия
gushina_t@niipt.com

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Система мониторинга переходных режимов, межсистемная связь, угол между векторами напряжений, предельно допустимый режим, апериодическая устойчивость.

В настоящее время на различных объектах синхронной зоны ЕЭС/ОЭС ведется установка современных цифровых регистраторов переходных режимов, измерения которых синхронизированы по времени с помощью спутниковой системы. Эти измерения будут объединены в систему мониторинга переходных режимов (СМПР), аналогичную существующим в зарубежных энергосистемах WAMS (Wide Area Measurement System). Во многих зарубежных энергообъединениях, где существуют такие системы, ведутся научно-исследовательские работы по методам и принципам использования информационной базы WAMS для целей управления нормальными и переходными режимами сложных энергообъединений.

Использование информации о положении векторов напряжения в определяющих точках системообразующей сети ЕЭС/ОЭС, получаемой от СМПР, может позволить непосредственно контролировать близость текущего электрического режима к предельно допустимому и при выходе режима за допустимую область выдавать соответствующие управляющие воздействия на энергооборудование, подключенное к устройствам регулирования, и предупреждения оперативно-диспетчерскому персоналу. Однако в связи с определенными трудностями организации такого управления в режиме реального времени, которые обусловлены как структурой энергообъединения ЕЭС/ОЭС, так и особенностями работы СМПР, весьма важным является вопрос исследования принципиальной возможности реализации такого управления.

Анализ режимных характеристик различных межсистемных связей ЕЭС показал, что в схемах кольцевой структуры, каковыми является большинство ОЭС, на транзитных электропередачах со значительными отборами активной мощности в промежуточных узлах оказывается достаточно сложной задачей определить места установки СМПР, которые обеспечивают измерение углов между векторами напряжений, так, чтобы измеряемые углы однозначно определяли удаленность режима от предельного значения.

Проиллюстрируем это положение на примере простейшей трехузловой схемы, показанной на рис. 1.

Узел №1 представляет собой модель электростанции, работающей через чисто реактивные линии электропередачи 1-3, 1-2 и 2-3 на приемную энергосистему, моделируемую узлом № 3. В разрез одной из линий, связывающих электростанцию с системой, включена нагрузка (узел № 2), мощность которой не имеет зависимости от напряжения ($P = \text{const}$, $Q = \text{const}$). Переток мощности контролируется по сечению, отделяющему электростанцию от системы ($P_{\text{сеч}}$).

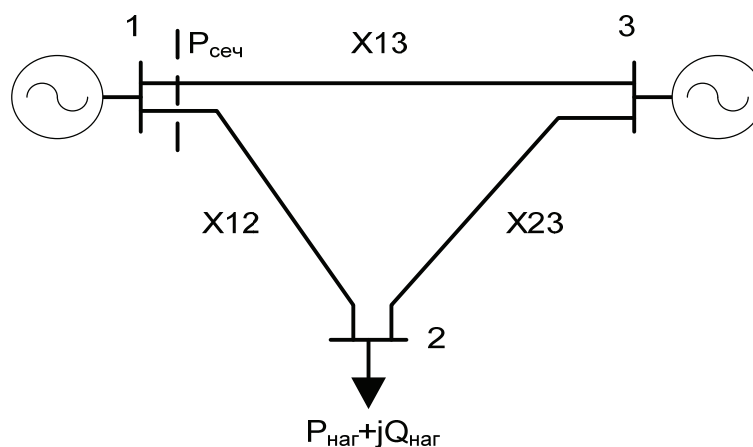


Рис. 1: Расчетная схема энергообъединения

Рассмотрим случай, когда мощность нагрузки равна нулю, а линии 1-2 и 2-3 разомкнуты. При этом схема сводится к двухмашинной схеме, объединенной линией 1-3. В этом случае переток по контролируемому сечению будет определяться общеизвестной формулой, описывающей передаваемую по линии мощность в простейшей системе:

$$P_{сеч} = \frac{U_1 U_3}{x_{13}} \sin \delta ,$$

где δ – относительный угол между векторами напряжения в узлах 1 и 3.

Очевидно, что в рассматриваемой схеме предельный по условиям аperiodической статической устойчивости переток будет достигаться при величине угла, равной 90° эл. вне зависимости от величин сопротивления X_{13} и напряжений U_1 и U_3 , что и показано в таблице 1, в которой приведены значения предельных перетоков по контролируемому сечению, полученные при различных значениях сопротивления линии X_{13} , при условии поддержания постоянства напряжения в узлах 1 и 3 ($U_1 = U_3 = 1$ о.е.).

$X_{линии}$ (о.е.)	Угол (град.)	$P_{сеч. пред.}$ (о.е.)
0.1	90	10
0.5	90	2
1	90	1

Табл. 1: Параметры простейшей схемы

Из представленной таблицы видно, что при изменении сопротивления линии в 10 раз предельный переток по сечению тоже меняется в 10 раз. При этом предельный угол остается равным 90° .

Таким образом, в двухмашинной схеме простейшего вида относительный (взаимный) угол между шинами неизменного напряжения однозначно определяет близость к режиму, предельному по условиям статической аperiodической устойчивости, и является информативным параметром, позволяющим оценить тяжесть текущего электрического режима. Для рассмотренной схемы контроль взаимного угла может оказаться более предпочтительным, чем контроль перетока, так как если рассматривать линию 1-3 как межсистемную связь, в составе которой имеется несколько параллельных линий, то в отличие от одного значения угла диспетчеру следует осуществлять контроль одного из

нескольких различных значений активной мощности, определяющихся составом межсистемной связи и направлением перетока.

Однако при усложнении рассмотренной простейшей схемы путем включения линий 1-2, 2-3 и подключения нагрузки в узле 2, информативность взаимного угла резко падает. Действительно, в этой схеме величина относительного угла между векторами напряжения в узлах 1 и 3 в предельном режиме будет являться функцией мощности нагрузки и параметров электрической сети. В таблице 2 приведены параметры 5-ти вариантов схем, для которых расчетным путем определены предельные перетоки по контролируемому сечению и соответствующие им значения относительного угла между векторами напряжения в узлах 1 и 3 (таблица 3).

№ варианта схемы	X_{12} (о.е.)	X_{13} (о.е.)	X_{23} (о.е.)
1	0.1	0.1	0.1
2	1	0.1	0.1
3	0.1	1	0.1
4	0.1	0.1	1
5	1	1	0.1

Табл. 2: Варианты параметров тестовой схемы

№ варианта схемы	$P_{наг}$ (о.е.)	$Q_{наг}$ (о.е.)	Угол (град.эл.)	$P_{сеч. пред.}$ (о.е.)
1	0	0	90	15
	0.3	0.15	90	15
	2.3	1.15	84	14.9
	3	1.5	80.4	15
2	0	0	90	10.91
	0.3	0.15	90	10.91
	2.3	1.15	88.3	10.7
	3	1.5	74.3	10.2
3	0	0	90	6
	0.3	0.15	89	6.1
	2.3	1.15	78.9	6.2
	3	1.5	73.2	6.2
4	0	0	90	10.91
	0.3	0.15	90	11.2
	2.3	1.15	90	13
	3	1.5	74.4	13
5	0	0	90	1.9
	0.3	0.15	89	1.9
	2.3	1.15	80.3	1.7
	3	1.5	68.5	1.6

Табл.3: Относительный угол между векторами напряжений в узлах 1 и 3 и переток по контролируемому сечению в предельном режиме для различных вариантов схемы

Из представленных в таблице 3 данных следует, что в симметричной схеме (вариант 1 из таблицы 2) изменение величины нагрузки практически не приводит к изменению величины предельного перетока, в то время как предельный угол при этом меняется почти на 10 град. эл. В несимметричной схеме при изменении мощности подключенной к узлу 2 нагрузки, максимальное изменение относительного угла между векторами напряжения в узлах 1 и 3 в предельном режиме составляет 24%, а изменение величины предельного перетока по сечению – 16% (вариант схемы 5). Из таблицы также видно, что при одной и той же мощности нагрузки, например $P_{наг} = 3$ о.е. $Q_{наг} = 1.5$ о.е., угол напряжения между узлами 1 и 3 в предельном режиме изменяется от 80.4° эл. до 68.5° эл. для разных вариантов схемы (относительное изменение составляет порядка 15%).

Из изложенного следует, что даже незначительное усложнение схемы энергосистемы по отношению к простейшему случаю работы станции через линию электропередачи на шины неизменного напряжения приводит к тому, что относительный угол между векторами напряжения, как показатель близости режима к предельному по условиям апериодической устойчивости, теряет свою инвариантность и начинает зависеть как от параметров сети, так и от величин промежуточных отборов мощности. Следует подчеркнуть, что величины предельного относительного угла являются функцией не только рассмотренных параметров, но зависят также от вида статических характеристик нагрузки и являются функцией напряжения в точках измерения абсолютных углов.

Таким образом, возможность использования относительного угла для оценки тяжести электрического режима в значительной степени ограничена параметрами и характеристиками схемы наблюдаемой энергосистемы: при сравнении информативности относительного угла и перетока активной мощности по сечению преимущества первого ограничиваются схемами простейшей структуры. В ряде случаев информативность этих параметров близка, а иногда контроль перетока имеет очевидные преимущества.

Приведенные результаты показывают, что возможность применения относительного угла для оценки тяжести электрического режима во многом зависит от конкретных схемно-режимных условий, характерных для тех или иных частей ЕЭС России, а точнее от того, насколько та или иная часть ЕЭС (межсистемная связь между двумя концентрированными частями энергообъединения, протяженный транзит с промежуточными отборами мощности и т.п.) может быть сведена к схеме простой структуры.

На основе сравнительного анализа поведения относительных углов и перетоков активной мощности в нескольких типичных схемно-режимных ситуациях, характерных для ЕЭС России, наиболее близкой к двухмашинному эквиваленту является схема транзита 500 кВ Сургутские ГРЭС – Тюмень – Рефтинская ГРЭС.

Для случая транзита Рефтинская ГРЭС – п/с Тюмень – Сургутская ГРЭС-1,2 рассматривались углы между вектором напряжения на шинах 500 кВ Рефтинской ГРЭС и векторами напряжений на шинах 500 кВ Сургутской ГРЭС-1 и Сургутской ГРЭС-2. Схема сети 500 кВ рассматриваемого для этого случая района ЕЭС России приведена на рис. 2, а результаты расчетов предельных режимов – в таблице 4. На рисунке пунктиром показано сечение, по которому осуществлялся контроль перетока активной мощности.

Как видно из приведенных в таблице результатов, в зависимости от траектории утяжеления режима, состава сети 500 кВ, углы между векторами напряжений в контролируемых узлах изменяются в предельных режимах в диапазоне $75-85$ град.эл., а в предельно допустимых режимах (с 20% запасом по активной мощности) в диапазоне $54-60$ град.эл. Таким образом, однозначно определить предельный режим по любому из приведенных в таблице 4 фазовых углов практически невозможно. Тем не менее, в предельно допустимых режимах фазовые углы между векторами напряжений в контролируемых точках изменяются менее значительно и принципиально позволяют оценивать приближение текущего режима транзита к предельно допустимому.

Для целей проверки эффективности использования информации об углах между векторами напряжения, получаемых от СМПП, для управления мощностью энергоблоков в переходных режимах было разработано четыре различных алгоритма управления мощностью турбоагрегатов /Л1-2/.

Алгоритм управления, предложенный ОАО «НИИПТ», предполагает использование сочетания программного и непрерывного принципов управления мощностью турбоагрегата. В его основу по-

ложен принцип двухканального регулятора мощности. Для обеспечения устойчивости переходного процесса на первом цикле качаний длительность разгрузочного импульса формируется программно (принцип 2ДО) и вводится по сигналу противоаварийной автоматики, на последующей фазе переходного процесса амплитуда и длительность управляющих импульсов формируются автоматически в соответствии с принятым законом управления и заданными уставками (исходной и послеаварийной). Входными величинами для формирования управляющего импульса на второй стадии переходного процесса являются отклонение относительного угла между векторами напряжений в заданных узлах схемы от исходного значения, частота и производная частоты напряжения на шинах 500 кВ Сургутской ГРЭС2. Для получения относительного угла используются данные, получаемые от СМПП. Частота напряжения измеряется непосредственно на шинах 500 кВ Сургутской ГРЭС2 тем же устройством (МИП), которое используется для измерения абсолютного угла напряжения.

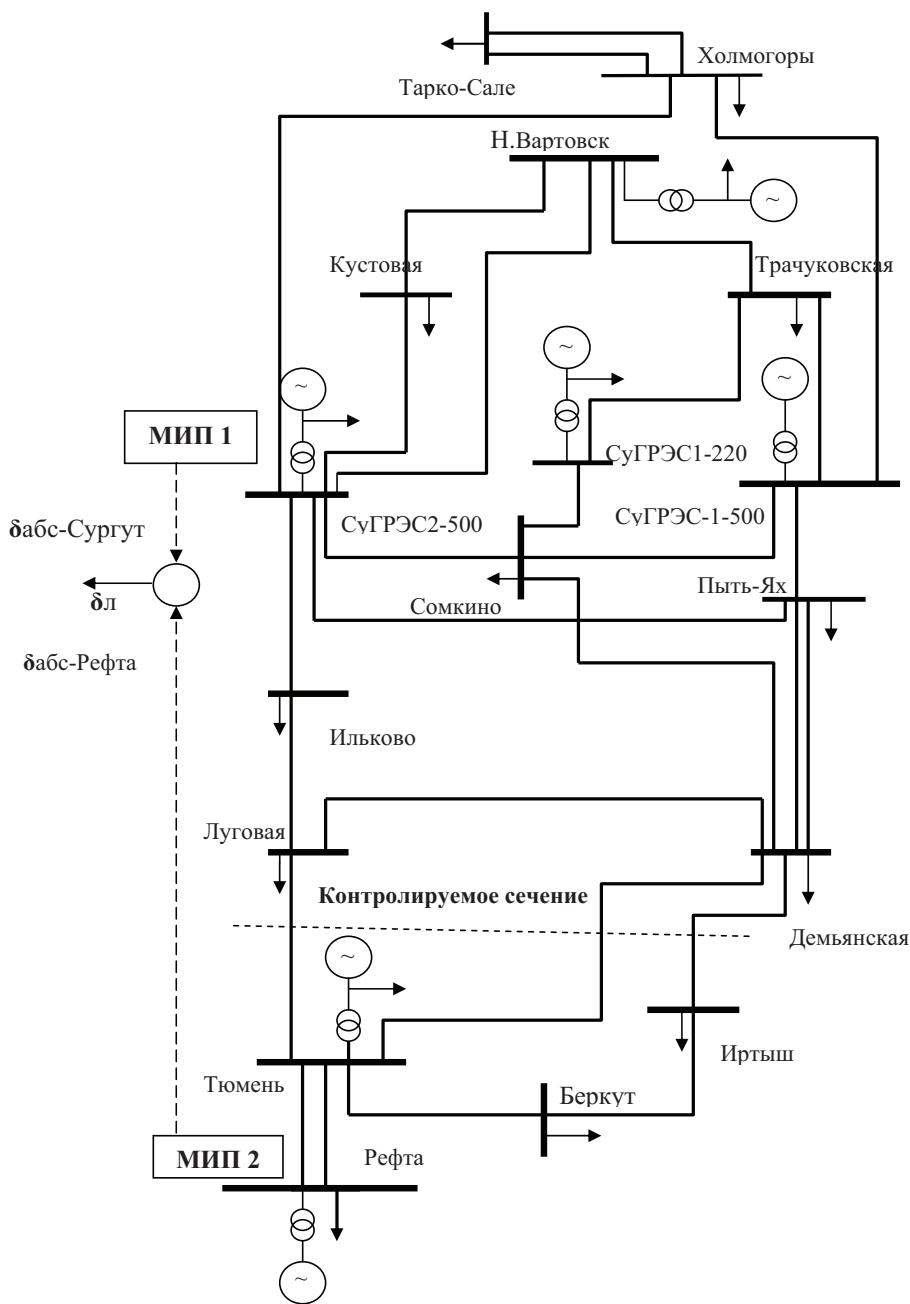


Рис. 2: Эквивалентная схема энергосистемы

В процессе проведения исследований было рассмотрено дополнение к предлагаемому закону управления, при котором через 15-20 сек. после возникновения аварийного возмущения происходит увеличение уставки по относительному углу до нового значения, соответствующего нагрузке контролируемого сечения до предельно допустимого значения в послеаварийном режиме с 8% запасом.

Переток мощности в контролируемом сечении ($P_{пр/Рдоп}$), МВт	Относительные углы напряжения в предельном и предельно допустимом режимах (град.эл.)		Состав схемы, исходный режим	Траектория утяжеления режима
	$\delta_{СГРЭС1-Реф ГРЭС}$, град.	$\delta_{СГРЭС2- Реф ГРЭС}$, град.		
2380/2000	83.2/60.1	85.2/63	Исходная схема, режим максисума нагрузок.	СГРЭС1 + СГРЭС2 + СГРЭС1-220 → РефтГРЭС
2370/2000	84.9/60.9	86.8/63.2	Исходная схема, режим максимума нагрузок	СГРЭС1 + СГРЭС2 → РефтГРЭС
2370/2000	83.6/60	86.9/63.2	Исходная схема, режим максимума нагрузок	СГРЭС1 + СГРЭС1-220 → РефтГРЭС
2230/1860	77.6/56.8	79.7/55.7	Исходная схема, режим минимума нагрузок	СГРЭС1 + СГРЭС2 + СГРЭС1-220 → РефтГРЭС
1890/1580	89/63.3	91.2/65.9	Откл. ВЛ 500 кВ Луговая-Тюмень	СУГРЭС1 + СУГРЭС2 + СУГРЭС1-220 → РефтГРЭС
1700/1415	84.8/60.6	86.8/62.6	Откл. ВЛ 500 кВ Нелым. ПП-Тюмень	
2080/1740	87.7/60.4	89.9/62.5	Откл. одна цепь ВЛ 500 кВ Тюмень-Рефта	

Табл.4: Результаты расчетов предельных режимов для транзита Сургутская ГРЭС – пс Тюмень – Рефтинская ГРЭС

На рис. 3 показан процесс при двухфазном КЗ с отключением ВЛ 500 кВ Сургут-2 – ПС Пыть-Ях, при котором на 25-й секунде включился канал, обеспечивший загрузку сечения до заданного значения. На всех приводимых ниже рисунках приняты следующие обозначения:

- $\delta_{с2-Реф}$ – относительный угол между векторами напряжений на шинах Сургутской ГРЭС2 и Рефтинской ГРЭС, измеряемый СМНР;
- U_{500-C2} –напряжение на шинах 500 кВ Сургутской ГРЭС-2;
- $U_{имп}$, $U_{упр}$ –управляющие импульсы на ЭГП турбины;
- $R_{конт.сеч.}$ –переток активной мощности в контролируемом сечении;
- N_t –момент турбины эквивалентного генератора Сургутской ГРЭС-2.

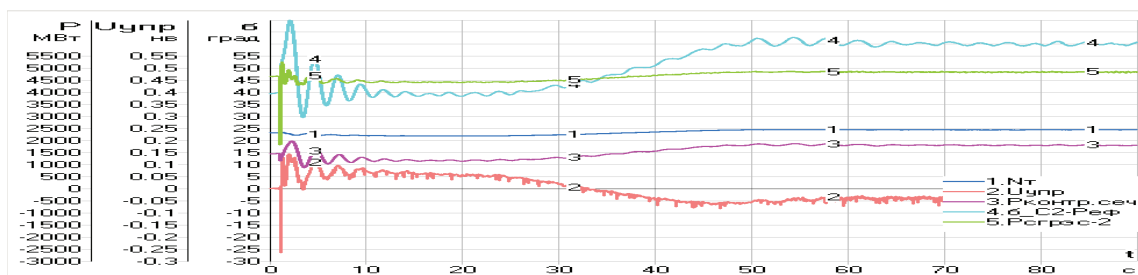


Рис. 3: 2ф КЗ на шинах 500 кВ Сургутской ГРЭС2 с отключением ВЛ 500 кВ Сургут2 – ПС Пыть-Ях с изменением загрузки генераторов Сургутской ГРЭС в послеаварийном режиме

В основу алгоритма управления моментом турбины, предложенного ВНИИЭ, положен трехканальный регулятор. Первый канал формирует разгрузочный импульс по величине сброса активной мощности генераторов Сургутской ГРЭС-2. Второй канал формирует управляющий сигнал, обеспечивающий изменение активной мощности генераторов в соответствии с изменением измеряемого угла по передаче. Третий канал предназначен для демпфирования колебаний мощности на последней фазе переходного процесса. На рисунке 4 показан переходный процесс при двухфазном КЗ с отключением ВЛ 500 кВ Сургут-2 – ПС Пыть-Ях, в котором устойчивость обеспечивается за счет использования предложенного алгоритма управления. В качестве уставки регулятора по относительному углу принимался угол между векторами напряжений в доаварийном режиме, что привело к избыточной разгрузке генераторов Сургутской ГРЭС-2 в послеаварийном режиме. На приведенной осциллограмме видно, что в системе регулирования возникают слабо затухающие колебания с амплитудой порядка 5-7% от мощности станции.

