



PS1 – S1-04



Схема интегрированной защиты гидроаккумулирующей электростанции

З. ГАИЧ¹, Й. МЕНЕЗЕС¹, Д. ТРИШИЧ², М. ЧИТАКОВИЧ²
ABB SA Products¹, PD Drinsko-Limske HPP, Bajina Bašta²
Швеция¹, Сербия²
zoran.gajic@se.abb.com

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Интегрированная защита, защита генератора, гидроаккумулирующая электростанция.

1 ВВЕДЕНИЕ

Гидроаккумулирующая электростанция (ГАЭС) Байина-Башта расположена вблизи города Перучац (Perućac) на реке Дрина. Гидравлический напор двух турбин электростанции составляет приблизительно 600 метров между верхним бьефом, расположенным в верхней части горы Тара (Tara) и нижним бьефом, расположенным по другую сторону плотины на реке Дрина. Номинальные данные каждого из двух блоков «генератор/двигатель – трансформатор»: мощность генератора 315 МВА, частота вращения 428,6 об/мин, напряжение трансформатора 11/220 кВ. Помимо этих двух блоков имеется еще четыре генератора 100 МВА, которые находятся в теле плотины и используются в качестве автономных генераторов.

Реверсивные пофазные разъединители расположены на стороне высшего напряжения повышающего трансформатора электrorаспределительной подстанции 220 кВ в соответствии с рисунком 2. Подстанция 220 кВ, через которую два блока подключаются к национальной энергосистеме, находится на расстоянии 8 километров. Вследствие этого на стороне высшего напряжения повышающего трансформатора последовательно установлено два выключателя, чтобы гарантировать отключение блоков от системы при любых аварийных условиях. Кроме того, из-за транспортных ограничений каждый повышающий трансформатор блока построен путем параллельного соединения двух баков мощностью 160 МВА каждый.

Электростанция была введена в действие в 1982 году, когда первоначальная схема защиты включала в себя отдельные электромеханические реле с индукционными дисками. В результате старения существующего оборудования потребовалась новая схема защиты. При проектировании схемы защиты с использованием цифровых реле необходимо учитывать особенности работы двух агрегатов ГАЭС:

- режим генератора;
- режим насоса;
- режим синхронного пуска двух агрегатов, при котором один агрегат работает насосом, а другой – генератором (back-to-back starting);
- электрическое торможение синхронной машины, как в режиме генератора, так и в режиме насоса.

Возможность логического программирования цифровых реле позволяет автоматически распознавать действующие рабочие условия и автоматически адаптировать работу реле к действующим условиям работы агрегата. Для защиты рассматриваемых агрегатов фактически используется адаптивная защита.

Независимо от сложности установки, вся схема защиты блока «генератор/двигатель – трансформатор» ГАЭС интегрирована в одном цифровом интеллектуальном электронном устройстве (ИЭУ).

2 ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ УСТРАНЕНИЯ ПОВРЕЖДЕНИЙ

Схема системы защиты и управления всегда должна базироваться на основных требованиях энергосистемы. Общепринятые принципы проектирования, отвечающие этим требованиям, были установлены, и используются уже в течение продолжительного времени.

Совершенствование рабочих характеристик и функционального состава ИЭУ привело к возникновению проектных решений, которые позволяют интегрировать в одном ИЭУ все функции, необходимые для релейной защиты объекта энергосистемы. В одном современном ИЭУ можно интегрировать все функции защиты и мониторинга агрегата гидроэлектростанции. Несмотря на большую степень функциональной интеграции, должны выполняться основные требования в отношении надежности.

В настоящей работе дано описание проектного решения схемы цифровой защиты блока «генератор/двигатель – трансформатор» гидроаккумулирующей станции. Несмотря на сложность применения, вся схема защиты одного блока может быть интегрирована в одном цифровом многофункциональном ИЭУ. При такой высокой степени функциональной интеграции очень важно уделять особое внимание схеме системы защиты, чтобы гарантировать выполнение требований по надежности срабатывания и надежности несрабатывания защиты. В настоящей работе также обсуждаются требования к системе защиты и устранения повреждений.

Существует множество различных требований к системам устранения повреждений. Это такие требования как надежность, быстродействие, селективность и чувствительность. В данной статье мы ограничимся обсуждением требований к надежности. Надежность, вероятно, является самым основным и наиболее важным свойством системы устранения повреждений. Надежность защиты включает в себя надежность срабатывания защиты и надежность несрабатывания защиты.

Надежность срабатывания – это вероятность того, что не произойдет отказ при срабатывании защиты при определенных условиях в течение заданного интервала времени. Другими словами, функция защиты с высокой степенью надежности срабатывания имеет высокую вероятность правильного срабатывания, когда это необходимо.

Надежность несрабатывания – это вероятность того, что не произойдет непредусмотренного срабатывания защиты при определенных условиях в течение заданного интервала времени. Функция с высокой степенью надежности несрабатывания имеет малую вероятность срабатывания, когда срабатывание не предусмотрено.