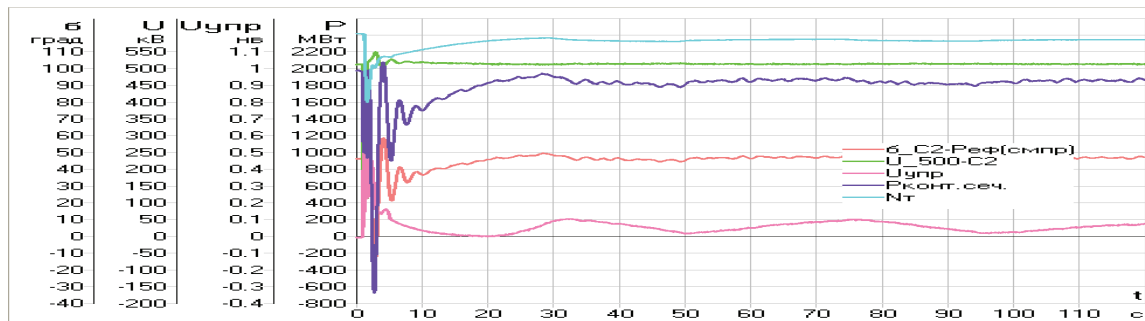


Рис.4: 2ф КЗ на шинах 500 кВ Сургутской ГРЭС2 с отключением ВЛ 500 кВ Сургут2 – ПС Пыть-Ях. Переток в по контролируемому сечению в доаварийном режиме 2000 МВт

Алгоритм, предложенный Новосибирским Государственным техническим университетом (НГТУ) предполагает включение разгрузочного импульса по факту превышения вычисленным функционалом заданной уставки. Величина разгрузочного импульса всегда принимается максимальной – 4 нВ. Интенсивность воздействия при таком подходе определяется длительностью импульса, которая в свою очередь является функцией режимных параметров. Управление на ЭГП вводится в том случае, когда предложенный функционал достигает заданной уставки, величину которой необходимо подбирать экспериментальным путем. В процессе исследований разгрузочный импульс дополнен экспоненциальной составляющей, которая обеспечивает разгрузку контролируемого сечения до заранее определенного значения. На рисунке 5 показан переходный процесс при двухфазном КЗ с отключением ВЛ 500 кВ Сургут-2 – ПС Пыть-Ях, в котором устойчивость обеспечивается за счет использования предложенного НГТУ алгоритма управления.

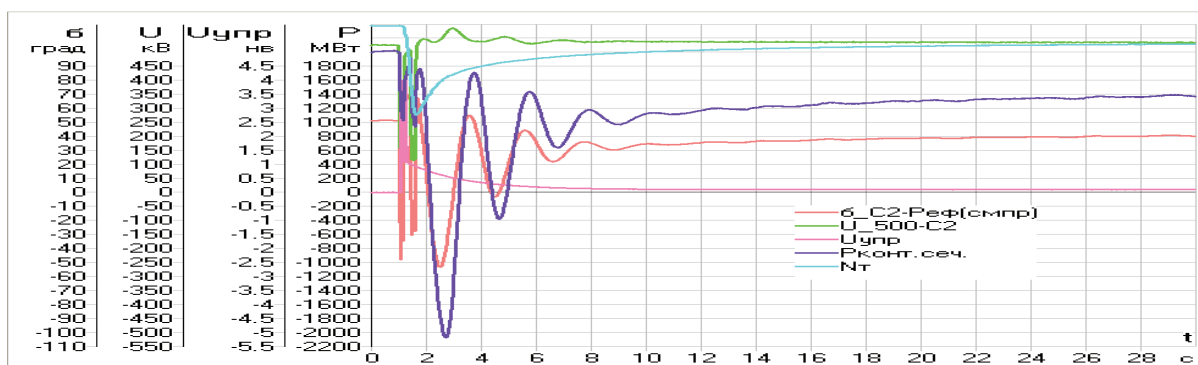


Рис.5: 2ф КЗ на шинах 500 кВ Сургутской ГРЭС2 с отключением ВЛ 500 кВ Сургут2 – ПС Пыть-Ях. Переток в контролируемом сечении в доаварийном режиме 2000 МВт

Алгоритм А.В.Короткова предполагает формирование управляющего воздействия в темпе переходного процесса по параметрам переходного процесса, измеряемым от СМПР. В доаварийном режиме коэффициенты регулирования принимаются такими, чтобы не допускать воздействий на турбину. По факту возникновения аварийного возмущения (например по сигналу от ПА) вводится форсированный сигнал от контура регулирования, который обеспечивает разгрузку турбины на начальной стадии переходного процесса. Однако при заданной автором структуре закона регулирования в системе регулирования турбиной возникают автоколебания, сопровождающиеся разгрузкой турбоагрегатов в послеаварийном режиме. На рисунке 6 показан переходный процесс при двухфазном КЗ с отключением ВЛ 500 кВ Сургут-2 – ПС Пыть-Ях, в котором устойчивость обеспечивается за счет использования алгоритма управления, предложенного А.В.Коротковым.

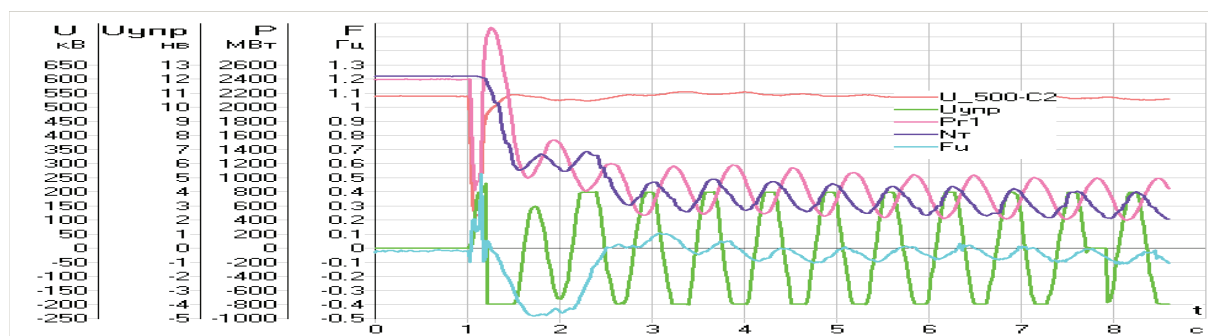


Рис. 6: 2ф КЗ на шинах 500 кВ Сургутской ГРЭС2 с отключением ВЛ 500 кВ Сургут2 – ПС Пыть-Ях. Переток в контролируемом сечении в доаварийном режиме – 2000 МВт

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом можно констатировать, что использование СМПР в контуре регулирования момента турбины эффективно лишь на этапе коррекции мощности турбоагрегата при подходе к послеаварийному режиму для обеспечения максимальной выдачи мощности в послеаварийной схеме с минимальным запасом по условиям устойчивости. Все предложенные алгоритмы требуют доработок как в части формирования управляющих импульсов, так и в части выбора величины уставок по углу в послеаварийных режимах. Выбор критерия, по которому определяется уставка по углу в послеава-

Москва, 7–10 сентября 2009 г.

рийном режиме, является самостоятельной задачей, которая в рамках проведенных исследований ни одним из авторов предложенных алгоритмов не была рассмотрена. В том случае, когда в качестве уставки по углу принимается уставка в доаварийном режиме, все предлагаемые законы управления приводят к некоторой избыточности разгрузки контролируемого сечения.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Алгоритмы прямого цифрового управления установившимися и переходными режимами энергосистемы по данным системы мониторинга переходных режимов. Отчет ОАО «НИИПТ». СПб.: ОАО «НИИПТ», 2007.
- [2] Разработка алгоритма управления установившимися и переходными режимами энергосистемы по данным системы мониторинга переходных режимов. Москва, филиал ОАО НТЦЭ «ВНИИЭ», 2007.

Моделирование модуля измерения фазоров электрических величин (PMU) и его применение для мониторинга устойчивости энергосистем

H. KANG¹, V. CVOROVIC², C. MYCOCK²
AREVA ART (T&D, UK)¹, AREVA SAS (T&D, UK)²

Великобритания
harmeet.kang@areva-td.com

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Модуль измерения фазоров электрических величин (PMU), устойчивость системы, Моделирование

1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящей статье обсуждается применение модулей измерения фазоров (векторов) электрических величин для выявления аномалий энергосистем. Внимание сосредоточено на использовании инструмента моделирования PMU для получения информации, сопровождающей нарушение устойчивости из имитационных моделей энергосистем, а также реальных зарегистрированных файлов COMTRADE.

В статье описывается новый инструмент, разработанный специально для моделирования измерений с помощью PMU на персональном компьютере, чтобы понять влияние значений времени действия фильтра и частоты передачи данных на информацию, которая может быть собрана из измерений с помощью PMU. Представлены также результаты применения этого нового инструмента и выводы, сделанные на основании этого. Новый инструмент также предоставляет средство для тестирования и изучения решений в режиме офф-лайн до того, как они будут фактически развернуты.

Использование приложений моделирования позволяет производить тестирование реальных физических систем (Ethernet) для оценки информационной нагрузки и задержки распространения данных PMU для нескольких конфигураций устройств без необходимости внесения сложных изменений в физические устройства.

2. СИНХРОНИЗИРОВАННЫЕ ИЗМЕРЕНИЯ

Постоянное расширение электрических сетей делает затруднительным прогнозирование и предупреждение непредвиденных обстоятельств. Это имеет место, главным образом, вследствие нерегулируемого рынка электроэнергии, недостаточного инвестирования сетей электропередачи и генерирования энергии с помощью растущего числа возобновляемых, но менее прогнозируемых ветровых источников энергии. Большое количество отключений электроэнергии в недавнем прошлом привели к тому, что электроэнергетика во всем мире стала намного более осведомленной в вопросе необходимости широкого мониторинга и контроля энергосистем. Одним из основных требований для достижения этой цели является наличие общей базы отсчета. Элементы технологий, которые представляют собой основу для осуществления нового широкомасштабного мониторинга и контроля, включают:

- GPS (Глобальная система позиционирования)
- Связь через Ethernet

Этим новым типом измерительного устройства является модуль измерения фазовых электрических величин (PMU).

Определение «Синхронизированного фазора»

Фазор электрической величины — это комплексное число, используемое для представления основной частотной составляющей напряжения или тока, измеряемого согласно общему отсчету времени (GPS). Этот общий отсчет времени не зависит от географического положения измерительного устройства.

Все измерения выполняются с использованием одного импульса синхронизации в секунду (1 имп/с) в качестве опорного сигнала (в соответствии с требованиями IEEE C37.118). Этот импульс частотой 1 имп/с может подаваться от любого внешнего источника (например, GPS) при условии, что его точность соответствует требованиям.

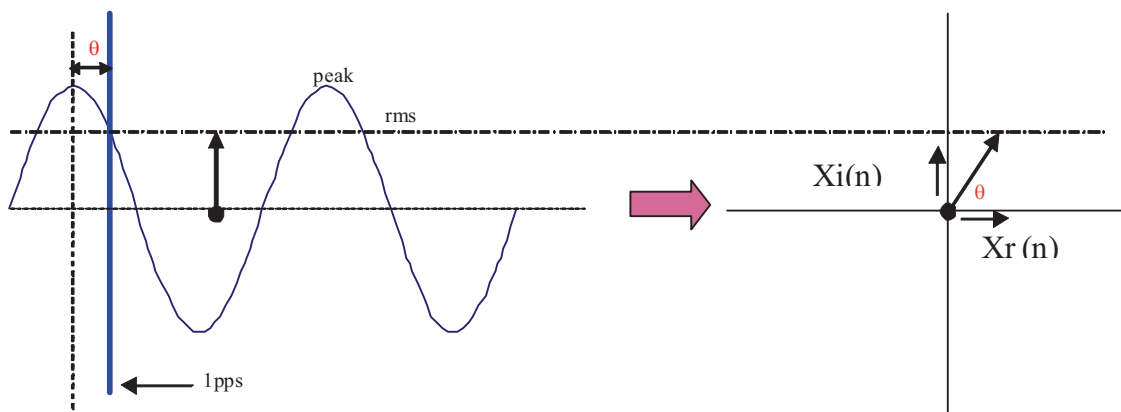


Рис. 1: Измерение фазора по отношению к общему опорному сигналу

Результатом измерения является вектор X (синхронизированный фазор электрической величины) согласно указанному ниже:

$$X = X_r + jX_i$$

$$X = (X_m / \sqrt{2}) e^{j\theta}$$

где X_m — это максимальная величина отфильтрованного синхронизированного вектора, а θ — это фазовый угол относительно функции косинуса при номинальной частоте. В IEEE C37.118 указано, что угол θ равен 0 градусов, когда с импульсом GPS совпадает максимум измеряемого сигнала, и -90 градусов, если с импульсом GPS совпадает момент пересечения нуля в положительном направлении.

На рис. 1 показано такое преобразование, где $X_i(n)$ и $X_r(n)$ представляют вещественную и мнимую отфильтрованные среднеквадратические части фазора в конкретный момент времени, а θ — это фазовый угол в соответствии со Справочной литературой [1]. Измеренный угол передается по каналу связи в диапазоне от $-\pi$ до $+\pi$ радиан.

Главным требованием является точность измеренного фазора. В справочной литературе [1] полная допустимая погрешность вектора (TVE) для статических условий при номинальной частоте определяется как

$$TVE = \sqrt{\frac{(X_r(n) - X_r)^2 + (X_i(n) - X_i)^2}{X_r^2 + X_i^2}}$$

где $X_r(n)$ и $X_i(n)$ — это измеренные вещественная и мнимая части фазора, а X_r и X_i — это эталонные значения. Точность такого измерения варьируется в зависимости от амплитуды и частоты входного сигнала.

3. БАЗОВАЯ АРХИТЕКТУРА PMU

Выборки входных значений напряжения и тока собираются с помощью АЦП (аналогово-цифрового преобразователя) со скоростью 48 выборок за цикл, но независимо от входного сигнала 1 имп/с. Интервал выборок регулируется хорошо отработанным алгоритмом отслеживания частоты для того, чтобы динамически реагировать на изменения частоты системы. Данные посылаются в процессоры для обработки результатов измерения, которые синхронизированы GPS (по IRIG-B) и обеспечивают синхронные измерения фазора. Кроме этого, связной процессор управляет передачей данных через Ethernet. На рис. 2 ниже показана базовая архитектура PMU. Синхронизированные результаты измерений передаются на устройство более высокого уровня через Ethernet (TCP или UDP).

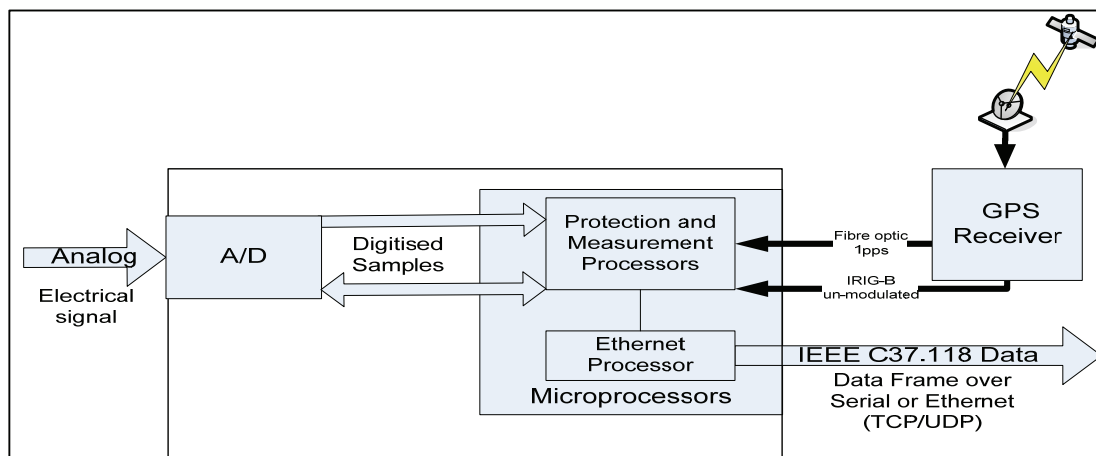


Рис. 2: Архитектура измерения фазора

Окно измерения центрировано относительно входного сигнала GPS, который соответствует UTC (Единое мировое время). Окно измерений может быть таким, как показано ниже (рис. 3), с 24 выборками, взятыми перед приходом импульса GPS, и 24 выборками, взятыми после этого. Любой сдвиг фаз между центром окна и импульсом GPS, который может составлять до половины интервала выборки, принимается во внимание с использованием внутренних часов центрального процессора (CPU) частотой 37.5 МГц, а к отфильтрованному результату применяется компенсация. Устройство PMU также генерирует внутри каждые 20 мс опорную метку времени (если номинальная частота равна 50 Гц) для проведения измерений до прихода следующего импульса GPS.

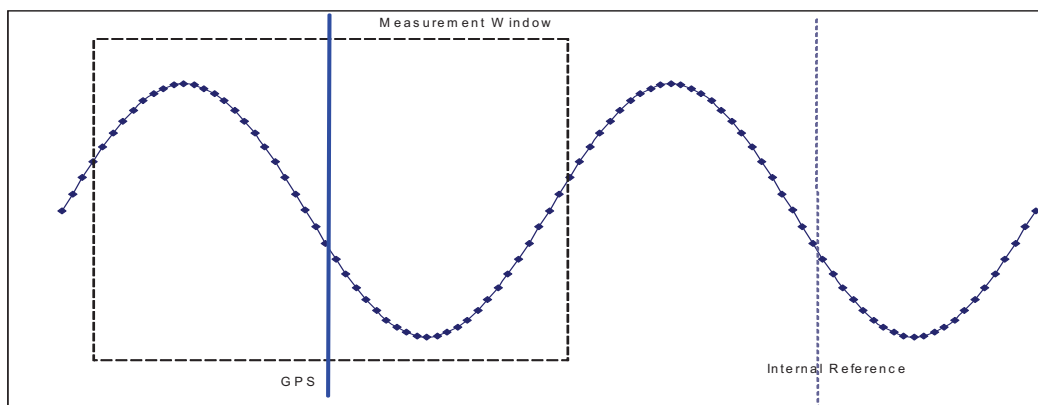


Рис. 3: Окно измерения

Дополнительная компенсация

В дополнение к компенсации при сдвиге фаз между центром окна и входным сигналом GPS необходимо учитывать дополнительные задержки. Необходимо компенсировать характеристики трансформаторов тока и напряжения наряду с задержкой по фазе фильтра гармоник.

Требуются два вида компенсации, динамическая и постоянная. Динамическая компенсация необходима для тех задержек, которые изменяются в зависимости от частоты и амплитуды приложенного сигнала, но которые, как правило, являются линейными, а коэффициенты компенсации можно рассчитать для охвата диапазона действия. Это относится к ранее упомянутым фильтрам гармоник и измерительным трансформаторам.

Кроме указанных переменных задержек, могут иметь место и постоянные задержки при взаимодействии аппаратных и программных средств, например, задержка в аналогово-цифровом преобразователе (А/Д) при обработке всех каналов. Она, как правило, является постоянной, и к измерению может быть применена компенсация.

Отслеживание частоты определяет ошибки фазовых углов вследствие фильтрации путем варьирования скорости выборки таким образом, чтобы длина окна всегда равнялась одному циклу независимо от частоты системы.

На рис. 4 показано изменение полной погрешности вектора (TVE) при изменении амплитуды и частоты приложенного сигнала.

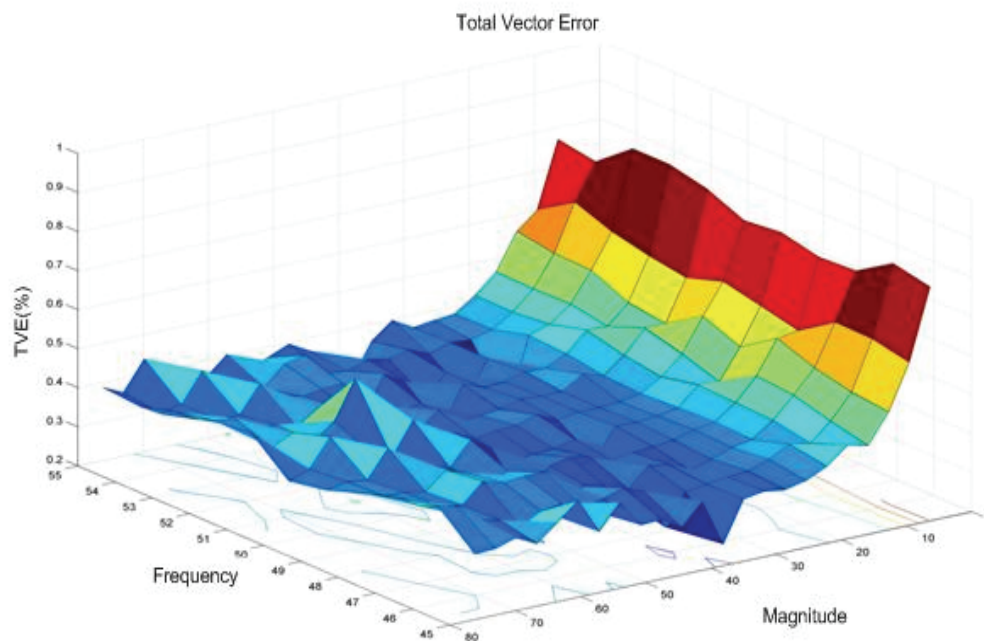


Рис. 4: Вариация TVE при изменении амплитуды и частоты

4. МОДЕЛИРОВАНИЕ PMU

Существует несколько аспектов моделирования данных PMU. Во-первых, необходим Пользовательский интерфейс, чтобы дать возможность пользователю сопоставлять нормальные и аномальные состояния системы. Чтобы полностью освободиться от зависимости от какого-либо моделирующего программного средства, в качестве базовой исходной точки были выбраны файлы COMTRADE. Пользовательский интерфейс позволяет пользователю выбрать любую точку (время) в качестве точки синхронизации (входного сигнала GPS), а также выбрать любые сигналы из файла в качестве доступных каналов для данной системной шины. Необходимо также, чтобы пользователь назначил адрес и порт сети так, как это было бы сделано для реального PMU.

На рис. 5 показан базовый пользовательский интерфейс. Таким образом, несколько PMU может быть создано путем выбора файлов, которые представляют фактические записи из различных узлов в реальной системе или файлов COMTRADE, созданных из имитационных моделей системы. Существует также опция циклического повторения данных COMTRADE для более длительного анализа.

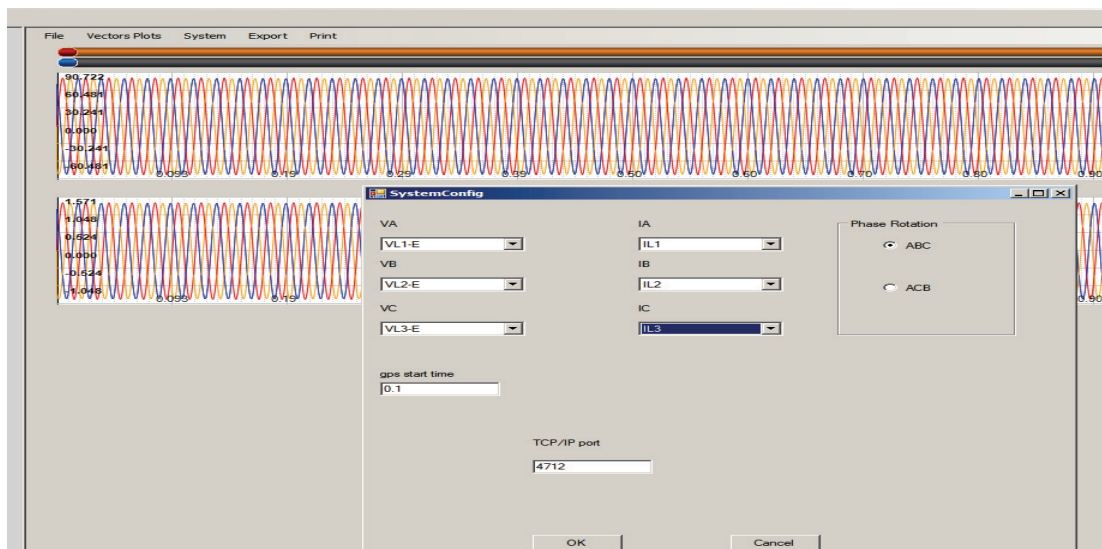


Рис. 5: Пользовательский интерфейс моделирующего блока

Другой нетривиальный аспект заключается в необходимости убедиться в том, что моделирующий блок будет вести себя точно так же, как реальное PMU в пределах некоторого допущения, когда метки времени получены из поля времени в микросекундах в файлах COMTRADE.

На рис. 6 показано измерение напряжения фазы A с помощью PMU, когда указывается, что входной сигнал GPS происходит при 0.1 секунды в файле точно тогда, когда пересечение нуля в положительном направлении происходит на этой фазе, а моделирующий блок правильно показывает фазовый угол равным 270 градусам (-90).

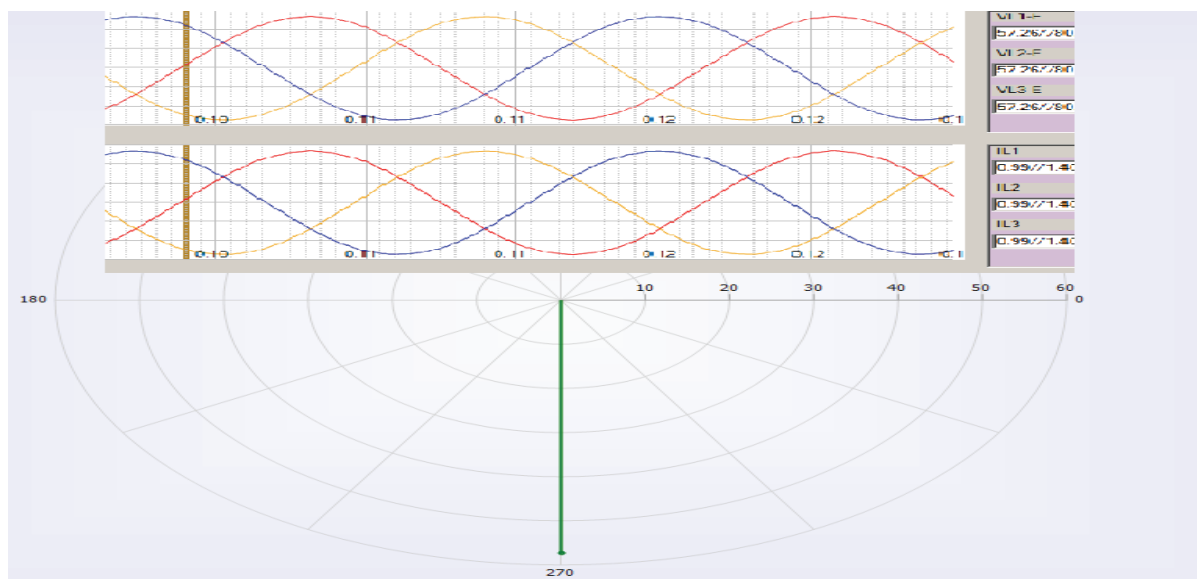


Рис. 6: Измерение с помощью моделирующего блока

Архитектура

Драйвер PMU обеспечивает моделирование измерения PMU на прикладном уровне, преобразование порции информации на уровне презентации и предоставление возможностей сервера (на уровне сеанса) через TCP или UDP. Драйвер предназначен для того, чтобы имитировать работу одиночного PMU, однако позволяет моделировать и несколько PMU на одной вычислительной машине, при этом контроль осуществляется из одного приложения. Драйвер также предоставляет возможности моделирования передачи данных PDC (концентратор данных о фазорах), содержащих данные нескольких PMU. Реализация является многопоточной, чтобы полностью использовать преимущества многоядерной технологии, которые являются общими при современных настольных и переносных вычислительных машинах. Потенциальные опции моделирования приведены на диаграмме ниже (см. рис. 7).

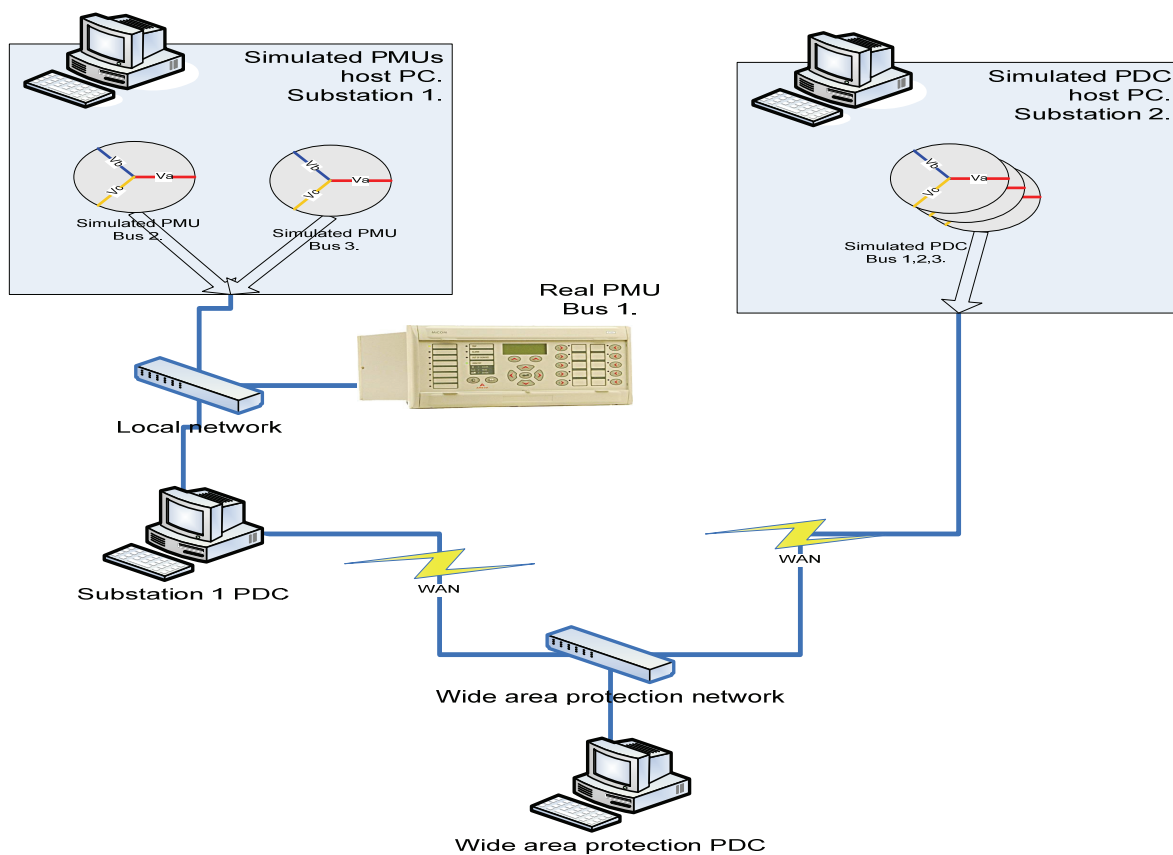


Рис. 7: Потенциальные приложения Моделированных устройств PMU и PDC

5. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДАННЫХ PMU

Угловая неустойчивость

Был выбран типичный случай угловой неустойчивости, в котором тяжелые условия системы привели к нескольким проскальзываниям полюсов. В этом случае, небольшой генератор выпадает из синхронизма с намного более крупной системой.

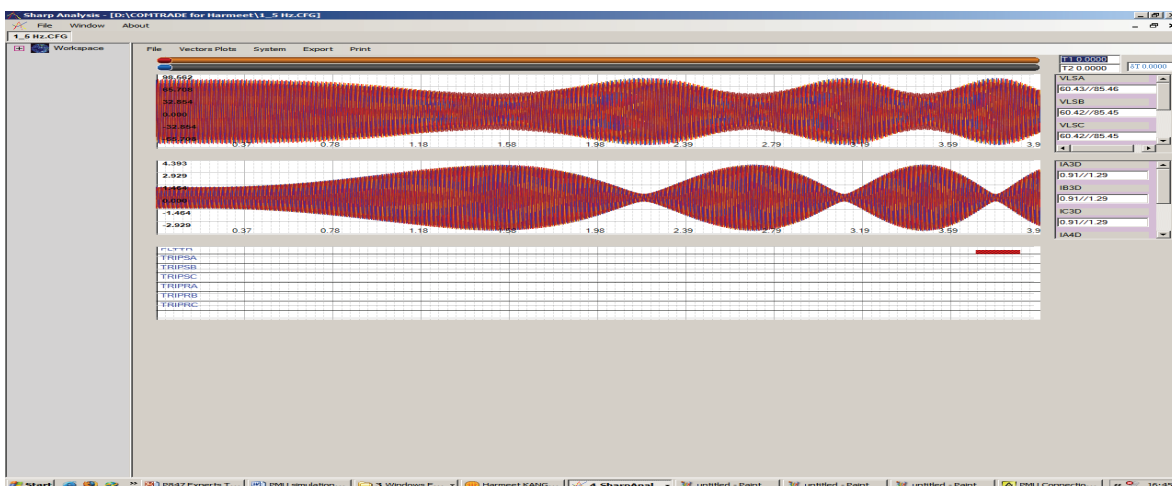


Рис. 8: Проскальзывание полюсов в файле COMTRADE

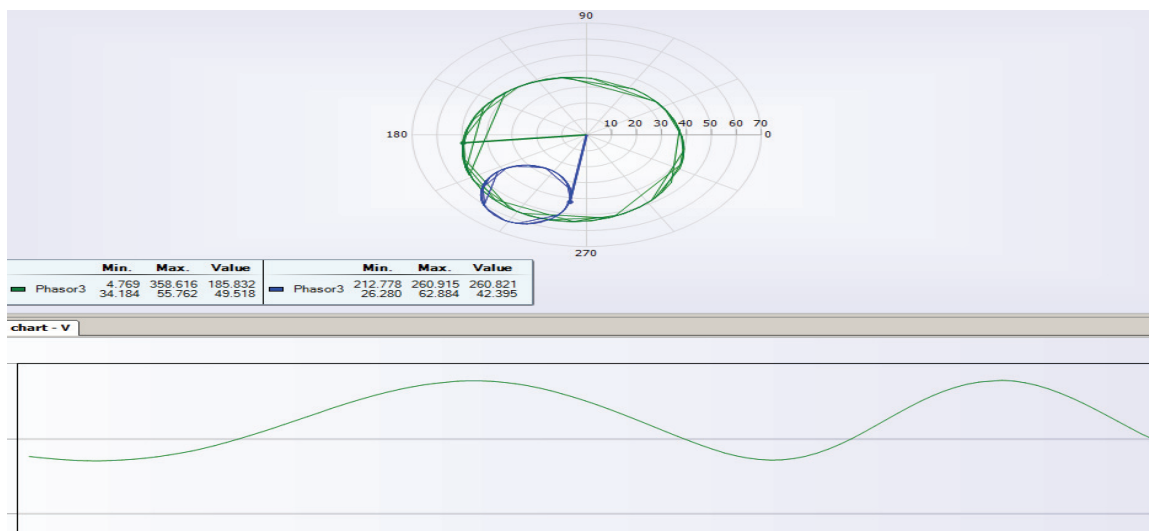


Рис. 9: Данные PMU с обоих концов

На рис. 8 и 9 показаны собранные данные выборки и выходной сигнал PMU. В верхней половине рисунка 9 показаны два вектора напряжения, при том что небольшой генератор демонстрирует большие угловые отклонения (проскальзывания) по сравнению со сравнительно небольшими отклонениями в более крупной системе.

На нижней половине показан профиль напряжения более слабой системы во время проскальзывания, который мог бы быть получен с помощью PMU на этой шине.

Детектирование слабого сигнала

На рис. 10 показаны данные PMU, полученные из двух узлов, которые находятся на некотором расстоянии друг от друга после возмущения в системе 765 кВ. На обоих концах демонстрируется колебательный режим. Анализ форм колебаний, проведенный по данным PMU, может идентифицировать общие (межсистемные) моды колебания (рис. 11).

В этом случае колебание умеренно гасится, и система быстро стабилизируется. Но измерения предоставляют возможности для повышения устойчивости системы за счет более тонкой настройки устройств регулирования в энергосистеме.