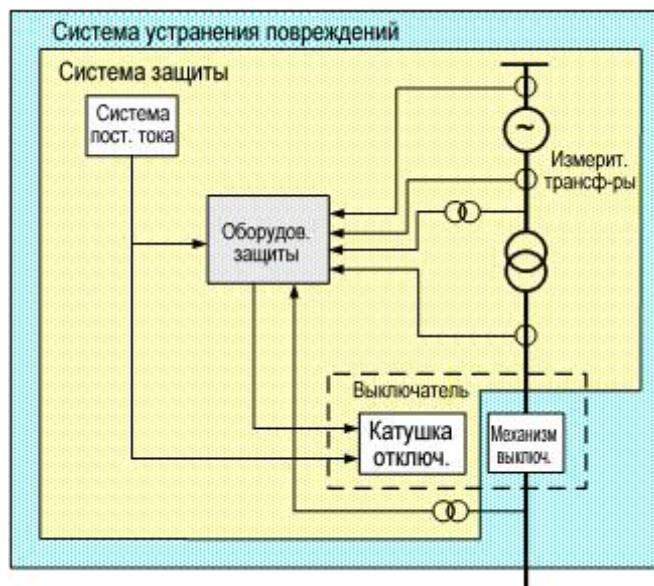


Рис. 1: Границы системы защиты и системы устранения повреждений

По определению система защиты состоит из измерительных трансформаторов, оборудования защиты, источника оперативного питания, цепи отключения, включающей в себя катушку отключения выключателя и все необходимые монтажные соединения. Для успешного устранения повреждений в энергосистеме система защиты и выключатель должны сработать правильно. Таким образом, мы определяем систему устранения повреждений как систему защиты вместе с механизмом выключателя. Она включает в себя все функции для автоматического устранения повреждений в энергосистеме. Для обеспечения надежного устранения повреждения все компоненты системы устранения повреждений должны работать правильно. Несмотря на высокую эффективность и качество оборудования защиты, это оборудование может оказаться бесполезным, если произойдет отказ любого другого компонента системы устранения повреждений. На рисунке 1 показана схема системы устранения повреждений блока «генератор-трансформатор».

Мы не можем полагать, что все компоненты системы устранения повреждений всегда будут работать правильно. Известно, что выключатели и оборудование защиты иногда отказывают, или происходит потеря входного сигнала от трансформаторов тока и напряжения. Может произойти прерывание оперативного питания или питания цепи отключения. И обычно такие типы неисправностей в системе устранения повреждений не приводят к невозможности отключения в случае повреждения генераторного блока или повреждения в энергосистеме.

Так как каждый компонент системы устранения повреждений имеет небольшой риск отказа, стандартная практика предлагает использование критерия единичного отказа при планировании и проектировании системы устранения повреждений.

Критерий единичного отказа требует, чтобы отказ любого из компонентов в системе устранения повреждений не приводил к полной неспособности устранения повреждения в энергосистеме. Общепринятый принцип проектирования заключается в том, что основные требования энергосистемы в отношении надежности срабатывания выполняются в том случае, когда применяется критерий единичного отказа.

Практическое применение критерия единичного отказа означает, что характеристики системы устранения повреждений необходимо изучать при различных условиях, и должна быть возможность устранения повреждений в энергосистеме даже в случае отказа одного из компонентов системы устранения повреждений. Далее приводятся примеры отказов, которые необходимо принимать во внимание:

- потеря входного сигнала от трансформаторов тока и напряжения;
- отказ при срабатывании оборудования или функции защиты;
- прерывание подачи оперативного питания постоянного тока;
- обрыв цепи отключения;
- отказ при отключении выключателя.

Очевидно, что для выполнения критерия единичного отказа требуется использовать какую-либо резервную или дублирующую защиту. Резервирования можно достичь за счет использования второй основной защиты или определенного типа резервной защиты на отдельных устройствах. Обычно основная защита и резервная защита могут размещаться на различных подстанциях (удаленная резервная защита), или на одной подстанции (локальная резервная защита или локальная вторая основная защита). Локальная резервная или локальная вторая основная система защиты часто и являются требуемым решением для защиты очень важного блока генератора, чтобы выполнялся критерий единичного отказа. Вторую основную систему защиты никогда нельзя размещать в том же самом оборудовании, что и первую основную систему защиты. В системах, в которых имеется только одна основная защита, резервная защита не должна размещаться в том же самом оборудовании, что и основная защита.

3 РЕЖИМЫ РАБОТЫ БЛОКА «ГЕНЕРАТОР-ДВИГАТЕЛЬ»

Два блока «генератор/двигатель – трансформатор» имеют следующие режимы работы, которые необходимо учитывать при проектировании схемы интегрированной защиты с использованием цифровых ИЭУ:

- режим генератора;

- режим насоса;
- синхронный пуск [5,6] одного агрегата в режиме насоса, а другого – в режиме генератора;
- электрическое торможение синхронной машины в режимах генератора и насоса.