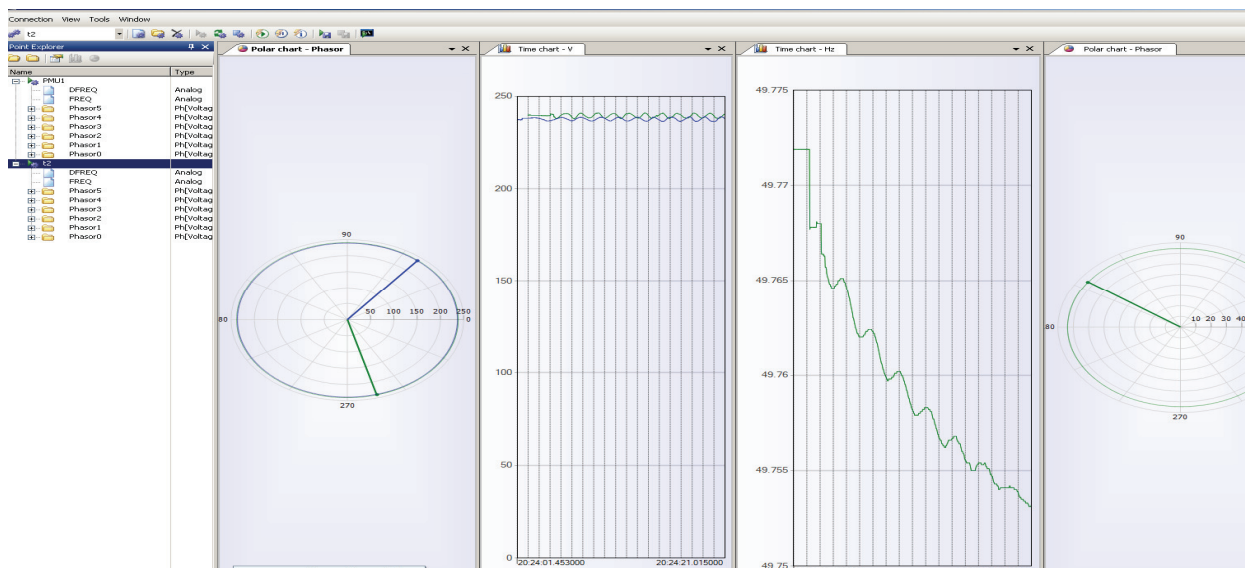


Рис. 10: Эффект незначительного снижения генерации в большой энергосистеме зафиксирован двумя РМУ (это регистраторы или иначе - фазоры) на расстоянии 400 км

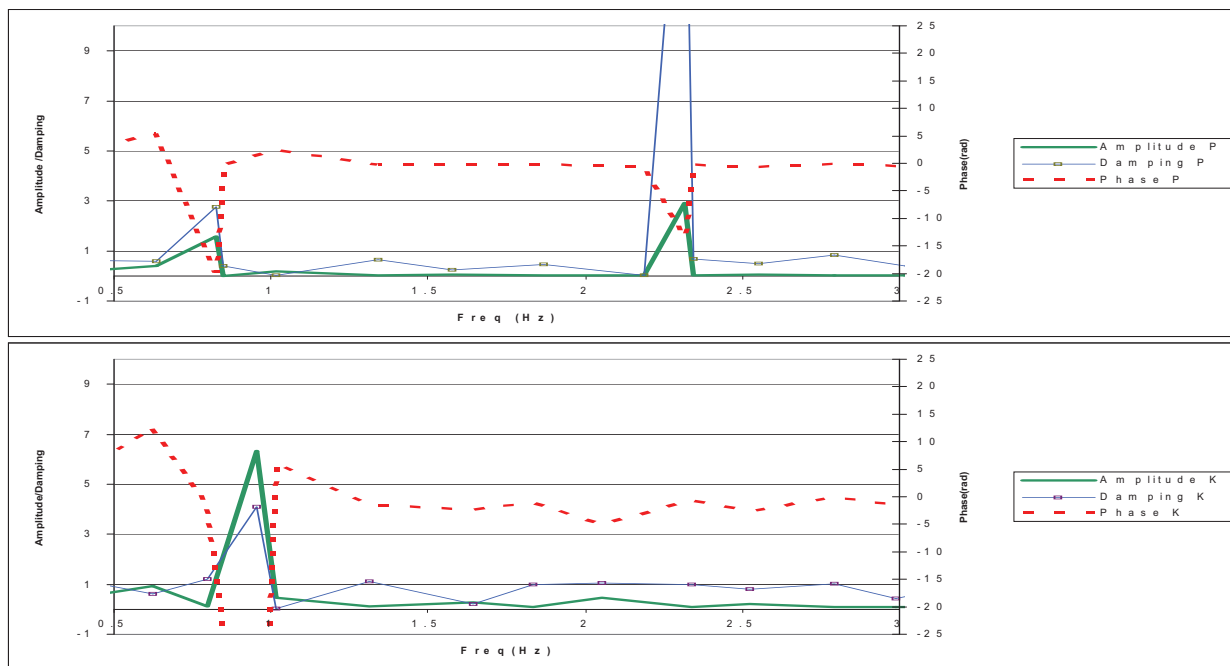


Рис. 11: Анализ форм колебаний может использоваться для регулирования Устройств стабилизации энергосистемы

6. ВЫВОДЫ

Использование моделирования РМУ дает дополнительные возможности для разработчиков систем ПА, которые ищут способы повышения устойчивости систем с помощью глобального анализа. Эти возможности включают в себя:

- Анализ реальной сети без необходимости использования фактической аппаратуры РМУ. Он предоставляет важную информацию о загрузке и задержке распространения сигнала, особенно когда данные проходят через инфраструктуры связи третьей стороны.
- Возможности в области функционального тестирования РДС (устройства накопления данных фазоров) с использованием заранее определенного набора контрольных данных, позволяющие более быстро производить оценку способности РДС в области синхронизации данных, выполнения повторной выборки и передачи данных на устройство более высокого уровня, причем все это без реальных входных сигналов энергосистемы.
- Возможность тестирования новых алгоритмов ПА на основе реалистичных входных данных в условиях неустойчивости передачи данных без необходимости в сложной конфигурации системы.
- Сокращение времени и стоимости тестирования.

Анализ повреждений в системе при использовании осциллограмм от устройств релейной защиты и регистраторов аварийных событий – сегодня и завтра

**H.-J. HERRMANN, Siemens AG,
Energy Automation
Германия**

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Цифровая релейная защита, регистратор аварийных событий, анализ повреждений, качество электроэнергии

АННОТАЦИЯ

В данной статье приведено описание метода анализа повреждений в системе на конкретном примере. Информация, которая была доступна для этой цели, была получена из файлов с данными, полученными от устройств защиты и автономных регистраторов. При использовании данной информации и выполнении дополнительных вычислений может быть подтверждено предположение о возникновении КЗ в той или иной точке системы. В частности, осциллограммы повреждений, полученные от устройств защиты присоединений, с одной стороны, послужили для объяснения причины излишней работы дифференциальной защиты трансформатора, и, с другой стороны, позволили упростить поиск места повреждения в первичной системе.

Вторая часть данной статьи посвящена возможным усовершенствованиям системы. С технологической точки зрения, повышение вычислительной способности микропроцессоров и увеличения объема памяти – неоспоримые факты. Современные возможности выполнения обмена данными также являются достаточно мощным инструментом. Указанное обуславливает справедливый вопрос: какие функции можно реализовывать при использовании цифровых устройств релейной защиты? В статье приводятся рассуждения и на этот счет.

1. ВВЕДЕНИЕ

Для обеспечения высокой степени готовности обеспечения электроснабжения необходимо быстрое выполнение анализа повреждений, возникающих в системе. Это стало еще более очевидным с развитием рыночных отношений в электроэнергетике. Сообщения, предоставляемые устройствами защиты, наряду с подробными отчетами о повреждениях, предоставляют возможность быстрого принятия решений. Процесс анализа повреждений может быть автоматизирован. Данные от устройств защиты и автономных регистраторов аварийных событий (сообщения и осциллограммы) передаются на центральный компьютер, где при известных положениях коммутационных аппаратов на объекте, определяется вид повреждения. На компьютере отображается наименование поврежденного объекта (например, линия XY), вид КЗ (например, междуфазное КЗ L1-L2), а также результаты работы функции определения места повреждения (ОМП) в случае, если КЗ произошло на линии электропередачи. Для точного определения места повреждения необходимо наличие осциллограмм со всех концов защищаемого узла, а также необходима синхронизация осциллограмм и наличие параметров линии электропередачи (удельное сопротивление на километр). Автор [1] был первым в развитии подходов к ОМП.

Однако ситуация отличается от описанной при возникновении сложных видов повреждений. Оказывается доступной перечисленная выше информация, однако при использовании автоматического анализа не предоставляется возможным получить точную информацию о поврежденном объекте и

месте возникновения повреждения. В данном случае необходимо выполнение анализа повреждения в системе специалистом.

На практике может быть использовано два источника информации. Это, с одной стороны, цифровые устройства защиты, а с другой – цифровые регистраторы аварийных событий. Последние применяются в выбранных узлах энергосистемы, где установлены электромеханические или аналоговые статические устройства защиты.

На примере реального случая – срабатывания дифференциальной защиты трансформатора после возникновения однофазного КЗ в энергосистеме – представляется описание метода для анализа повреждений в энергосистеме.

2. АНАЛИЗ ПОВРЕЖДЕНИЯ – СРАБАТЫВАНИЕ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРА

2.1 Исходные данные

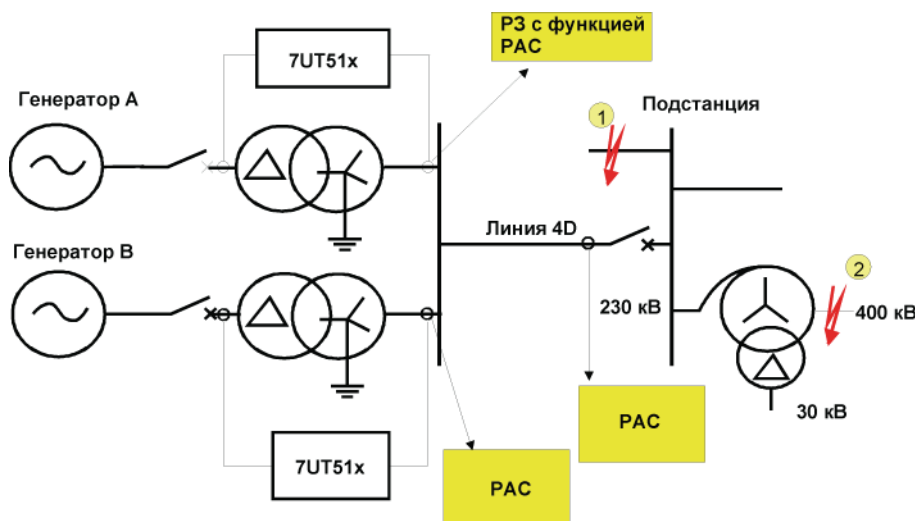


Рис. 1: Конфигурация системы, точки КЗ

На станции было несколько случаев срабатывания дифференциальной защиты трансформатора в режиме без внутреннего КЗ. В этот же момент времени в сетях 230 кВ и 400 кВ имели место однофазные КЗ, возникавшие в результате ударов молнии.

Конфигурация системы и точки возникновения КЗ показаны на рис. 1.

После возникновения однофазного КЗ (точка 1) на линии электропередачи 230 кВ, произошло правильное срабатывание (отключение линии) дистанционной защиты на электромеханической элементной базе. Кроме того, произошло срабатывание дифференциальной защиты на генераторе В, что, в конечном счете, привело к отключению обоих генераторов. Оценка осциллограмм, полученных от цифрового устройства дифференциальной защиты трансформатора, показала, что работа защиты была правильной; исходя из зафиксированных токов, устройство защиты должно было сработать (см. рис. 2).

Результаты испытаний показали, что с устройством дифференциальной защиты все было в порядке. За возможную причину срабатывания защиты было принято возникновение КЗ в системе. Доступной информации оказалось недостаточно для доказательства данного предположения. Неиспользованные входы доступных автономных регистраторов аварийных событий были использованы для выполнения измерений в точках, указанных на рис. 1. Затем было ожидание следующего КЗ в системе, которым стало однофазное КЗ в сети 400 кВ (точка 2 на рисунке). Реакция защиты была той

же самой. Защита присоединения сработала правильным образом, а также произошло срабатывание дифференциальной защиты, однако на этот раз на генераторе А.

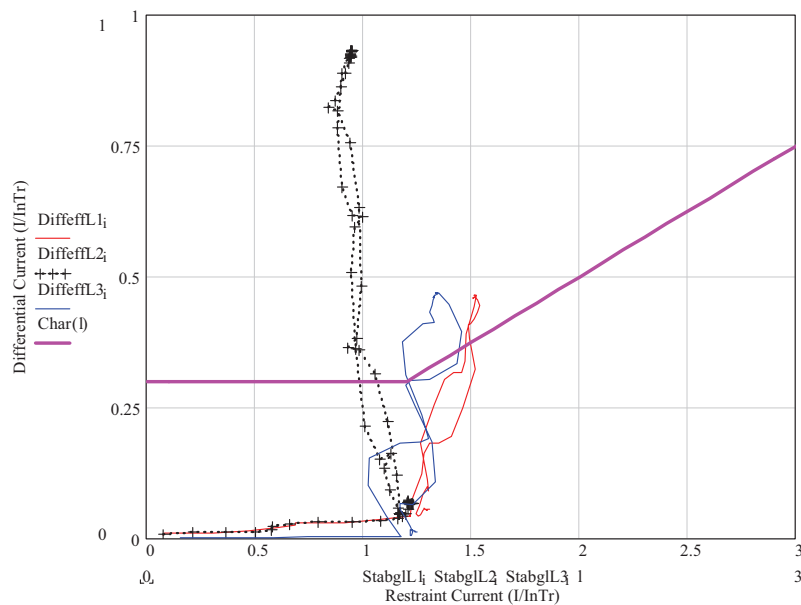


Рис. 2: Результирующе зарегистрированные значения величин, представленные на характеристике срабатывания

2.2. Предположение

Работы в первичной системе требуют наличия времени и денег. Тем самым, все предположения должны быть подвержены тщательному рассмотрению. Требуется использование методического подхода, который основывается на четком понимании, как принципа работы защиты, так и работы самой энергосистемы.

В цифровой дифференциальной защите учет группы соединения обмоток силового трансформатора производится программным образом. В случае силовых трансформаторов с соединением обмоток по схеме «звезда» – «треугольник», требуется исключение тока нулевой последовательности, поскольку ток нулевой последовательности протекает только в обмотке, соединенной по схеме «треугольник». В устройстве защиты 7UT51 ток нулевой последовательности вычисляется исходя из фазных токов на стороне нейтрали и затем вычитается по каждой из фаз [2]. Если при вычислении тока нулевой последовательности появляются погрешности, тогда может иметь место поведение защиты, описанное выше (рис. 2). Кабель 230 кВ прокладывается под землей. Со стороны высокого напряжения трансформатора ток измеряется при использовании кабельного ТТ. Подключение к воздушной линии электропередачи осуществляется через кабельный вывод (см. рис. 3).

Экран высоковольтного кабеля заземлен только со стороны трансформатора. Это дало основания предполагать, что между экраном кабеля и землей возникло соединение в кабельном выводе. В результате этого часть тока замыкания на землю будет протекать через экран и будет измерен кабельным ТТ. Указанное проиллюстрировано на рис. 4. Предполагалось, что имелось место замыкание фазы L2 на землю.



Рис. 3: Кабельный вывод и ТТ

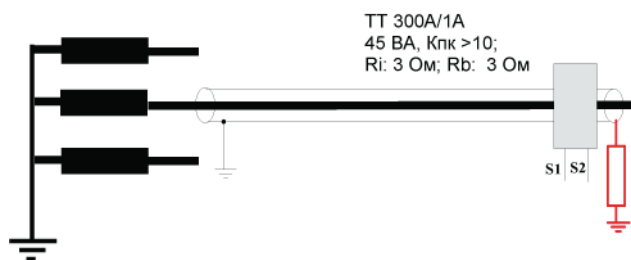


Рис. 4: Предполагаемое повреждение

2.3. Анализ осциллограмм повреждений

Для подтверждения предположения о повреждении, представленном на рис. 4, был выполнен анализ осциллограмм повреждения. Если предположение подтвердится, тогда все стороны будут готовы к тому, чтобы осуществить вскрытие кабельного вывода и работать с кабелем для устранения повреждения.

Для КЗ в точке 2 были доступны две осциллограммы от автономных регистраторов аварийных событий (частота дискретизации 5 кГц) и одна осциллограмма от дифференциальной защиты (частота дискретизации 600 Гц) блока А. Данные осциллограммы не были синхронизированы и имели различные частоты дискретизации. Должна была быть выполнена ручная синхронизация осциллограмм при использовании сигналов доаварийного режима.

На рис. 5-7 представлены измеренные сигналы, а на рис. 8, в качестве примера, представлена синхронизация токов по фазе L2.

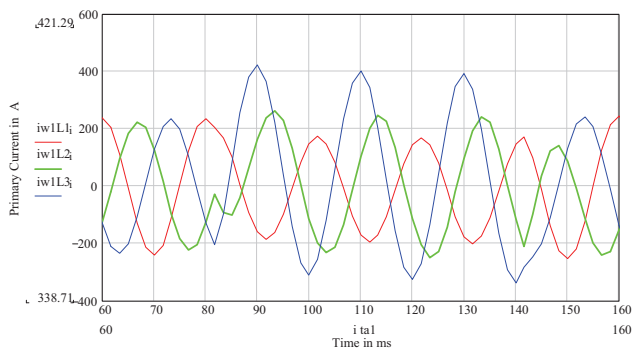


Рис. 5: Регистратор аварийных событий А

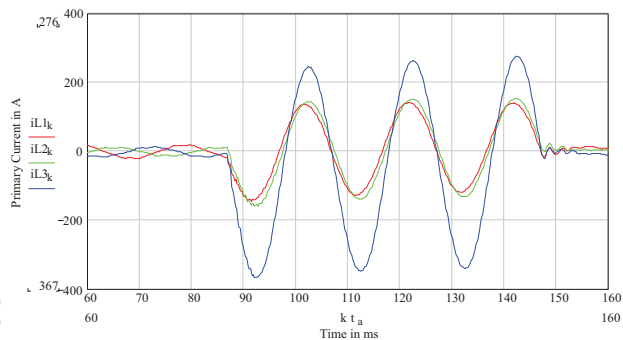


Рис. 6: Регистратор аварийных событий В

Однофазное КЗ (фаза L3) может быть идентифицировано на рис. 5. Значение имеет прерывистость сигнала по фазе L2 (линия зеленого цвета). Только лишь ток нулевой последовательности протекает через трансформатор. Это очевидно исходя из того, что все представленные токи приблизительно в фазе.

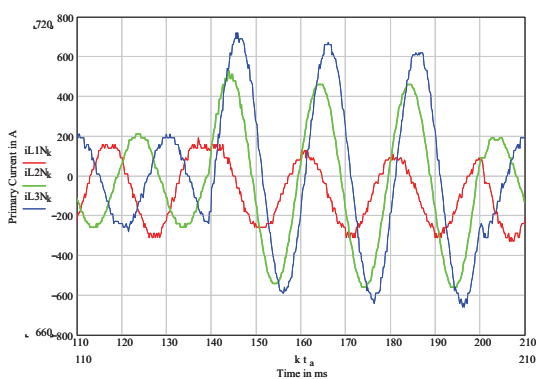


Рис. 7: Регистрация токов на линии 4D

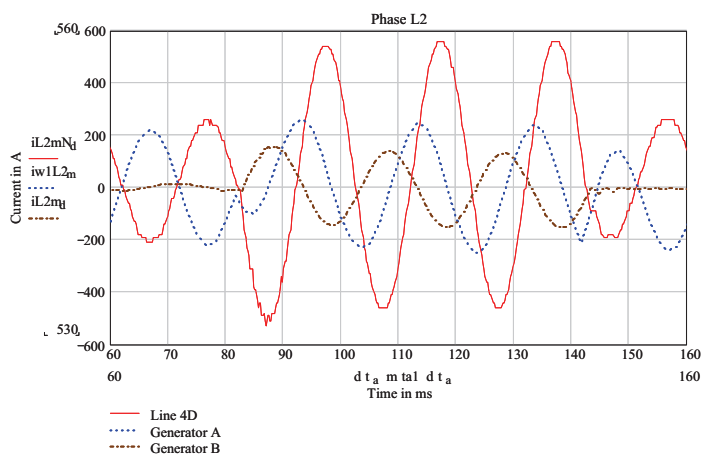


Рис. 8: Синхронизированные осциллограммы

На рис. 7 изображен ток КЗ по фазе L3, а также может быть видно скачкообразное изменение фазы. Ток по фазе L1 уменьшается. Ток по фазе L2 возрастает, однако прерывистости сигнала не наблюдается (как показано на рис. 5). Согласно рис. 8 сумма токов доаварийного режима равняется нулю (как и гласит закон Кирхгофа). Это условие уже не оказывается справедливым для режима КЗ.

В таблице 1 обозначены комплексные значения токов (для рис. 8) по всем фазам в момент $t = 120$ мс. Для удовлетворения закону Кирхгофа токи генераторов (А и В) были просуммированы и повернуты на 180° так, чтобы было соответствие полярности ТТ линии 4D.

	Фаза L1	Фаза L2	Фаза L3
Генератор А	130,3 А $\angle -30,8^\circ$	171,2 А $\angle 117^\circ$	255 А $\angle -177^\circ$
Генератор В	95,3 А $\angle -137,5^\circ$	102 А $\angle -149^\circ$	214 А $\angle -150^\circ$
– (А + В)	137,6 А $\angle 107,6^\circ$	192,3 А $\angle -31,2^\circ$	456 А $\angle 15,4^\circ$
Линия 4D	140,4 А $\angle 106,5^\circ$	362 А $\angle 49,3^\circ$	447 А $\angle 15,7^\circ$

Табл. 1: Вектора тока в момент $t = 120$ мс

За исключением малых отклонений, токи в фазах L1 и L3 соответствовали действительности. Результат измерения тока по фазе L2 не был характерным. Измеренный ток, скорее всего, был искажен.

Для подтверждения этого были выполнены дополнительные вычисления применительно к фазе L2. Результаты вычисления показаны на рис. 9.