Логическое программирование многофункционального цифрового ИЭУ [1,3] дает возможность автоматически обнаруживать фактический режим работы блока и соответствующим образом адаптировать работу реле. В следующих разделах статьи будет дано краткое описание различных режимов работы этих двух блоков.

3.1 Работа в режиме генератора и в режиме насоса

Основное различие между режимом генератора и режимом насоса заключается в том, что изменяется направление вращения синхронной машины и направление (т.е. знак) потока активной мощности. Изменение направления вращения приводит к тому, что положительные величины, измеряемые схемой защиты, становятся отрицательными. При проектировании схемы защиты это нужно учитывать. Особенно могут пострадать цифровые реле защиты генератора, так как действие множества функций защиты основано на симметричных составляющих токов и напряжений. Изменение потока активной мощности (т.е. знака) может также повлиять на реле защиты от повышения/понижения мощности, интегрированные в многофункциональные цифровые ИЭУ.

3.2 Синхронный пуск

Машина мощностью 315 МВА запускается в режиме синхронного двигателя, получая питание от автономного генератора 100 МВА, расположенного в теле плотины. При этом оба блока первоначально находятся в неподвижном состоянии. Выполняются необходимые переключения, чтобы отключить обе машины от системы электропередачи 220 кВ и подключить автономный генератор 100 МВА к насосу 315 МВА. Для этой цели используется разъединитель 89S в соответствии с рисунком 2. Следует обратить внимание на то, что обе машины фактически соединены линией 220 кВ. Таким образом, повышающие трансформаторы подключены последовательно, и также включены в общую пусковую схему. Подается напряжение в обмотки возбуждения генераторов двух блоков, и затворы турбины генератора открываются в заданное положение. Генератор и двигатель будут разгоняться вместе. После достижения номинальной частоты вращения, насос синхронизируется с системой электропередачи 220 кВ, и в это время генератор отключается и, соответственно, размыкается выключатель 89S. Затем насос нагружается приблизительно до 300 МВт. Иногда такой метод пуска в технической литературе называют синхронным пуском двух агрегатов, при котором один агрегат работает насосом, а другой - генератором (back-to-back starting). На ГАЭС Байина-Башта синхронный пуск полностью автоматизирован и завершается примерно за пять минут. Процесс пуска контролируется схемой защиты, и в случае какой-либо неисправности обе машины будут быстро разъединены.

Синхронный пуск осуществляется за счет линейного увеличения частоты колебаний напряжения насоса от 0 до 50 Гц, а также за счет линейного увеличения напряжения от 0 до 100 % номинального напряжения на выводах машины. Такие условия оказывают воздействие на многие функции защиты. Таким образом, ИЭУ должно включать в себя функцию измерения и отслеживания фактической частоты энергосистемы, чтобы при таких пусковых условиях обеспечить соответствующую работу всех функций защиты, интегрированных в ИЭУ.

3.3 Электрическое торможение

Период времени, который требуется для остановки синхронной машины с явновыраженными полюсами без дополнительного торможения может продолжаться более получаса во многих случаях. Длительная работа машины при малой частоте вращения может быть опасной для подшипников машины из-за низкого давления масла. Для остановки турбины и ротора гидрогенератора часто используется механическое торможение. Такие тормоза работают по принципу механического трения, которое замедляет вращающуюся массу генератора. В условиях пиковых нагрузок, а также на ГАЭС, где требуются частые пуски и остановки агрегата, механическое торможение не является оптимальным решением из-за больших затрат на техобслуживание. В таких случаях часто используется электрическое

торможение. В данном случае после отключения от сети генератора 315 МВА его частота вращения довольно быстро снижается естественным путем до уровня 50 % номинального значения, но если не принять дополнительных мер, полная остановка ротора займет более 15 минут.

Для уменьшения времени вращения отключенного генератора применяется электрическое торможение. На данной установке, когда частота вращения уменьшится до 50 % номинального значения, замыкается разъединитель 89DB в соответствии с рисунком 2. Такая операция практически приводит к трехфазному короткому замыканию на выводах машины. Затем подается ток в обмотку возбуждения, достаточный для наведения в обмотке статора тока, равного 80 % номинального значения. Взаимодействие магнитных полей ротора и статора приводит к созданию тормозного момента, за счет которого ротор машины останавливается примерно за пять минут. При очень малой частоте вращения применяется также и механическое торможение. Электрическое торможение используется как в режиме генератора, так и в режиме насоса.

При активном электрическом торможении напряжение на выводах машины практически равно нулю, что фактически приводит к блокированию всех функций контроля частоты в ИЭУ, которые основаны на измерении напряжения [1]. В то же время значение тока статора будет практически постоянным при изменении частоты приблизительно от 25 до 0 Гц. Такое состояние, безусловно, окажет воздействие на многие функции защиты. Нужны специальные средства для предотвращения излишнего срабатывания реле и необходимо иметь в составе ИЭУ специальную функцию защиты для данного рабочего режима.

4 СХЕМА ИНТЕГРИРОВАННОЙ АДАПТИВНОЙ ЗАЩИТЫ

Подключение измерительных трансформаторов к цифровому ИЭУ показано на рис. 2. Состояние блок-контактов всех первичных аппаратов, приведенных на этом рисунке, отображается в ИЭУ в виде индикации двухбитовых величин. Наконец, в ИЭУ заведены дополнительные дискретные сигналы, такие как «направляющий аппарат закрыт»; «частота вращения превышает 80 %»; «выбран режим синхронного пуска» и «порядок остановки машины». Для определения фактического режима работы блока используются функции логического программирования ИЭУ. Затем эта информация используется для настройки различных функций защиты ИЭУ. Таким образом, для защиты блоков «генератор-трансформатор» фактически используется адаптивная защита.

4.1 Функции защиты, интегрированные в одном устройстве защиты

Функция контроля частоты, имеющаяся в ИЭУ, измеряет и отслеживает фактическую частоту защищаемой системы, для чего используются сигналы напряжения на выводах машины. Она позволяет использовать почти все функции защиты, имеющиеся в ИЭУ, во всех рабочих режимах, за исключением электрического торможения. При синхронном пуске данная функция полностью работоспособна при частоте измеряемого напряжения от 9 Гц и более.

Функции дифференциальной защиты 87G и 87T не требуют особого обращения, так как реверсивные пофазные разъединители находятся за пределами зон действия своих защит в соответствии с рисунком 2. Однако ступень с торможением функции 87T при электрическом торможении должна блокироваться, и требуется особое обращение при крайне малых частотах (2–10 Гц), когда функция контроля частоты не является полностью работоспособной, как описано в следующем параграфе.

Дифференциальная защита генератора для малых частот колебаний напряжения 87S [7] активизируется только в том случае, когда машина находится в режиме синхронного пуска или в режиме электрического торможения. Защита реализована путем использования максимальной токовой защиты, которая измеряет сумму токов на обеих сторонах обмотки статора. Обратите внимание, что никакого торможения не требуется, так как при этих двух режимах внешних повреждений практически не бывает. Эта функция может работать при частоте колебаний напряжения примерно от 2 Гц и более. Уставки функции соответствуют мощности машины, равной 15 % номинального значения.

Максимальная токовая защита электрических машин 51 реализована путем использования четырехступенчатой функции максимальной токовой защиты. Две ступени

используются в качестве резервной защиты с выдержкой времени при нормальной работе машины. Третья быстродействующая ступень (отсечка) имеет уставку, соответствующую 50 % номинальной мощности машины и активна только при синхронном пуске; четвертая быстродействующая ступень (отсечка) имеет уставку, соответствующую 125 % номинальной мощности машины и активна только при электрическом торможении. Эта функция способна работать при частоте примерно 2 Гц и более.