Сигнал один представляет измеренный ток генератора А. Сигнал 2 – новый вычисленный (ожидаемый) ток, который получается исходя из оставшихся двух токов узла (генератора В и линии 4D). Токи доаварийного режима представляют собой четкие сигналы, соответствующие действительности. При КЗ сигналы 1 и 2 значительно образом отличаются. Сигнал 3 представляет собой вычисленный ток нулевой последовательности (генератор В + линия 4D). Сигнал 4 – геометрическая сумма сигнала 2 (ожидаемый ток КЗ в генераторе А) и приблизительно 40% тока нулевой последовательности сигнала 3. Предполагается, что 40% тока КЗ на землю протекает через экран кабеля из-за повреждения в кабельном выводе. Сигнал 4 приблизительно соответствует сигналу 1, другими словами, – фактически измеренный ток. Характер распределения тока нулевой последовательности и сопротивления нулевой последовательности обуславливают наличие отклонений. Тем самым, повреждение, по всей вероятности, представляло собой КЗ на землю экрана кабеля в фазе L2 (см. рис. 4).

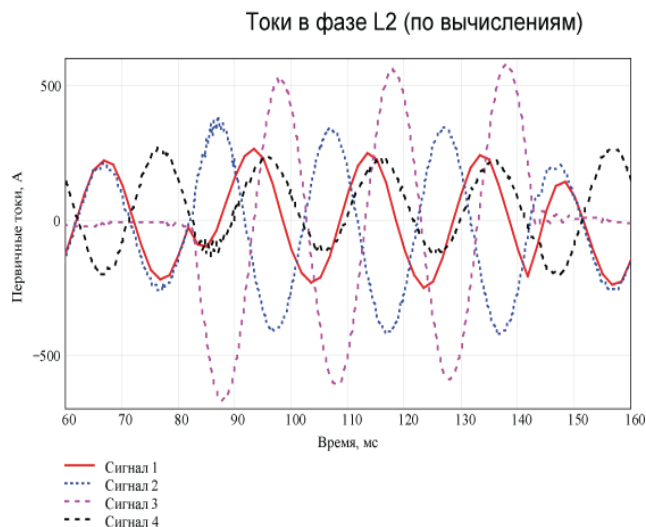


Рис. 9: Измеренные и вычисленные токи по фазе L2 (относительно генератора А)

2.4. Результат

На основе выполненных вычислений и использования полученных осциллограмм все стороны приняли решение о вскрытии кабельного вывода (генератор А). То же действие была запланировано и для генератора В, в случае подтверждения предположения.

Рис. 10 иллюстрирует данную процедуру. На рис. 11 показан поврежденный элемент. На кабельном сальнике можно видеть следы дуги. Предполагаемое повреждение имело место в этой точке. Практически идентичное повреждение было обнаружено в генераторе В.



Рис. 10: Вскрытие кабельного вывода



Рис. 11: Поврежденный элемент

2.5. Вывод

На графическом примере было показано, насколько полезными могут быть осциллограммы при рассмотрении случаев возникновения КЗ в системе. С одной стороны, для выполнения анализа могут быть использованы стандартные инструменты. С другой стороны, может понадобиться выполнение отдельных вычислений для подтверждения предположений о возникновении тех или иных видов КЗ и мест их возникновения. Соответственно, возможности по автоматизации процесса анализа повреждений оказываются достаточно ограниченными. Автоматизация процесса анализа имеет смысл в случае достаточно простых повреждений, таких, как, например, повреждения на воздушных линиях электропередачи.

Основным предварительным условием, необходимым для выполнения точного анализа является наличие информации такой как:

- Устное описание повреждения.
- Состояние коммутационных аппаратов.
- Сообщения, полученные от устройств релейной защиты и регистраторов аварийных событий.
- Все соответствующие осциллограммы повреждений (полученные как от устройств релейной защиты, так и от регистраторов аварийных событий). Осциллограммы должны включать в себя данные доаварийного режима для обеспечения их возможной синхронизации, в случае необходимости [3].

Затем производится соответствующий анализ. Этот анализ всегда начинается с обозначения ряда предположений и данных, которые данные предположения поддерживают. Данные могут быть получены из осциллограмм повреждений или из дополнительных вычислений.

3. БУДУЩИЕ УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ

3.1. Тенденции

Данная часть статьи рассказывает о возможных будущих усовершенствованиях систем защиты и управления. Прогресс в характеристиках электронных компонентов и в области программного обеспечения оказывает влияние на разработку оборудования. Повышение быстродействия процессоров и увеличение памяти уже является общеизвестным фактом. Системы защиты будут поддерживать различные архитектуры систем обмена данными. Программное обеспечение станет объектно-ориентированным. Будут создаваться устройства, поддерживающие различные идеологии. Попытки стандартизации процесса обмена данными между устройствами принесут свои плоды. Станет реальностью функциональная совместимость устройств различных производителей между собой. Так, стандарт МЭК 61850 был принят международным стандартом.

3.2. Синхронизация устройств по времени

Если для какого-либо узла требуется произвести анализ более 3 осциллограмм, синхронизация отдельных устройств по времени может оказать существенную помощь. Кроме того, синхронизация может быть использована и в дальнейшем: устройства будут обладать возможностью передачи синхронизированных по времени измерений в систему управления. В этом случае, станет возможным проведение анализа перетоков мощности в режиме реального времени.

Различные системы могут быть применены для синхронизации времени, например, такие как DCF 77, IRIG В или другие. Синхронизация времени с высокой точностью возможна через систему GPS. К примеру, такая система используется при реализации дифференциальной защиты многоконцевой линии [4] и системах синхронизированного векторного измерения параметров. При выполнении синхронизации устройств защиты по времени может быть определена задержка в передаче сигнала по каналу связи между двумя отдельными точками системы. Стандарт IEEE 1588 предоставляет возможность выполнения синхронизации времени по сетям обмена данными.

При использовании современных программных средств производится загрузка осциллограмм и их соотнесение в единой системе времени [3].

3.3. Обеспечение более высокой частоты дискретизации

Для выполнения функций защиты (алгоритмов) достаточным является обеспечение частоты дискретизации в диапазоне от 600 до 1200 Гц. Таким образом, большинство функций может быть применено с удовлетворительными результатами. Задачи, нацеленные на анализ переходных процессов таких, как, например, перемежающие КЗ на землю в системах с изолированной нейтралью, являются исключением. В таких случаях частоты дискретизации должна превышать 5-10 кГц.

Обозначенная необходимость наличия больших частот дискретизации исходит из наличия и применения дополнительных функций таких, как гармонический анализ или анализ переходных процессов при коммутациях. Последняя задача выполняется специальными устройствами. Соответственно, анализ состава гармоник в результате наличия нелинейностей в сети остается основной задачей. Статические преобразователи также являются источником гармоник. Объекты нетрадиционной генерации, в частности, ветряные электроустановки, подключаются к сети через инверторы. Их влияние заметно на низком напряжении, а также в ряде случаев может быть обнаружено и в сетях высокого напряжения.

Инверторы являются источником нечетных гармоник тока. В случае использования шести импульсного преобразователя преобладают 5, 7, 11 и 13 гармоники. В случае использования двенадцати импульсного преобразователя также присутствуют 23 и 25 гармоники.

Если необходимо выполнение оценки наличия 25 гармоники, тогда, согласно теореме дискретизации, частота дискретизации должна как минимум в два раза превышать то значение частоты, сигнал которой требуется проанализировать. При использовании сглаживающих фильтров низкого порядка требуется большая частота дискретизации. Полезные данные могут быть получены при числе выборок за период равном 100. Что важно, такие объемы данных могут обрабатываться устройствами при наличии большого объема памяти.

Выборка данных с меньшей частотой дискретизации выполняется для использования их алгоритмами релейной защиты. При использовании нетрадиционных измерительных трансформаторов справедливо то же самое. Данное оборудование способно предоставлять уже оцифрованные данные для обработки их соответствующими устройствами. Таким образом, обеспечиваются высокие частоты дискретизации такие, как, например, 10-12 кГц. Передача мгновенных значений в таком случае осуществляется передачей телеграмм по шине процесса устройствам уровня присоединения [5].

3.4. Обмен данными между устройствами

Коммуникационные возможности не только играют важную роль в существующих системах, но и будут важны в будущем. Обмен мгновенными значениями представляет собою современный подход к реализации дифференциальной защиты. При использовании дистанционной защиты схемы телеускорения могут быть реализованы при наличии интерфейса данных защиты. При использовании данных о векторах электрических величин с противоположного конца линии может быть выполнена компенсация влияния нагрузки, что позволяет обеспечить более высокую точность измерений. В частности, это также справедливо для функций определения мест повреждений.

С другой стороны, централизованные системы анализа повреждений также допустимы. В этом случае будет характерна передача всех необходимых данных (осциллограмм повреждений) на центральный пункт для выполнения автоматического анализа. Здесь можно отметить ряд преимуществ в части точного определения места повреждений, которые исходят из измерения данных с различных концов объекта.

3.5. Качество электроэнергии

Переход на рыночные отношения в области электроэнергетики повлек за собой ряд изменений. Помимо договоров, обозначающих стоимость электроэнергии, в документах также отражаются аспекты, связанные с качеством электроэнергии, поставляемой потребителям. В этой связи, с одной стороны, гармоники высшего порядка обуславливают дополнительные потери в системе, а, с другой стороны, оказываются полезными для нагревательных станций. Без выполнения соответствующих измерений невозможно их обнаружение и оценка. Подходы к выполнению измерений отражены в соответствующих стандартах (например, [6]).

Если требуется выполнение коммерческих измерений, тогда требуется применение специальных устройств. Если этого не требуется, тогда измерение параметров качества электроэнергии может осуществляться цифровыми устройствами релейной защиты. Указанное влечет за собой необходимость повышения производительности применяемых процессоров и увеличение объема памяти. Большинство функций по вычислению минимальных и максимальных значений электрических ве-

личин, средних значений этих величин, функций по созданию гистограмм и вычислению колебания напряжения, требуют различных диапазонов интегрирования.

Для большинства измеряемых величин классические значения частот дискретизации, применяемые в устройствах релейной защиты, удовлетворяют всем требованиям. Для выполнения гармонического анализа, а также для оценки влияния гармоник требуются большие частоты дискретизации. То же самое справедливо для функций идентификации фликера. С технической точки зрения ограничений не существует. Однако необходимо отметить, что с увеличением числа дополнительных функций повышается сложность устройств защиты. Для управления всем объемом функций необходимо соответствующее программное обеспечение, что требует выполнения большего объема работ как поставщиком, так и эксплуатацией. Стоит упомянуть необходимость выпуска новых версий программного обеспечения и исправлении недочетов в них. Перед началом применения устройств всегда требуется выполнение оценки необходимого объема функций для реализации.

3.6. Функциональность устройств

Технические возможности приводят к расширению набора функций устройств. С созданием стандарта МЭК 61850 здесь произошли концептуальные изменения. На системном уровне мы обращаем внимание на интеллектуальные электронные устройства. Интеллектуальное электронное устройство, выполняющее функции защиты, в результате возможности обеспечения более высокой частоты дискретизации и большего объема памяти, может выполнять функцию регистратора аварийных событий. Все интеллектуальные электронные устройства синхронизированы по времени и обладают широкими возможностями по выполнению обмена данными. Таким образом, интеграция устройств в системы контроля качества электроэнергии не является проблемой (см. [1] и рис. 12).

Устройства управления, которые ранее использовались для целей управления и измерения, дополняются функциями измерения параметров качества электроэнергии. В устройства релейной защиты осуществляется интеграция функций синхронизированного векторного измерения параметров.

Автономные устройства регистрации аварийных событий найдут свои области применения. Они отличаются от устройств релейной защиты частотой дискретизации и многоканальностью измерений. В будущем в них также будут реализовываться функции измерения параметров качества электроэнергии и синхронизированного векторного измерения параметров.

На рис. 12 обобщены все возможные области расширения функционала устройств и показана их интеграция в систему контроля качества электроэнергии. Централизованный сбор данных далее позволяет производить и частный анализ различных случаев в системе.

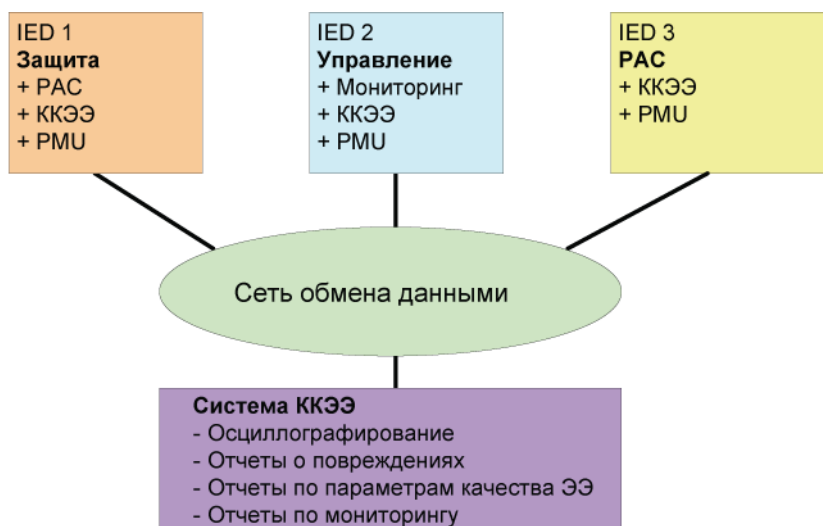


Рис. 12: Расширение функционала устройств и их интеграция в систему контроля качества электроэнергии

4. ВЫВОДЫ

Данная статья была посвящена вопросам выполнения анализа повреждений в системе на основе использования данных, зафиксированных регистраторами аварийных событий. Метод выполнения анализа был представлен на примере реального события – срабатывания дифференциальной защиты трансформатора при КЗ на землю в энергосистеме.

В разделе 3 данной статьи были рассмотрены возможные технические усовершенствования, которые могли бы упростить процесс анализа повреждений в системе. Особое внимание было уделено дополнительным функциям. В частности, функции контроля качества электроэнергии могут быть реализованы в устройствах релейной защиты с относительной простотой. Большая частота дискретизации позволяет производить оценку гармоник высшего порядка.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] B. Wartmann and other. Die Energie, die sich nicht stören lässt. Netzqualität von ewz. (Energy that does not tolerate interference – network quality from ewz). Bulletin SEV/AES 7/03.
- [2] 7UT51 V3, Numerical Differential Protection Relay for Transformers, Motors and Branch Points. (Manual Company Siemens, No C53000-G1176-C99, 1995).
- [3] Fault Record Analysis SIGRA 4. (Manual Company Siemens, No E50417-H1176-C070, 2001).
- [4] Schuster, N.; Steynberg, G.: Differential Protection of Multiterminal Lines. (Israeli Engineering Association Conference, Control & Automation. 9.3.2000).
- [5] Gross, R.; and other: Substation Control and Protection Systems for Novel Sensors. (PS2-paper 03, CIGRE SC34, Paris 2000).
- [6] Electromagnetic compatibility – Part 4-30: Testing and measurement techniques – Power quality measurement methods. (IEC 61000-4-30, first edition 2003-02).

Глобальный мониторинг с использованием информации об измерениях параметров векторов

MARKUS WACHE
Siemens AG

Германия
markus.wache@siemens.com

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

PMU, система обработки параметров векторов, SIGUARD, устойчивость системы, система глобального мониторинга.

1. ВВЕДЕНИЕ

Вопрос устойчивости транзитных энергосистем привлекает к себе все больше внимания по всему миру в последние несколько лет. После нескольких случаев отключения электроснабжения крупных областей, например, в Европе и Северной Америке, широко утвердилось мнение о необходимости улучшения таких параметров транзитных энергосистем как мощность и устойчивость.

Постройка новых линий в короткие сроки в большинстве случаев невозможна, таким образом, мероприятия по увеличению устойчивости существующих энергосистем представляют большой интерес. Один из утвержденных методов это использование информации об измерениях параметров векторов в различных точках энергосистем, широко распространенных территориально. С помощью подходящего для этих целей программного обеспечения, информация, поступающая от устройств измерения параметров векторов (PMU – Phasor Measurement Unit – устройство измерения параметров векторов), помогает диспетчерам быть осведомленными о ситуации в энергосистеме в целом с точки зрения устойчивости энергосистемы. Это помогает диспетчерам принимать правильные решения даже в критических ситуациях. В этой статье представляется и обсуждается такая система обработки параметров векторов.

2. СИНХРОННЫЕ ИЗМЕРЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ВЕКТОРОВ

2.1. Введение

На устойчивость энергосистемы могут влиять различные факторы, что проиллюстрировано на рис. 1. Большие нагрузки в маломощных сетях вместе с отключением или потерей генерирующих мощностей могут привести к качаниям в пределах определенной области. Перегруженные транзитные коридоры могут вызвать провалы напряжения. В перегруженных смешанных энергосистемах это может закончиться каскадным отключением. Всех этих событий, конечно, следует избегать там, где это только возможно. Шагом вперед в этом направлении является синхронное измерение параметров векторов, которое существенно расширяет осведомленность о ситуации специалистов диспетчерских центров по сравнению со значительно более медленным поступлением информации о средних значениях параметров. В следующих разделах иллюстрируется пример программного обеспечения обработки параметров векторов, которое помогает диспетчеру разобраться в информации об измерениях параметров векторов.

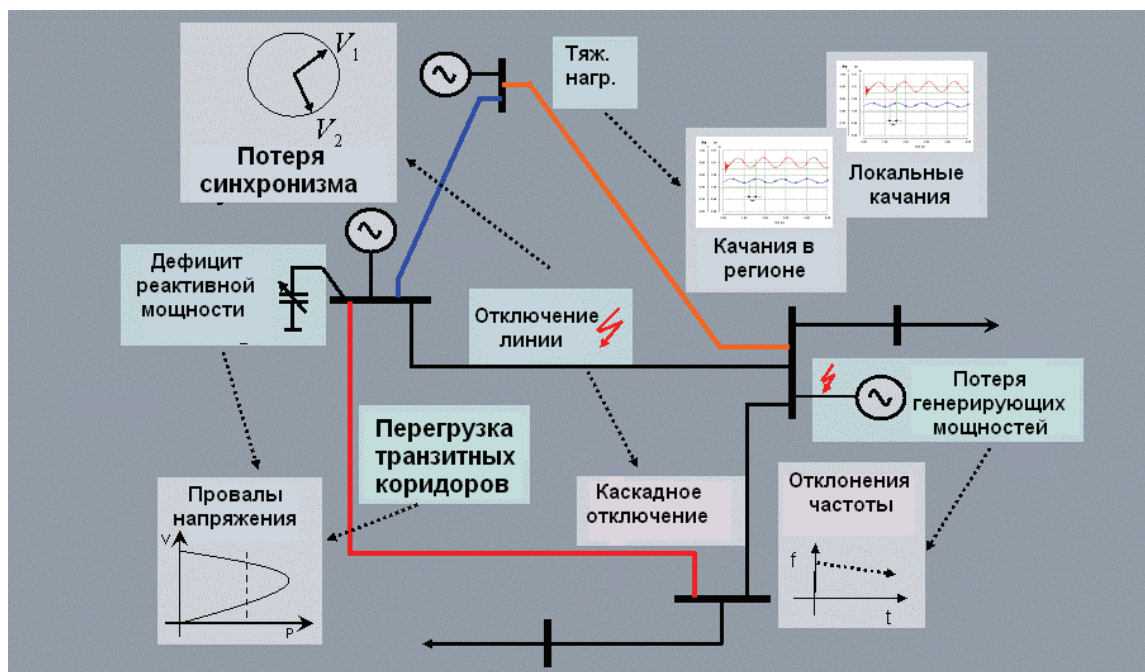


Рис. 1: Применение измерений параметров векторов

2.2. Устройства измерения параметров векторов

Измерения параметров векторов хорошо известны в энергосистемах; этот тип измерения уже давно используется, например, в устройствах дистанционной защиты для принятия решения о выдаче команды отключения. Достаточно новой идеей является сбор результатов измерений параметров векторов с подстанций, распределенных по территории энергосистемы и сравнивать их в одном центре обработки данных, чтобы сформировать обзор об устойчивости энергосистемы в целом. Устройства, которые обрабатывают измеренные значения параметров векторов и затем посылают их с использованием стандартного интерфейса (IEEE C37.118), называются устройствами измерения параметров векторов (PMU). Функция устройств PMU также может быть реализована в существующих аппаратных средствах, например, в устройствах защиты.

Использование устройств измерения параметров векторов (PMU) для глобального мониторинга широко обсуждается на конференциях (например, [1]). Ранее обсуждались следующие примеры применений:

- Проверка динамической модели: сравнение данных моделируемой динамической системы с измерениями PMU (например, об этом сказано в [5])
- Обнаружение околосинхронных качаний и анализ их затухания
- Комбинирование медленных данных EMS с синхронными измерениями параметров векторов на уровне центра управления; это выполняется с целью определить значительные динамические выходные воздействия
- Улучшение оценки состояния с использованием информации PMU

Для устройств PMU должна быть предусмотрена функция высокоточной синхронизации времени на базе GPS. Только на основе точного времени данные синхронно измеренных по всему региону векторов могут сравниваться и нести актуальную информацию о состоянии системы. Точность измерений PMU выражается с помощью суммарного вектора погрешности (см. рис. 2), который представляет собой измерение при наложении погрешностей измерения и точности времени устройства. PMU соответствует стандарту IEEE C37.118, если значение его суммарного вектора погрешности равно максимум 1%.

При использовании высокоточных измерений PMU, которые передаются на скорости 10..50 Гц, можно отслеживать не только изменения нагрузки, которые происходят медленно, но также и быстрые и переходные качания мощности. Область мониторинга, охватываемого измерениями PMU, может быть и одиночная линия, и географически протяженный регион, такой как сеть USTE.



Рис. 2: Расчет суммарного вектора погрешности для измерения параметров векторов

2.3. Система обработки параметров векторов

Цель этой статьи – показать пример программного обеспечения мониторинга синхронно измеряемых векторов, которое помогает диспетчеру получать общее представление об устойчивости системы. Это ПО дает дополнительную осведомленность о динамических условиях географически распределенной системы. Пробел между действующими быстро, но локально, устройствами защиты и медленно действующими приложениями центра управления теперь восполняется системами обработки параметров векторов.

На рис. 4 показана структура системы обработки параметров векторов. Центральной частью системы является PDC (Phasor Data Concentrator – концентратор параметров векторов), который собирает параметры векторов от устройств PMU или от подустройств PDC. Устройство PDC управляет Архивом хранения информации и имеет функцию мониторинга системы для управления соединениями, по которым осуществляется обмен данными, внутренними потоками данных и актуальными данными PMU. Человеко-машинный интерфейс (ЧМИ) работает с данными, поступающими онлайн непосредственно от PMU, а также предназначен для анализа возмущений или других уже прошедших событий, используя для этого офлайн-данные из архива.



Рис. 3: Глобальная система мониторинга по сравнению с защитами и SCADA

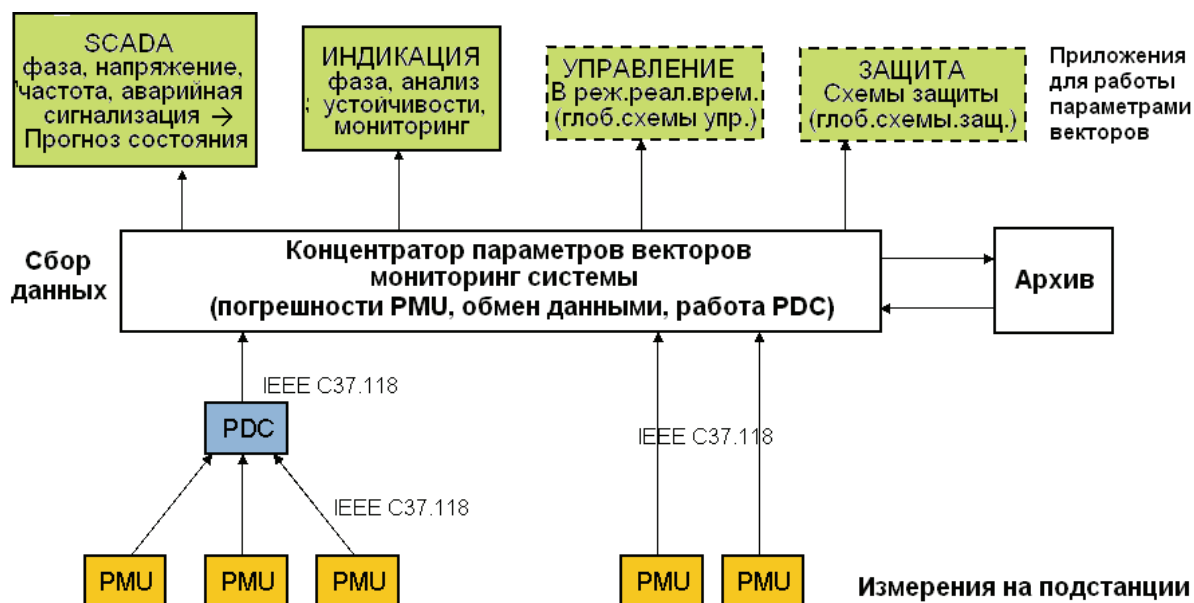


Рис. 4: Структура системы обработки параметров векторов

Система обработки параметров векторов может иметь несколько интерфейсов для следующих компонентов:

- Система SCADA: Система SCADA может улучшить прогнозирование состояния системы, дополнительно используя измерения параметров векторов. Оценка состояния теперь может выполняться более быстро и более точно; а также улучшается точность вычислений.
- Глобальная система управления. Эта система объединяет системы различных типов, автоматически реагирующие на возмущения, обнаруживаемые с использованием децентрализованных измерений, например, синхронных измерений параметров векторов. Примером может служить

батарея конденсаторов, управление которой осуществляется по результатам анализа измерений, полученных от РМУ.

- Глобальная система защиты. Под этим заголовком понимаются следующие приложения:
 - о Защита, обеспечивающая стабильность напряжения.
 - о Обнаружение качаний и запуск мер противодействия этим процессам.
 - о Контроль синхронной работы больших региональных систем.

Эти приложения являются преимущественным направлением, и по ним в настоящее время ведутся исследовательские работы.

Далее описывается часть системы обработки параметров векторов, представляющая собой человеко-машинный интерфейс (ЧМИ). ЧМИ должен выполнять функцию поддержки диспетчера, позволяя ему быть осведомленным о критических ситуациях и помогая диспетчеру в поиске решения проблем. Таким образом, ЧМИ должен быть интуитивным и простым. ЧМИ должен удовлетворять следующие требования:

- Общую индикацию устойчивости системы (нормальный режим / критическое состояние).
- Конфигурирование панелей визуализации измерений в режиме реального времени в соответствии с поднаборами измерений, режимы отображения векторов или параметров в зависимости от времени, предельных значений, которые необходимо контролировать.
- Географическое отображение сети для быстрого обнаружения проблемных областей.
- Экспорт данных с целью формирования отчетов и специализированного анализа данных потребителем.

Следующие скриншоты показывают, как вышеупомянутые требования выполняются системой обработки параметров векторов «SIGUARD» (при использовании смоделированных данных процесса). На рис. 5 показан общий вид основного экрана системы. Он разделен на четыре части:

- Состояние энергосистемы. В этой части отображается суммарная величина для оценки состояния контролируемой энергосистемы. Это значение вычисляется на основе всех измерений с учетом предельных значений. Чем ближе кривая подходит к граничному значению, тем более критическим является состояние устойчивости системы. Если измеренные значения превышают хотя бы одно предельное значение, кривая окрашивается в красный цвет, что позволяет получить информацию о критической ситуации более быстро.
- Географический вид. В этом окне показан обзор всей контролируемой системы со всеми линиями и подстанциями. Диспетчер может сразу увидеть, в каком регионе сложилась критическая ситуация, поскольку цвет отображения подстанций и линий изменяется в зависимости от напряжения (это касается цвета подстанций) и тока (касательно цвета линий). В случае пересечения порога заданной величины, цвета изменяются с синего (означающего нормальный режим работы) на желтый (означающий уровень 1 нарушения предельных значений) и далее на красный (означающий уровень 2 нарушения предельных значений). Потеря соединения с РМУ соответствующей линии или подстанции отображается серым цветом (означает недействительные измерения).
- Область данных. Эта область в центре окна ЧМИ предназначена для диаграмм измерения (измерения отображаются как зависимость от времени или в векторном виде). Измерения, необходимые для отображения, выбираются путем перетаскивания их из области конфигурирования. Таким образом, эта область не является статической и отображающей предопределенный набор измерений, ее можно изменить в любой момент времени согласно требованиям конкретной ситуации.
- Область конфигурирования. Это окно содержит список всех измерений, отправляемых РМУ в систему. Существует два типа измерений: аналоговые (например, частота, активная и реактивная мощность) и векторные (напряжение, ток). Если это необходимо, то для отображения можно также определить и кривые мгновенных значений.

Переключение между режимом просмотра онлайн и офлайн можно осуществить с помощью кнопки справа. Таким образом, пользователь может легко изменить режим просмотра с отображения ситуации в режиме реального времени на анализ архивных данных.

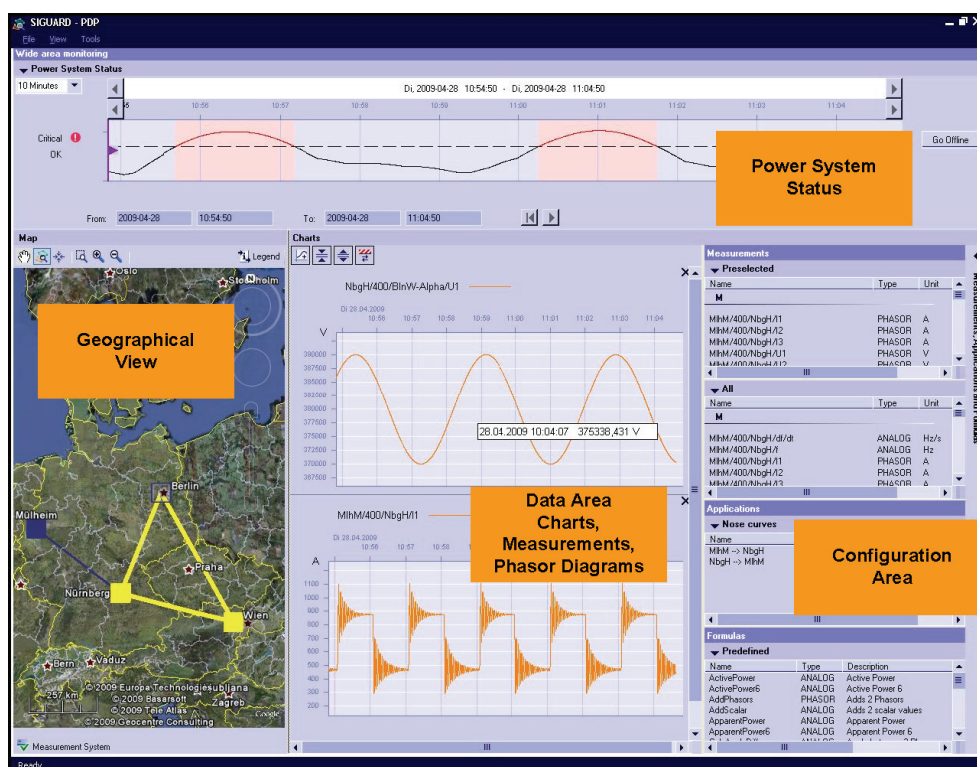


Рис. 5: Общее окно ЧМИ системы обработки параметров векторов SIGUARD

На следующих рисунках (рис. 6 и рис. 7) показаны различные приложения в области данных: векторные диаграммы (рис. 6) и кривые мгновенных значений (рис. 7). Векторные диаграммы показывают непосредственно сравнение амплитуды и угла значений напряжения и тока для различных PMU, расположенных удаленно друг относительно друга. Кривые мгновенных значений это диаграмма в координатах “напряжение – мощность”, показывающая текущую рабочую точку линии электропередач. Эта кривая полезна для контроля коридора передачи мощности; для построения такой кривой необходимо иметь PMU на каждой стороне рассматриваемого коридора. Преимуществом вычисляемой в режиме реального времени кривой мгновенного значения является ее динамическая корректировка, что позволяет учесть предполагаемые погрешности. Кривая мгновенного значения показывает актуальное расстояние рабочей точки от точки, обозначающей предел устойчивости. Такая кривая дает подсказку, какую дополнительную нагрузку можно передавать через рассматриваемый коридор транзита мощности без потери устойчивости.

Для всех измерений можно определить до шести предельных значений, контроль выполнения которых непрерывно контролируется системой. Это выполняется в редакторе предельных значений или в режиме онлайн, или при офлайн-анализе данных. Офлайн-анализ может выполняться для всех данных, хранящихся в архиве. Пользователь может выбрать интервал времени для анализа, и затем начать повторное воспроизведение (просмотр) полного набора данных процесса. Если это необходимо, возможно многократное воспроизведение (см. рис. 8).

Требуемый для анализа интервал времени выбирается на кривой состояния энергосистемы с помощью двух ползунков. Текущая метка времени повторного просмотра показана с помощью вертикальной линии, которая также отображается на всех диаграммах отображения измерений в окне данных. Кроме того, цветное отображение объектов на географическом виде обновляется согласно текущей ситуации. Такое повторное воспроизведение, поддерживаемое во всех окнах, очень полезно для понимания динамики возмущений и анализа проблем устойчивости.

Москва, 7–10 сентября 2009 г.



Рис. 6: Пример ЧМИ с отображением векторных диаграмм

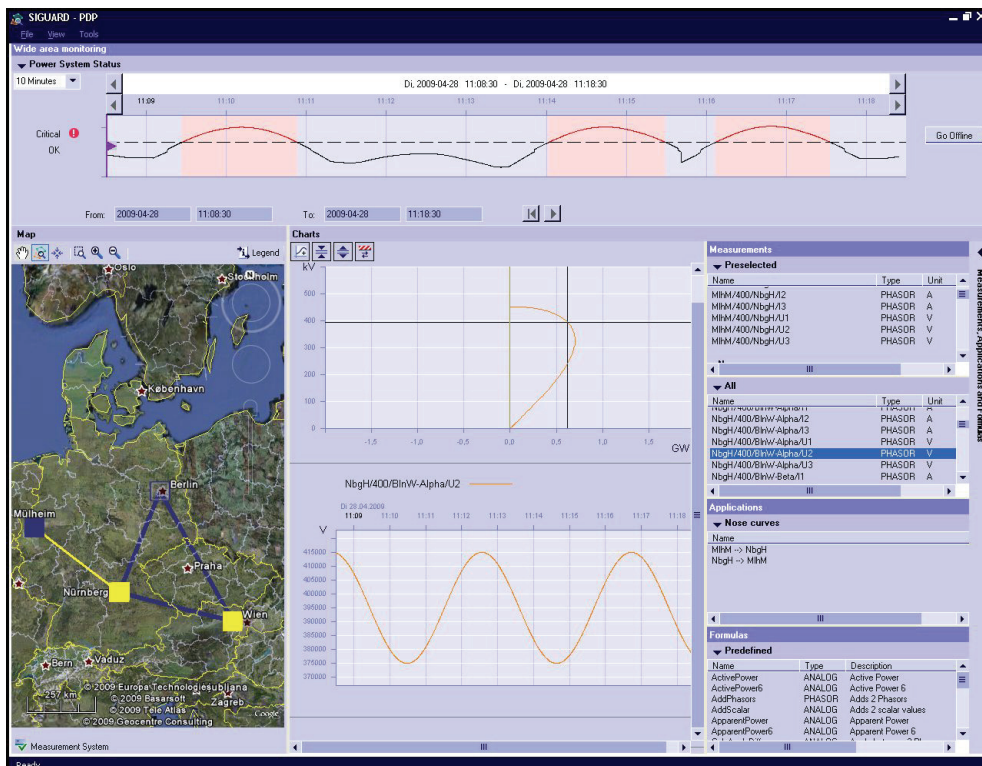


Рис. 7: Пример ЧМИ с отображением кривой мгновенных значений

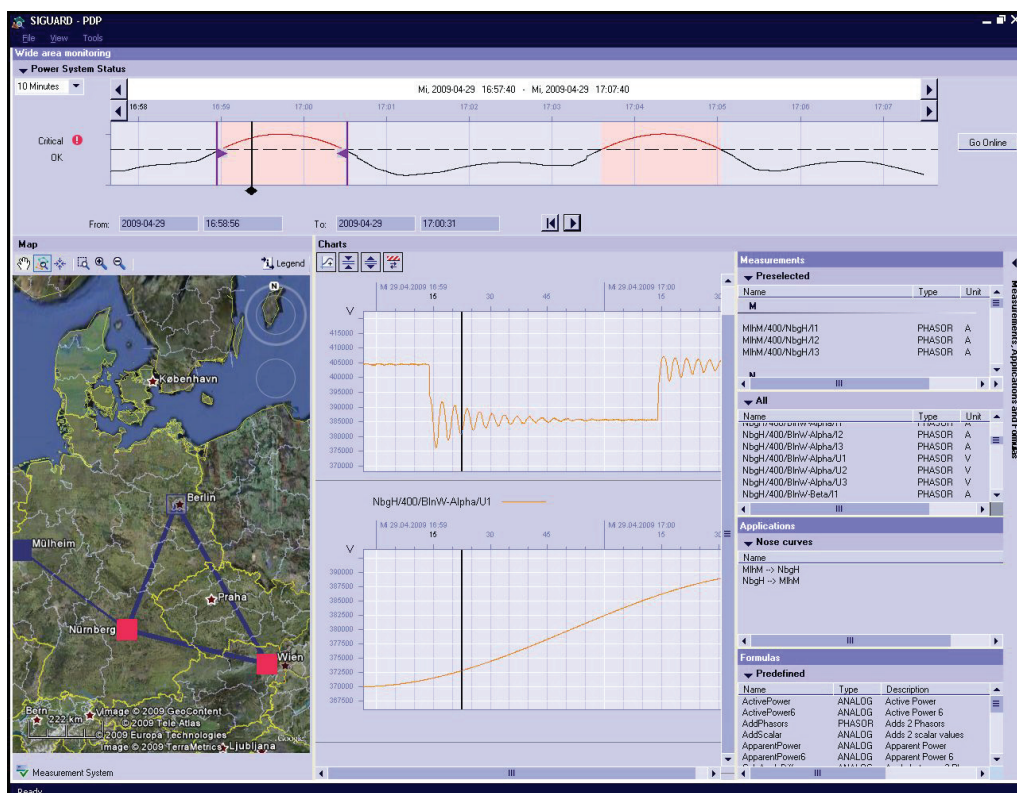


Рис. 8: Анализ данных в режиме офлайн с повторным просмотром (повторным воспроизведением)

Полный набор измеренных данных за выбранный промежуток времени также можно экспортировать (в формате csv), таким образом, пользователь сможет провести анализ данных с помощью специализированных инструментариев и сформировать отчет в своих собственных формах.

2.4. Пример применения

Система обработки параметров векторов SIGUARD в настоящее время установлена на энергообъектах разных заказчиков, на уровне передачи и распределения. Целью этого является получение опыта эксплуатации и работа с системой анализа реальных качаний мощности и возмущений.

Диспетчер системы передачи (TSO = transmission system operator – диспетчер системы передачи) использует 7 устройств PMU на уровне напряжения 400 кВ, которые размещены в областях, где сосредоточены только потребители. Эти PMU подключены к одной центральной системе обработки параметров векторов SIGUARD. Количество PMU достаточно для получения полного представления о потоках мощности в распределительной сети, для управления фазами напряжения, частот и для анализа возмущений.

На рис. 9 показана структура передачи данных от PMU к TSO. Существующая сеть обмена данными SDH (2 Мбит/с) (SDH = Synchronous Digital Hierarchy – синхронная цифровая иерархия) используется для передачи параметров векторов, которые посылаются устройствами PMU по протоколу IEEE C37.118. Система обработки параметров векторов установлена на стандартном ПК в качестве решения «все в одном»: PDC (концентратор параметров векторов), архив и ЧМИ – все приложения запускаются на одном и том же компьютере. Однако, при необходимости также возможно установить эти компоненты по отдельности.