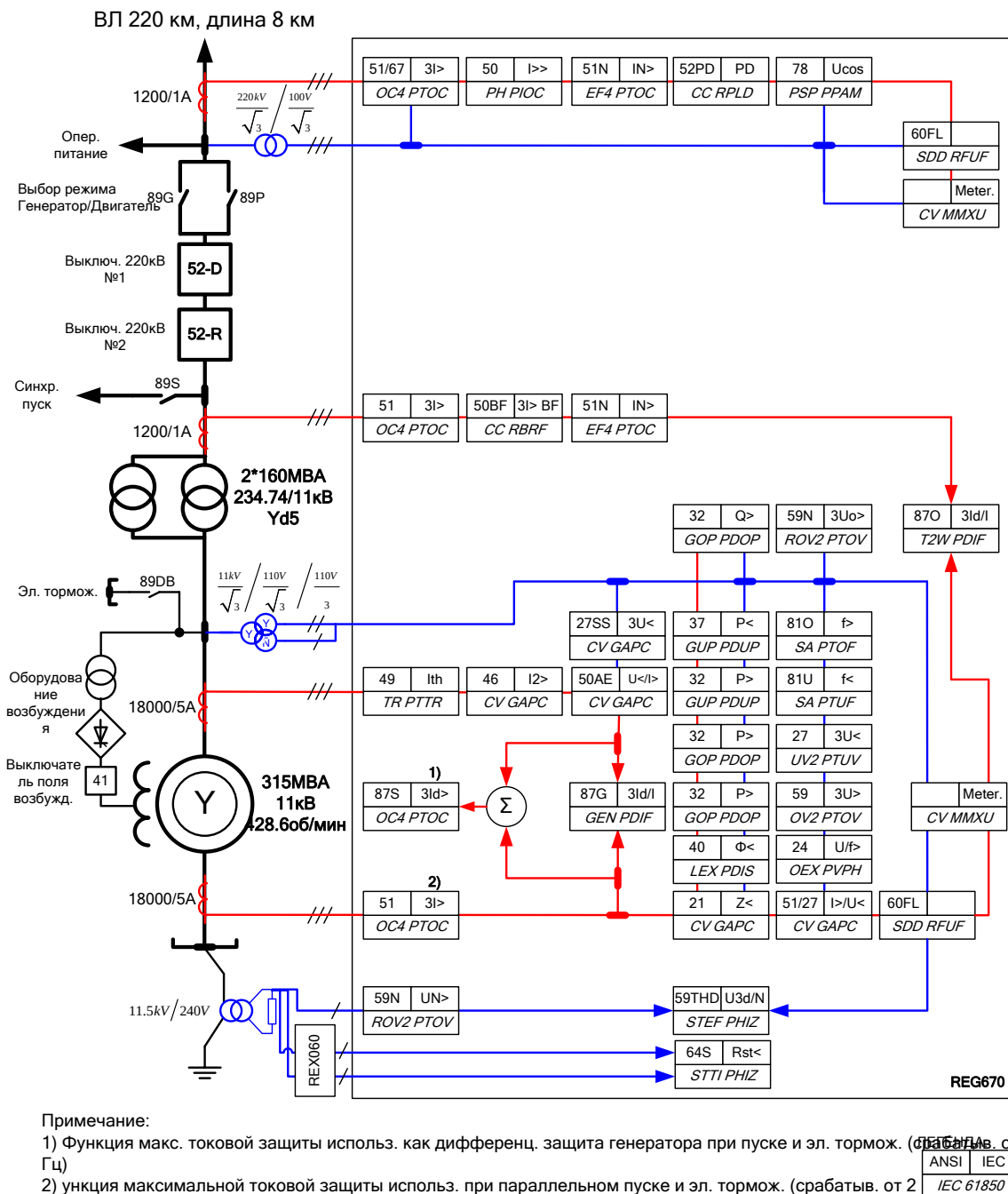


Рис. 2: Схема защиты одного блока «генератор/двигатель – трансформатор», с использованием одного ИЭУ

Защита по току обратной последовательности 46 реализована путем использования двух функций. Первая функция измеряет ток обратной последовательности, и активна только в том случае, когда машина вращается в режиме генератора. Вторая функция измеряет ток прямой последовательности, и активна только в том случае, когда машина вращается в режиме двигателя. Время срабатывания и выдержка времени обеих функций устанавливается в зависимости от мощности машины.

Защита 95 % обмотки статора при замыкании на землю 59N измеряет напряжение нулевой последовательности основной частоты в нейтрали машины и активна во всех рабочих режимах блока.

Защита 100 % обмотки статора при замыкании на землю на основе контроля третьей гармоники 59THD реализована с использованием дифференциального метода измерений напряжений нулевой последовательности третьих гармоник в нейтрали и на выводах обмотки статора и активна во всех рабочих режимах блока.

Защита 100 % обмотки статора при замыкании на землю с использованием устройства наложения тока 64S контролирует накладываемый на обмотку сигнал частотой 87 Гц и активна при всех рабочих режимах блока.

Защита 80 % обмотки статора при замыкании на землю 59N измеряет напряжение нулевой последовательности основной частоты на выводах машины и активна при всех рабочих режимах устройства.

Защита по минимальному сопротивлению 21 имеет две зоны и блокируется при синхронном пуске или электрическом торможении.

Максимальная токовая защита с самоподхватом по понижению напряжения 51/27 имеет одну ступень и блокируется при синхронном пуске или электрическом торможении.

Защита от потери возбуждения 40 основана на измерении комплексного сопротивления на выводах генератора и блокируется при синхронном пуске или электрическом торможении.

Функция контроля цепей переменного напряжения 60FL для трансформатора напряжения 11 кВ контролирует величину $\Delta I/\Delta U$, и блокируется, когда машина не синхронизирована с системой электропередачи 220 кВ. Следует обратить внимание на то, что схемы контроля цепей переменного напряжения подвержены влиянию режима работы (генератор/двигатель).

Защита от случайной подачи напряжения 50AE использует максимальную токовую защиту с контролем по напряжению, но блокируется при синхронном пуске и электрическом торможении.

Защита от тепловой перегрузки 49 основана на измерении истинных среднеквадратических значений тока и активна во всех рабочих режимах.

Защиты по мощности 32 и 37 используют схему Арона (метод двух ваттметров), которая обеспечивает правильность трехфазных измерений активной и реактивной мощности (P и Q), включая направленность во всех рабочих режимах блока. Одна ступень защиты по понижению мощности имеет уставку, соответствующую 50 % номинальной мощности, используется для прямого отключения в режиме двигателя (защита от потери нагрузки). Другая ступень имеет уставку, соответствующую 105 % номинальной мощности, используется как защита от повышения активной мощности в режимах двигателя и генератора. Другие шесть ступеней используются в качестве входных сигналов системы управления электростанцией.

Защита от повышения частоты 81O имеет две ступени. Первая ступень активна только в случае подключения машины к сети. Вторая ступень активна всегда, имеет уставку 150% номинальной частоты. Эта защита используется в качестве резервной защиты вместе с механической защитой от повышения частоты вращения. Большая уставка выбирается для координации во время сброса нагрузки, когда машина работает в режиме генератора.

Защита от понижения частоты 81U активна только в режиме насоса.

Защита от повышения напряжения 59 измеряет три междуфазных напряжения и активна во всех режимах.

Защита от понижения напряжения 27 измеряет три междуфазных напряжения и активна в режиме насоса.

Защита от понижения напряжения 27SS измеряет максимальное междуфазное напряжение. Эта защита используется в дополнение к функции защиты, которая активна только при синхронном пуске и при частоте вращения выше 80 % номинального значения. Эта защита предназначена для обнаружения отказа системы возбуждения и для переключения на источник возбуждения, который подключен к выводам электрической машины. Уставка равна 50 % с выдержкой времени 1 с.

Защита от перевозбуждения 24 основана на измерении междуфазного напряжения и блокируется при электрическом торможении.

Максимальная токовая защита стороны высшего напряжения повышающего трансформатора 51 реализована путем использования четырехступенчатой максимальной токовой защиты. Две ступени используются в качестве резервной защиты с выдержкой времени при нормальном режиме. Третья быстродействующая ступень (отсечка) имеет уставку, соответствующую 75 % номинальной мощности трансформатора, активна только при синхронном пуске с выдержкой времени 0,2 с.

Защита стороны высшего напряжения повышающего трансформатора при замыкании на землю 51N реализована путем использования четырехступенчатой МТЗ. Используются только две ступени, которые активны всегда.

УРОВ с абсолютной селективностью 50BF подключено к стороне высшего напряжения повышающего ТТ и может использоваться для посылки команды телеотключения на удаленную подстанцию при возникновении такого маловероятного события как отказ двух выключателей 220 кВ.

Максимальная токовая защита (отсечка) 50 линии 220 кВ имеет уставку 9,6 кА первичного тока и используется для мгновенного отключения при любом повреждении распределительного устройства 220 кВ электростанции.

Максимальная токовая защита 51/67 линии 220 кВ используется в качестве резервной защиты воздушной линии 220 кВ протяженностью 8 км.

Защита линии 220 кВ при замыкании на землю 51N используется в качестве резервной защиты воздушной линии 220 кВ протяженностью 8 км.

Защита от несогласованного положения полюсов выключателя 52PD используется для обнаружения неспособности первичных аппаратов отключить/включить все три полюса.

Защита от асинхронного режима 78 подключена к трансформаторам тока и напряжения линии 220 кВ, которые находятся за пределами действия реверсивных пофазных разъединителей, что позволяет использовать для этой защиты величины прямой последовательности независимо от того, в каком режиме – генератора или насоса – работает блок. Работа функции основана на измерении величины $U_{\cos\varphi}$.

Функция контроля цепей переменного напряжения 60FL для трансформатора напряжения 220 кВ основана на измерении величин обратной и нулевой последовательности и всегда активна.

Матрица отключения предназначена для эмуляции существующих схем отключения, используемых автономными электромеханическими реле.

4.2 Функция измерения и мониторинга

ИЭУ обеспечивает измерение следующих величин генератора и линии 220 кВ: P , Q , S , U , I , f и $\cos\varphi$. Эти измерения отображаются в виде рабочих значений в режиме реального времени на однолинейной схеме, которая отображается на экране дисплея в соответствии с рисунком 3. Это упрощает тестирование, ввод в эксплуатацию, поиск и устранение неисправностей схемы интегрированной защиты [4].

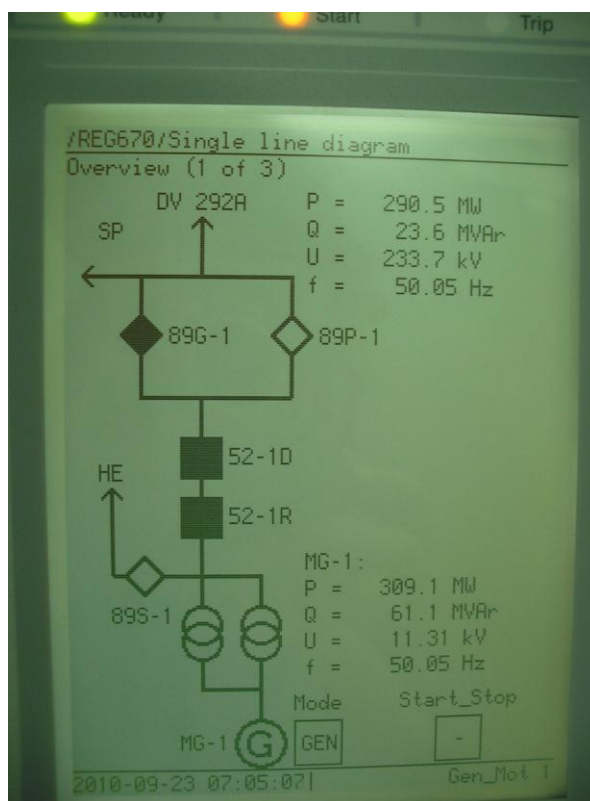


Рис. 3: Отображение на экране дисплея однолинейной схемы и значений величин в режиме реального времени