2.5. Последующие шаги

Для следующих пунктов необходимо провести дополнительные исследовательские работы:

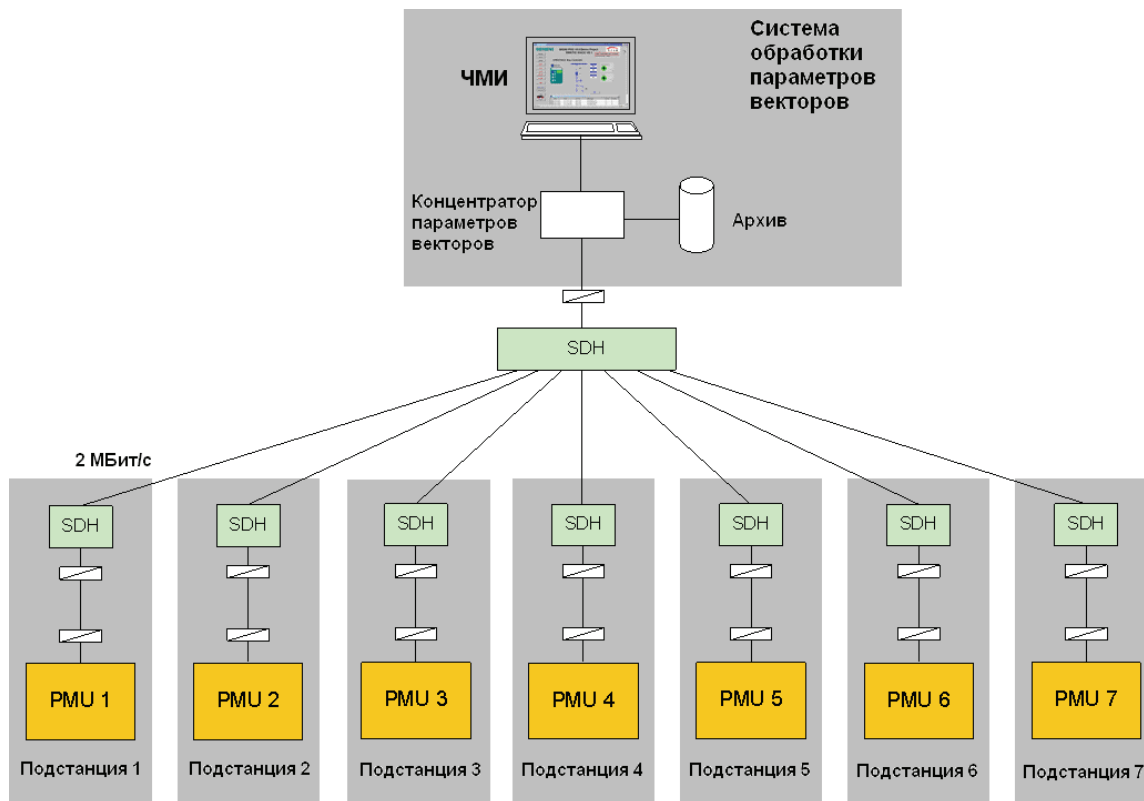


Рис. 9: Пример установки системы обработки параметров векторов

- Предложения по реакции на обнаруженные слабо затухающие качания мощности.
- Поддержка передовых приложений центра управления, таких как запланированные разъединения, прогноз состояния на основе синхронных измерений параметров векторов, восстановление энергосистемы.
- Проверка динамических моделей на предмет синхронных измерений параметров векторов.
- Стандартизация интерфейсов между концентратором параметров векторов и центром управления.

3. ВЫВОДЫ

Система обработки параметров векторов восполняет пробел между быстрыми, но локальными воздействиями устройств защиты и достаточно медленными командами приложений центра управления в глобальном плане. С помощью гибкого ЧМИ система предоставляет диспетчеру центра управления дополнительную полезную информацию для принятия решений в критических ситуациях.

Дополнительная информация такого рода о поведении системы в динамике становится актуальной, поскольку продолжающиеся в настоящее время изменения в применении и эксплуатации систем транзита мощности ведут энергосистемы к их предельным значениям по термической стойкости, устойчивости и защите.

Необходимо провести дополнительные работы по возможностям автоматического анализа измеренных параметров векторов.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] CIGRE Session 2008, Special Report for Group C2 “System Operation and Control”, by Special Reporters Paulo Gomes, Gerhard Krost, Rui Pestana.

- [2] CIGRE Session 2008 Paper C2-112: T. Sezi, J. Warichet, B. Genet, J.-C. Maun: Bringing New Visualization Tools for the Detection and Mitigation of Dynamic Phenomena in the Transmission System.
- [3] A.G. Phadke, J.S. Thorp: Synchronized Phasor Measurements and their Applications, Springer Verlag 2008.
- [4] C. Rehtanz, K. v. Sengbusch, T. Sezi, R. Simon: Schutz- und Überwachungskonzepte auf Basis zeitsynchroner Messungen (in German).
- [5] CIGRE Session 2008 Paper C2-101: B. Ayuev, P. Erokhine, Y. Kulikov: PMU Application for IPS/UPS Dynamic Performance Monitoring and Study.

Исследование динамических режимов функционирования токовых защит от замыканий на землю электрических сетей среднего напряжения

В.А. ШУИН, А.С. ЛИФШИЦ, О.А. САРБЕЕВА, Е.С. ЧУГРОВА
(Ивановский государственный энергетический университет (ИГЭУ))

Россия
shuin@rza.ispu.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Электрические сети среднего напряжения с изолированной нейтралью и заземлением нейтрали через резистор, токовые защиты от замыканий на землю, переходные электромагнитные процессы.

1. ВВЕДЕНИЕ

В электрических сетях среднего напряжения (в России – 6–35 кВ), работающих с изолированной нейтралью или заземлением через резистор, в качестве защиты от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ), как правило, применяются токовые защиты нулевой последовательности (ТЗНП), основанные на использовании составляющих промышленной частоты. Существенное влияние на устойчивость функционирования ТЗНП оказывают токи переходных процессов, возникающих в момент пробоя изоляции, в частности, при дуговых перемежающихся ОЗЗ.

Дуговой прерывистый характер тока в месте повреждения (например, рис. 1) характерен прежде всего для начальной стадии развития практически всех ОЗЗ в кабелях и электрических машинах [1–4 и др.].

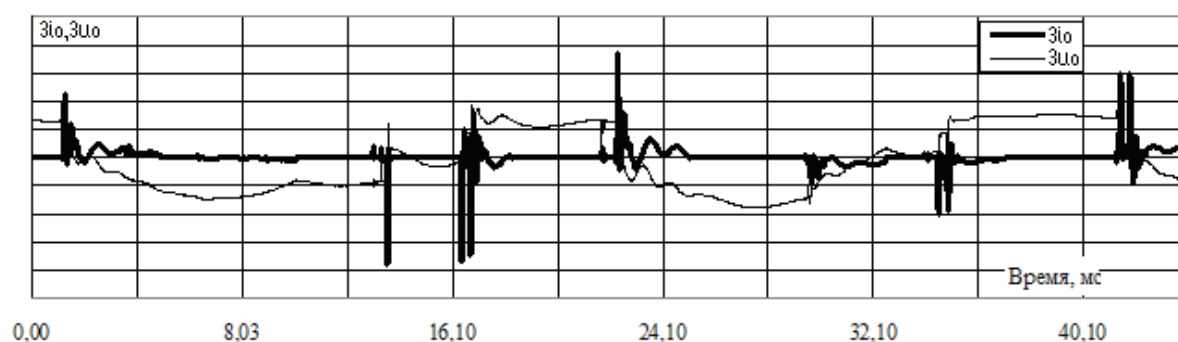


Рис. 1: Дуговое прерывистое ОЗЗ в сети с изолированной нейтралью

Особую опасность дуговые перемежающиеся ОЗЗ, сопровождающиеся значительными перенапряжениями по всей электрически связанной сети, представляют в кабельных сетях собственных нужд электростанций и систем электроснабжения промышленных предприятий из-за возможности переходов в двойные и многоместные замыкания, сопровождающиеся повреждением и отключением от релейной защиты двух и более электродвигателей. Поэтому повышение эффективности функционирования защит от этого вида повреждений представляет собой актуальную задачу.

2. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

По применяемой в настоящее время методике влияние токов электромагнитных переходных процессов при дуговых перемежающихся ОЗЗ на функционирование ТЗНП учитывается при выборе тока срабатывания $I_{0\text{ с.з}}$ из условия отстройки от собственного емкостного тока защищаемого присоединения:

$$I_{0\text{ с.з}} \geq K_{\text{отс}} K_{\text{пер}} I_{\text{Ссобс}}, \quad (1)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки; $I_{\text{Ссобс}}$ – собственный емкостный ток ОЗЗ защищаемого присоединения; $K_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий влияние переходных процессов.

Значение $K_{\text{пер}}$ зависит от особенностей элементной базы, на которой выполнены измерительные органы тока (ИОТ) ТЗНП, и алгоритмов обработки входных токов и логических сигналов, а для микропроцессорных защит – от алгоритмов функционирования измерительной и логической частей функции ТЗНП. Для ИОТ, выполненных на электромеханической элементной базе, рекомендуется [5] значение $K_{\text{пер}}$ принимать равным 4-5, что приводит к значительному снижению чувствительности защиты и ограничению области ее применения. Для ТЗНП с ИОТ, выполненными на микроэлектронной и микропроцессорной базе, значения $K_{\text{пер}}$ приближенно принимаются равными 2,0-2,5.

Эффективность срабатываний ТЗНП при внутренних ОЗЗ оценивается коэффициентом чувствительности при устойчивых металлических повреждениях

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{С}\Sigma} - I_{\text{Ссобс}}}{I_{0\text{ с.з}}} = \frac{I_{\text{С}\Sigma} - I_{\text{Ссобс}}}{K_{\text{отс}} K_{\text{пер}} I_{\text{Ссобс}}} \geq K_{\text{ч. мин}}, \quad (2)$$

где $K_{\text{отс}} = 1,2$ – коэффициент отстройки; $K_{\text{ч. мин}} = 1,2$ для защиты с действием на сигнал и 1,5 для защиты с действием на отключение (для ТЗНП электродвигателей рекомендуется принимать $K_{\text{ч. мин}} = 2$ [6]).

Из (1) и (2) можно получить условие применимости ТЗНП в сетях с изолированной нейтралью

$$\frac{I_{\text{Ссобс}}}{I_{\text{С}\Sigma}} \leq \frac{1}{1 + K_{\text{отс}} K_{\text{пер}} K_{\text{ч. мин}}}. \quad (3)$$

Для сети с высокоомным заземлением нейтрали через резистор R_N при $R_N \approx X_{\text{С}\Sigma} = 1/3 \omega C_{0\Sigma}$ условия применимости ТЗНП имеют вид:

$$\frac{I_{\text{Ссобс}}}{I_{\text{С}\Sigma}} \leq \frac{1}{1 + \sqrt{1 + \frac{(K_{\text{отс}} K_{\text{пер}} K_{\text{ч. мин}})^2}{2}}}. \quad (4)$$

Из (2)-(4) следует, что при больших значениях коэффициента $K_{\text{пер}}$ чувствительность защиты и область ее применения значительно уменьшаются.

Исследования динамических режимов функционирования ТЗНП, обосновывающие значения коэффициента $K_{\text{пер}}$ для ТЗНП, выполненных на различной элементной базе, насколько известно авторам, не проводились. Поэтому основной задачей данной работы являлись оценка влияния электромагнитных переходных процессов при ОЗЗ на функционирование ТЗНП с измерительными органами тока на различной элементной базе в целях уточнения методики выбора тока срабатывания (т.е. значений $K_{\text{пер}}$ в (1)) и области применения данной защиты в электрических сетях среднего напряжения, работающих с изолированной нейтралью или с высокоомным заземлением нейтрали через резистор.

3. ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДА ИССЛЕДОВАНИЙ

Для исследования динамических режимов функционирования устройств релейной защиты обычно применяется математическое или физическое имитационное моделирование. Математическое моделирование эффективно при исследовании переходных процессов в электроэнергетических объектах и системах (ЭЭО и ЭЭС), однако возможности его применения для анализа динамических режимов функционирования устройств релейной защиты (УРЗ) ограничены из-за трудностей или невозможности создания достаточно точных математических моделей последних. Для УРЗ, выполненных на микропроцессорной базе, создание математических моделей функций защиты, имитирующих их функционирование в условиях влияния электромагнитных переходных процессов, как правило, невозможно вообще, так как методы и алгоритмы формирования и обработки входных информационных и логических величин таких устройств являются коммерческой тайной фирм-производителей. Поэтому при исследовании динамических режимов функционирования УРЗ на различной элементной базе более эффективен метод физического моделирования, при котором на входы реального исполнения устройства защиты подаются токи и напряжения, сформированные на физической модели исследуемого ЭЭО.

В качестве физической модели исследуемых ЭЭО во многих случаях можно использовать программно-технические измерительные комплексы серии РЕТОМ (или их аналоги), предназначенные для проверки характеристик и параметров настройки УРЗ, а также анализа их работы в режимах реальных повреждений. Для исследования влияния электромагнитных переходных процессов на функционирование УРЗ можно использовать предусмотренную в устройствах серии РЕТОМ возможность воспроизведения любого электромагнитного процесса, записанного в COMTRADE-формате, и фиксации реакции УРЗ на приложенное воздействие. Однако возможности устройств серии РЕТОМ не всегда позволяют получить тестовые сигналы, соответствующие реальным токам и напряжениям переходного процесса при повреждениях в сложных ЭЭО.

Для формирования подобных тестовых сигналов целесообразно использовать математическое моделирование сложного ЭЭО, например, с использованием интегрированной системы моделирования Matlab с пакетом расширения Simulink, с последующим преобразованием специальной программой полученных на модели токов и напряжений в COMTRADE-формат.

Таким образом, для исследования динамических режимов функционирования системы «ЭЭО – УРЗ», и в частности, ТЗНП электрических сетей среднего напряжения, на наш взгляд, наиболее эффективно применение метода имитационного физико-математического моделирования с применением программно-аппаратного комплекса типа РЕТОМ (рис. 2).

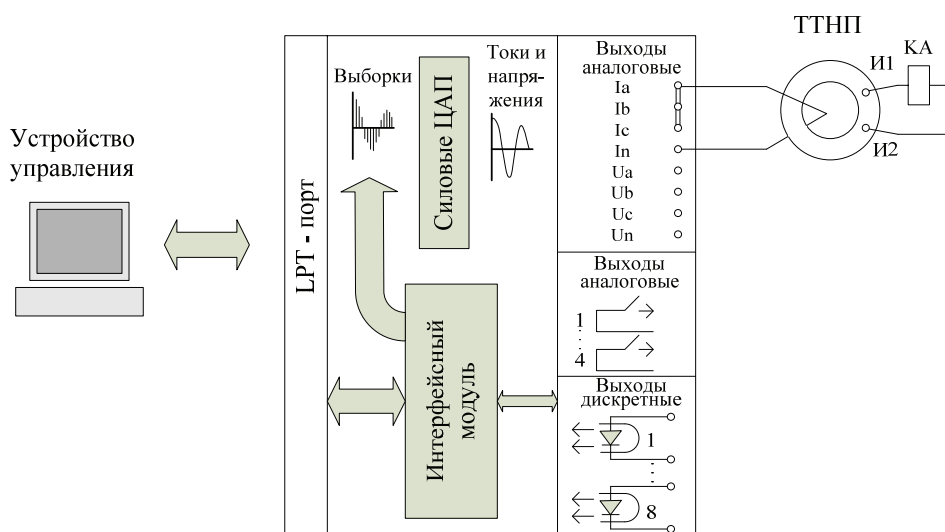


Рис. 2: Структурная схема системы для физико-математического моделирования динамических режимов функционирования ТЗНП

Математическая модель электрической сети среднего напряжения для исследования динамических режимов функционирования ТЗНП.

Математическая модель электрической сети 6-10 кВ для исследования динамических режимов функционирования ТЗНП при дуговых прерывистых ОЗЗ, реализованная с использованием системы моделирования Matlab и пакета расширения Simulink, приведена на рис. 3.

Трехфазная модель сети включает:

- 1) генерирующий источник;
- 2) две линии электропередачи Line1 и Line2 с распределенными параметрами;
- 3) эквивалентированную сеть, представленную схемой замещения с сосредоточенными параметрами;
- 4) коммутационную аппаратуру – выключатели и ключ OZZ, имитирующий ОЗЗ (или КЗ) в заданной точке электрической сети;
- 5) виртуальные измерители тока и напряжения, имитирующие трансформаторы тока напряжения, многоканальные осциллографы.

При необходимости к любой точке сети можно подключить и другие виртуальные приборы.

Источник питания в схеме представлен фазными ЭДС e_A, e_B, e_C , индуктивностями L_C и активными сопротивлениями R_C в каждой фазе. Каждая фазная ЭДС представляет собой сумму основной гармонической составляющей (50 Гц) и высших гармоник до 15-й (и выше) включительно. Для моделирования сети с резонансным заземлением нейтрали через дугогасящий реактор (ДГР) или через резистор в нейтраль генерирующего источника включена параллельная RL цепь, моделирующая дугогасящий реактор с параметрами $R_{ДГР}$ и $L_{ДГР}$ или заземляющий резистор R_N .

Конфигурация сети, режим заземления нейтрали, параметры элементов, положение точки и вид повреждения и др. могут изменяться в зависимости от целей и задач исследований, а также особенностей принципа действия и (или) алгоритма функционирования исследуемого УРЗ.

Банк тестовых сигналов для исследования динамических режимов функционирования различных исполнений ТЗНП.

С учетом поставленной задачи под тестовым сигналом понимается ток $3i_0$ в неповрежденном присоединении при внешнем дуговом перемежающемся ОЗЗ, полученный для наиболее тяжелых (с точки зрения отстроенности ТЗНП от внешних повреждений) расчетных условий. Расчетные условия: место возникновения ОЗЗ в сети, частота и условия возникновения повторных пробоев изоляции и гашения дуги тока ОЗЗ, параметры сети и неповрежденного присоединения и др. зависят от особенностей конкретного исполнения ТЗНП, определяемых элементной базой, принципом действия (алгоритмом функционирования) защиты, диапазоном изменения уставок по току срабатывания. Поэтому для различных исполнений ТЗНП в общем случае необходимы различные тестовые сигналы.