Встроенный регистратор аномальных режимов и список событий предоставляют информацию о работе ИЭУ при проверке первичными и вторичными величинами [4], а также в различных рабочих режимах устройства. Также регистрируются расчетные величины, такие как P , Q , f и дифференциальные токи.

Программируемые светодиоды позволяют оператору быстро получить информацию о функции защиты, которая вызвала срабатывание устройства. Местный интерфейс «человек-машина» обеспечивает доступ к информации о рабочем режиме ИЭУ.

Логические элементы с двумя устойчивыми состояниями (т.е. триггерная схема) с памятью обеспечивают сохранение состояния светодиодов с информацией о режиме работы при потере устройством защиты оперативного питания. Сразу после успешной перезагрузки устройства защиты появляется последнее перед перезагрузкой состояние светодиодов.

5 ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ

В августе 2009 года были введены в работу два ИЭУ, по одному на каждый блок «генератор/двигатель – трансформатор». Опыт эксплуатации полностью соответствует ожиданиям. В октябре 2009 года были проведены незначительные изменения конфигурации и настроек устройства для оптимизации использования встроенного осциллографа и списка событий в различных рабочих режимах устройств. В схему защиты была введена дополнительная функция 27SS для обнаружения отказа блока питания в системе возбуждения двигателя 315 МВА в режиме синхронного пуска.

В приведенных ниже рисунках для обозначения фаз в трехфазной системе вместо традиционных букв А, В, С (ANSI) или L1, L2 and L3 (МЭК) используются буквы R, S и T. Такое обозначение фаз соответствует стандартной практике конечного пользователя (старый стандарт VDE).

Используются следующие единицы измерения: вторичных ампер (ток); вторичных вольт (напряжение); проценты (активная и реактивная мощность) (базовая 315 МВА) и Герц (частота).

На рисунках 4-6 показаны осциллограммы, записанные во время электрического торможения. На каждом из этих трех рисунков показаны следующие величины, измеренные устройством защиты:

- a) три фазных напряжения в энергосистеме 220 кВ (обратите внимание на то, что частота колебаний этих сигналов всегда равна 50 Гц);
- b) три фазных тока на выводах синхронной машины.

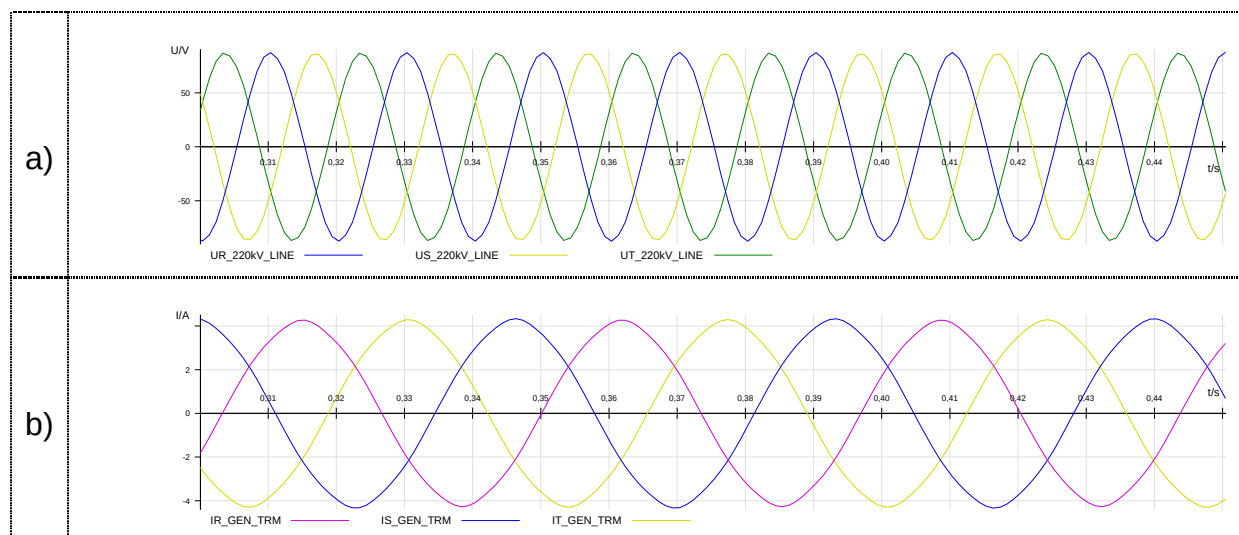


Рис. 4: Начало электрического торможения в режиме насоса (частота тока статора близка к 25 Гц)