При исследованиях условий отстроенности от внешних дуговых перемежающихся ОЗЗ различных исполнений ТЗНП были приняты следующие расчетные условия:

- электрическая сеть 6-10 кВ содержит только кабельные линии (волновые сопротивления кабельных линий (КЛ) значительно меньше волновых сопротивлений воздушных линий (ВЛ), поэтому амплитуды бросков переходного тока при дуговых перемежающихся ОЗЗ в кабельных сетях больше);
- суммарный емкостный ток сети $I_{C\Sigma} \leq 20$ А при номинальном напряжении сети $U_{ном} = 10$ кВ и $I_{C\Sigma} \leq 30$ А при $U_{ном} = 6$ кВ;
- максимальное значение собственного емкостного тока защищаемого присоединения $I_{C\text{соб}}$ не превышает 25-30% от значения суммарного емкостного тока сети $I_{C\Sigma}$;
- максимальная длина КЛ не превышает 6-8 км (по условиям допустимой потери напряжения) при сечении жил 120-240 мм²;
- ОЗЗ металлическое (переходное сопротивление в месте повреждения равно нулю) на шинах защищаемого объекта;
- время затухания свободных составляющих в токах переходного процесса при ОЗЗ 3-5 мс [1-3 и др.];
- дуговое перемежающееся ОЗЗ имеет характер, соответствующий модели Петерсена или модели Петерса и Слепяна (рис. 4);

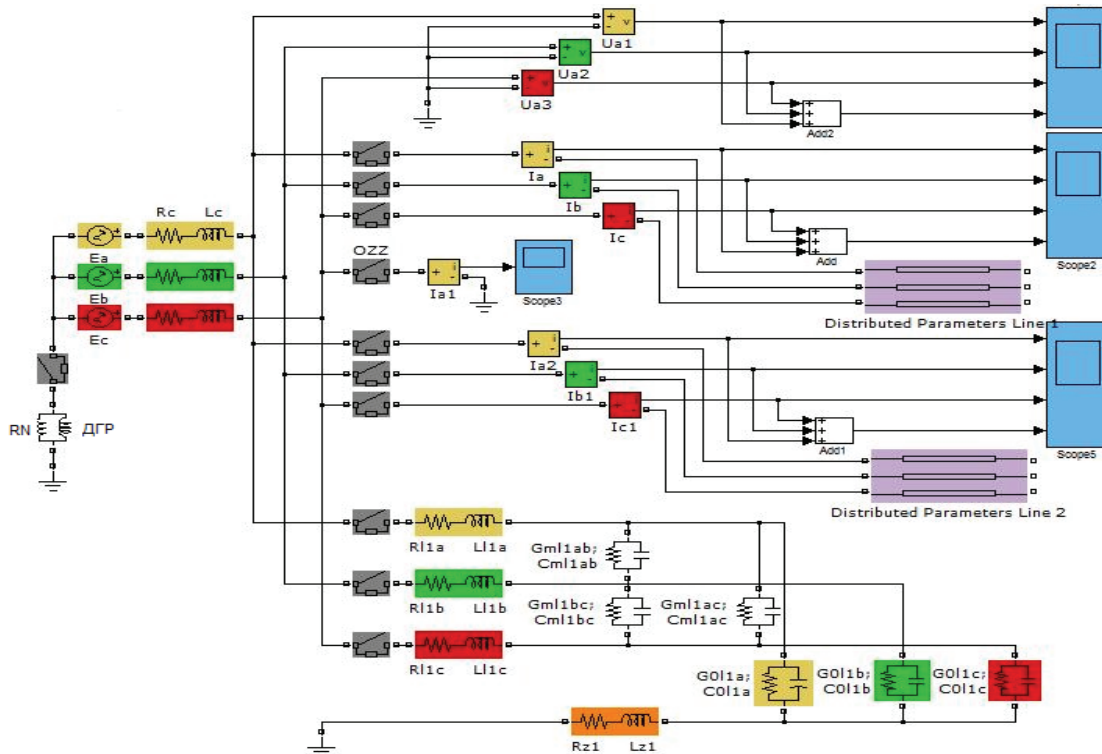


Рис. 3: Схема модели электрической сети среднего напряжения для исследования динамических режимов функционирования защит от замыканий на землю

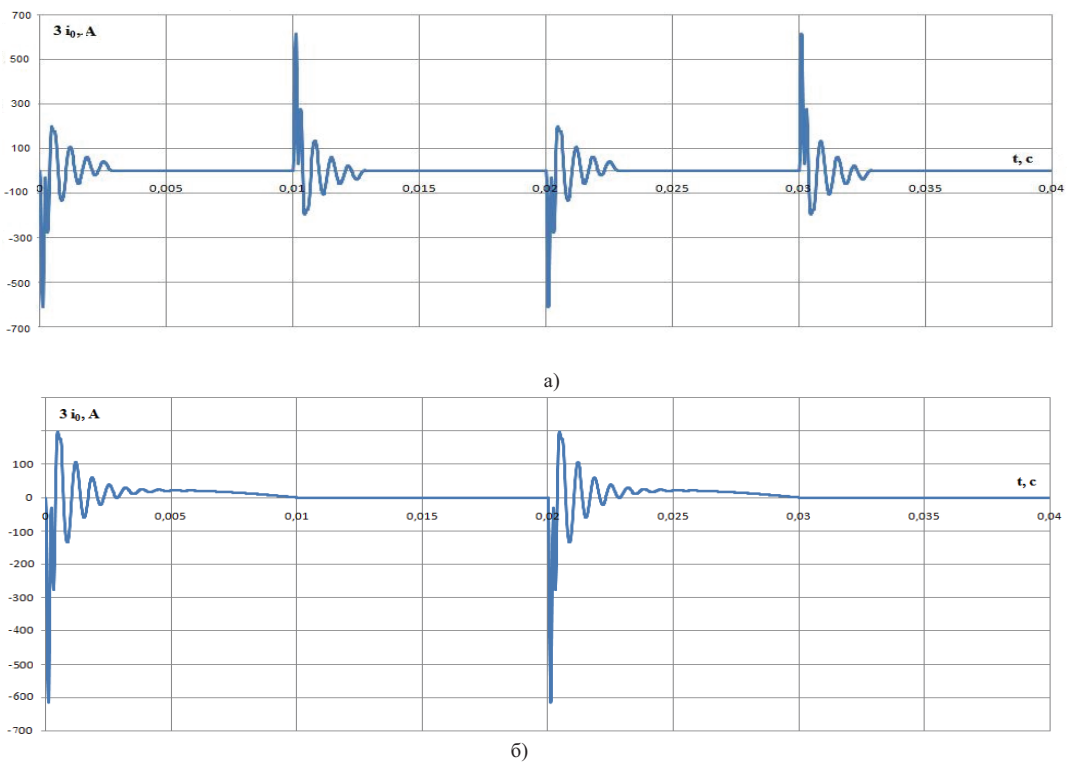


Рис. 4: Тестовые сигналы для исследования динамических режимов функционирования ТЗНП:
 а) дуговое перемежающееся ОЗЗ по модели Петерсена;
 б) дуговое перемежающееся ОЗЗ по модели Петерса и Слепяна

- при дуговом прерывистом ОЗЗ по модели Петерсена амплитуда переходного тока при повторных пробоях может увеличиваться в 2,0-2,5 раза, по модели Петерса и Слепяна – в 1,5-2,0 раза;
- при ОЗЗ по модели Петерсена гашение дуги происходит не при первом, а при последнем переходе через нуль среднечастотной (зарядной) составляющей тока переходного процесса;
- в ТЗНП используется наиболее распространенный тип трансформатора тока нулевой последовательности (ТТНП) ТЗЛМ с неразъемным сердечником (близкие характеристики имеют ТТНП типа ТЗ и ТЗЛ).

Для приведенных основных расчетных условий на математической модели сети (рис. 3) получены тестовые сигналы для исследования динамических режимов функционирования ТЗНП, выполненной с применением наиболее часто используемых в качестве ИОТ типов реле: электромагнитных реле типа РТ-40/0,2 и РТ-40/0,6, электронного реле типа РТЗ-50, микроэлектронного реле РТЗ-51. Полученные методом математического моделирования тестовые сигналы преобразовывались в осциллограммы в *COMTRADE*-формате.

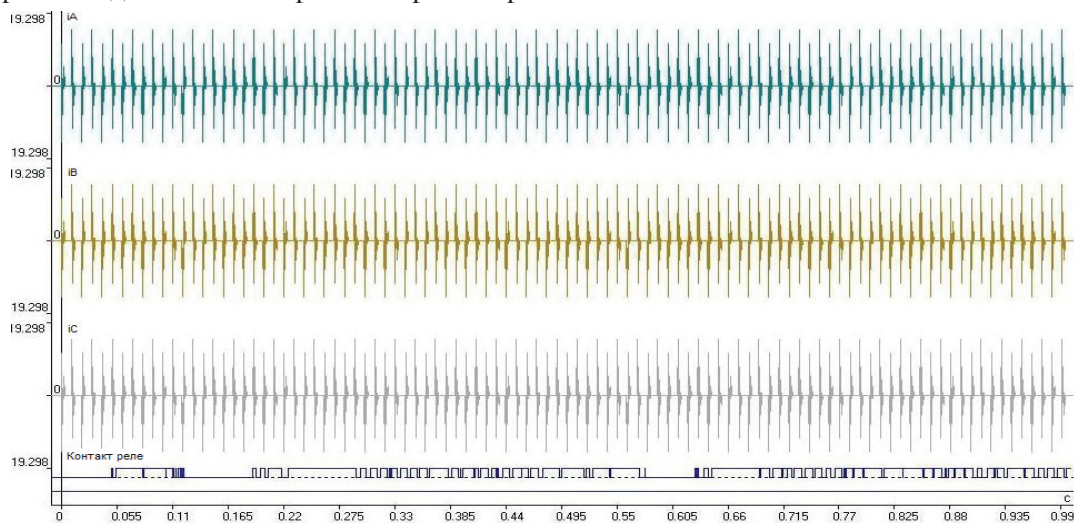
Результаты исследований и их оценка.

Для определения минимальных значений коэффициента, обеспечивающих устойчивость несрабатываний ТЗНП при внешних дуговых перемежающихся ОЗЗ, по выражению (1) при $K_{пер} = 1$ определялся минимальный ток срабатывания $I_{0\text{ с.з. мин}}$, затем на вход ИОТ (реле тока КА, рис. 2) по схеме рис. 2 подавался расчетный тестовый сигнал общей длительностью ~1 с, и ток срабатывания ТЗНП увеличивался до обеспечения устойчивых несрабатываний защиты. Расчетное значение $K_{пер}$ определялось по формуле

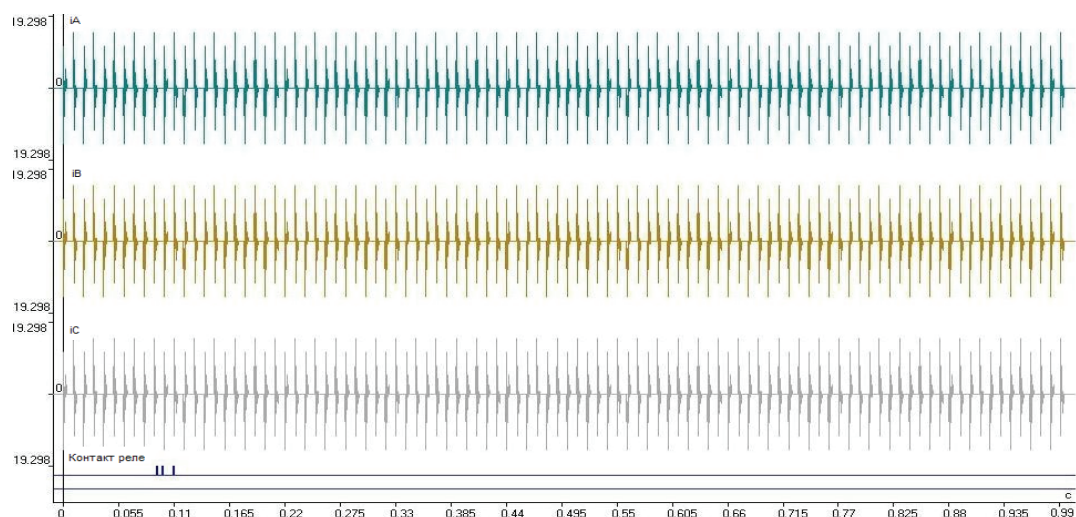
$$K_{пер} = \frac{I_{0\text{ с.з.}}}{I_{0\text{ с.з. мин}}} . \quad (5)$$

Осциллограммы рис. 5, полученные на устройстве РЕТОМ-51, иллюстрируют работу ТЗНП с реле типа РТ-40 при различных значениях тока срабатывания $I_{0\text{ с.з.}}$ (т.е. при различных значениях коэффициента $K_{пер}$ в (1)).

С использованием созданного банка тестовых сигналов на устройстве РЕТОМ-51 по изложенной методике проведены исследования динамических режимов функционирования указанных выше исполнений ТЗНП и определены минимальные значения коэффициента $K_{пер}$, обеспечивающие устойчивые несрабатывания ТЗНП с различными исполнениями ИОТ при наиболее тяжелых расчетных условиях внешнего дугового перемежающегося ОЗЗ. В табл. 1 приведены основные параметры тестовых сигналов, в табл. 2 дано сопоставление значений коэффициентов $K_{пер}$, рекомендуемых существующими методиками расчетов уставок ТЗНП, и значений $K_{пер}$, полученных методом физико-математического моделирования динамических режимов работы различных исполнений ТЗНП.



a)



б)

Рис. 5. Осциллограммы работы ТЗНП с ИОТ на базе электромеханического реле типа РТ-40/0,6 при разных значениях тока срабатывания защиты $I_{0\text{ с.з.}} = K_{\text{пер}} I_{0\text{ с.з.мин}}$: а) $K_{\text{пер}} = 1$; б) $K_{\text{пер}} = 1,8$

Тип ИОТ ТЗНП	$I_{0\text{ с.з. мин}}$, А	$I_{\text{С собс}}$, А	$I_{\text{т пер. макс}}$, А	Время затухания свободных составляющих тока Zi_0 , мс	Модель дугового ОЗЗ	Эффективное значение тока Zi_0 , А	Длительность тестового сигнала, с
Реле РТ-40/0,2 (параллельное соединение обмоток)	9,6	8	737	5	Петерсена	101	1
Реле РТ-40/0,6 (параллельное соединение обмоток)	7	5,83	876	5	Петерсена	119	1
Реле РТ-40/0,6 (последовательное соединение обмоток)	5	4,17	780	5	Петерсена	107	1
РТЗ-50 (диапазон уставок d)	3,1	2,583	650	5	Петерсена	80	1
РТЗ-51	0,78	0,65	664	5	Петерса и Слепяна	55	1

Табл. 1: Параметры тестовых сигналов для исследования динамических режимов функционирования ТЗНП при дуговых прерывистых ОЗЗ в сети с изолированной нейтралью

Тип ИОТ ТЗНП	Значения $K_{пер}$	
	По существующей методике расчета	Полученные на основе исследований
Реле РТ-40/0,2 (параллельное соединение обмоток)	4-5	~1,5
Реле РТ-40/0,2 (последовательное соединение обмоток)	4-5	~1,5
Реле РТ-40/0,6 (параллельное соединение обмоток)	4-5	1,5-2
Реле РТ-40/0,6 (последовательное соединение обмоток)	4-5	1,5-2
РТЗ-50 (диапазон уставок d)	3-3,5	1,5-2
РТЗ-51	2-2,5	~1

Табл. 2: Результаты оценки условий устойчивости несрабатываний различных исполнений ТЗНП при внешних дуговых перемежающихся ОЗЗ в сети с изолированной нейтралью

Анализ результатов исследований позволяет сделать следующие основные выводы:

1. Рекомендуемые существующими методиками расчета уставок ТЗНП электрических сетей среднего напряжения значения коэффициента, учитывающие влияние электромагнитных переходных процессов на функционирование защиты при дуговых прерывистых ОЗЗ, завышены, что приводит к значительному снижению чувствительности при устойчивых замыканиях и ограничению области применения ТЗНП.

2. На основе проведенных методом физико-математического моделирования исследований динамических режимов функционирования различных исполнений ТЗНП показано, что значения коэффициента $K_{пер}$ для различных исполнений ТЗНП могут быть уменьшены в 1,5-3,0 раза (табл. 2).

3. Наиболее тяжелые условия с точки зрения несрабатываний ТЗНП при внешних дуговых перемежающихся ОЗЗ имеют место в кабельных сетях напряжением 6 кВ, работающих с изолированной нейтралью, при возникновении повреждения на шинах для линий максимально возможной длины, выполненных кабелем наибольшего сечения.

4. С увеличением номинального напряжения $U_{ном}$ электрической сети при одном и том же максимальном собственном емкостном токе $I_{Ссобс}$ максимальная длина защищаемой уменьшается, а отстроенность защиты от внешних ОЗЗ увеличивается.

5. Поведение ТЗНП с ИОТ, выполненными на электромеханической элементной базе (например, реле типа РТ-40), при дуговых прерывистых ОЗЗ определяется в основном эффективным значением переходного тока, которое достигает наибольших значений при повреждениях, протекающих по модели Петерсена.

6. Влияние переходных процессов на работу ИОТ на электромеханической элементной базе уменьшается с увеличением входного сопротивления реле Z_p (например, реле РТ-40/0,2 и РТ-40/0,6, табл. 2), что объясняется шунтирующим влиянием ветви намагничивания ТТНП.

7. С увеличением частоты свободных составляющих переходного тока $3i_0$ шунтирующее влияние ветви намагничивания ТТНП на работу ТЗНП с ИОТ, выполненными на электромеханической базе увеличивается, а влияние переходных токов на работу ТЗНП соответственно уменьшается. Поэтому для ТЗНП с ИОТ на электромеханической элементной базе, применяемых на кабельных линиях малой протяженности – порядка десятков и сотен метров (например, в сетях 6 кВ собственных нужд электростанций, в системах электроснабжения предприятий) значение $K_{пер}$ в (1) можно уменьшить.

8. Поведение ТЗНП, выполненной с использованием ИОТ на электронной базе (реле РТЗ-50), при дуговых прерывистых ОЗЗ определяется в основном временем затухания свободных составляющих тока переходного процесса при пробое изоляции и амплитудой переходного тока.

9. Наиболее эффективную отстройку от влияния переходных процессов при внешних дуговых перемежающихся ОЗЗ обеспечивают ИОТ ТЗНП, имеющие ограничение амплитуды входных сигналов во вторичных цепях реле при входных токах, превышающих $I_{с.р}$, и отстройку по времени срабатывания, превышающую время существования свободных составляющих переходного тока Zi_0 (например, реле РТЗ-51).

10. В электрических сетях, работающих с высокоомным заземлением нейтрали через резистор или с резонансным заземлением нейтрали через ДГР, амплитуда переходного тока при повторных пробоях не увеличивается; для таких сетей значение $K_{пер}$ в (1) может быть принято равным 1.

11. С увеличением отстроенности от внешних дуговых прерывистых ОЗЗ эффективность функционирования ТЗНП при внутренних дуговых прерывистых повреждениях уменьшается. Практически все исполнения ТЗНП в этих режимах неработоспособны.

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. На основе проведенных методом физико-математического моделирования исследований показано, что значения коэффициента $K_{пер}$, учитывающего влияние на функционирование ТЗНП электромагнитных переходных процессов при внешних дуговых прерывистых ОЗЗ, могут быть уменьшены в 1,5–3,0 раза по сравнению с рекомендуемыми существующими методиками расчета уставок, что позволяет увеличить чувствительность защиты при устойчивых замыканиях и расширить область ее применения.

2. Разработанные методика и банк тестовых сигналов могут быть применены не только для исследования динамических режимов функционирования существующих исполнений ТЗНП, но и для обоснования наиболее эффективных алгоритмов обработки входных сигналов в микропроцессорных защитах от этого вида повреждений.

3. Физико-математическое имитационное моделирование функционирования может быть использовано также для исследования и оценки эффективности функционирования при дуговых перемежающихся повреждениях токовых направленных защит от ОЗЗ, а также защит, основанных на использовании электрических величин непромышленной частоты (высших гармоник, токов и напряжений переходного процесса при ОЗЗ, «наложенных» токов).

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Шалыт Г.М. Повышение эффективности профилактики изоляции в кабельных сетях // Труды ВНИИЭ. Вып. 8. – М.: Госэнергоиздат. – 1959. – С. 77–97.
- [2] Лихачев Ф.А. Замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью и с компенсацией емкостных токов. – М.: Энергия, 1971.
- [3] Шуцкий В.И. Защитное шунтирование однофазных повреждений электроустановок / В.И. Шуцкий, В.О. Жидков, Ю.Н. Ильин. – М.: Энергоатомиздат. – 1988.
- [4] Дударев Л.Е. Дуговые замыкания на землю в кабельных сетях / Л.Е. Дударев, С.И. Запороженко, Н.М. Лукьянцев // Электрические станции. – 1971, № 8. – С. 64–66.
- [5] Сирота И.М. Защита от замыканий на землю в электрических сетях. – Киев: Изд-во АН УССР, 1955.
- [6] Корогодский В.А. Релейная защита электродвигателей напряжением выше 1 кВ / В.А. Корогодский, Кужеков С.Л., Паперно Л.Б. – М.: Энергоатомиздат, 1987.

Научное издание

**СОВРЕМЕННЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ
РАЗВИТИЯ СИСТЕМ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ
И АВТОМАТИКИ ЭНЕРГОСИСТЕМ**

Сборник докладов
Международной научно-технической конференции
(Москва, 7–10 сентября 2009)

Издательство
НП «Научно-инженерное информационное агентство»
115230, Москва, Каширское ш., д. 5, корп. 1

Типография
ЗАО «Глобал Маркетинг»
107045, Москва, Луков переулок, д. 4

Подписано в печать 24.08.2009. Гарнитура «NewtonС».
Формат 210 × 297 мм. Усл. печ. л. 39,5.
Тираж 300 экз. Заказ № 3792
Отпечатано по технологии СтР.

ISBN 978-5-903564-03-3



9 785903 564033