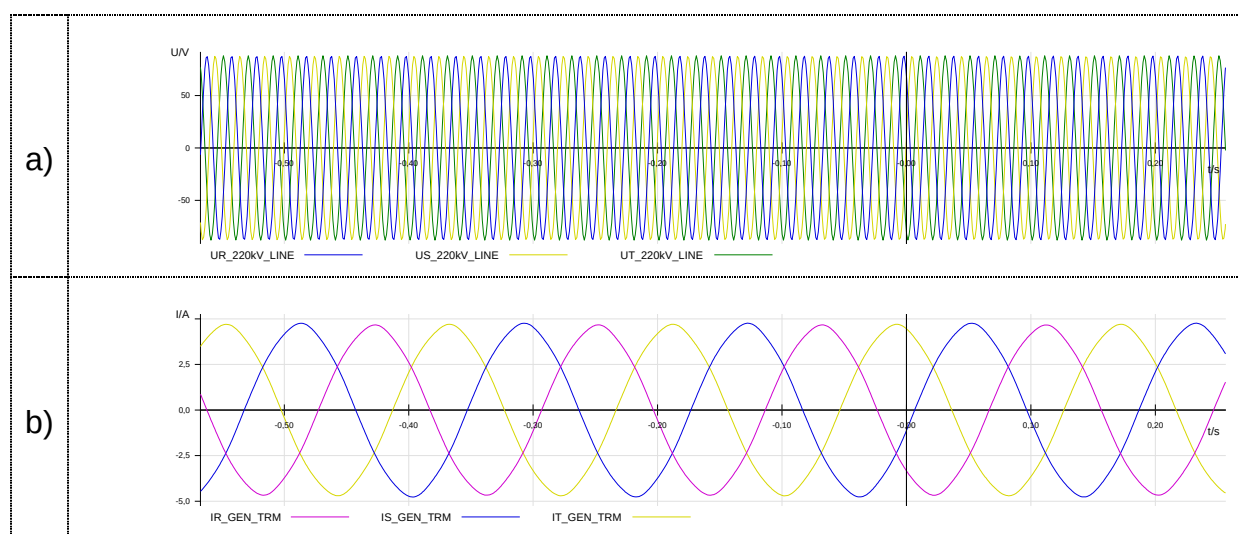
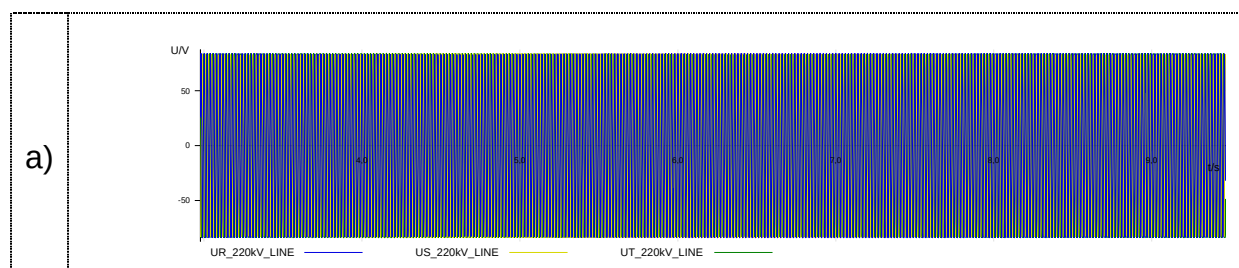


Рис. 5: Электрическое торможение в режиме насоса (частота тока статора равна 5,5 Гц)



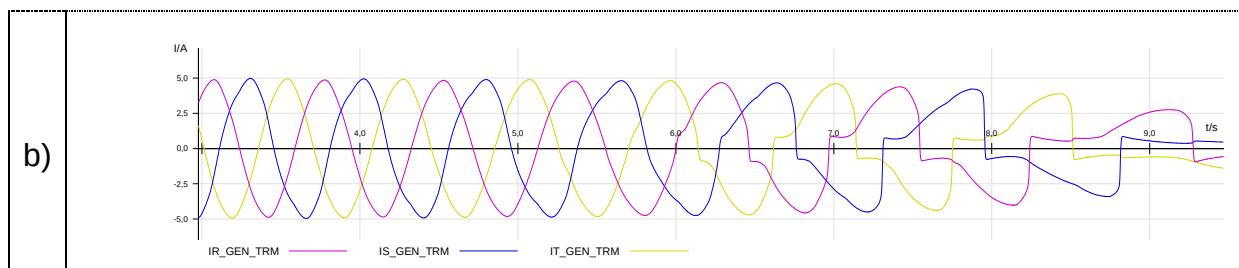


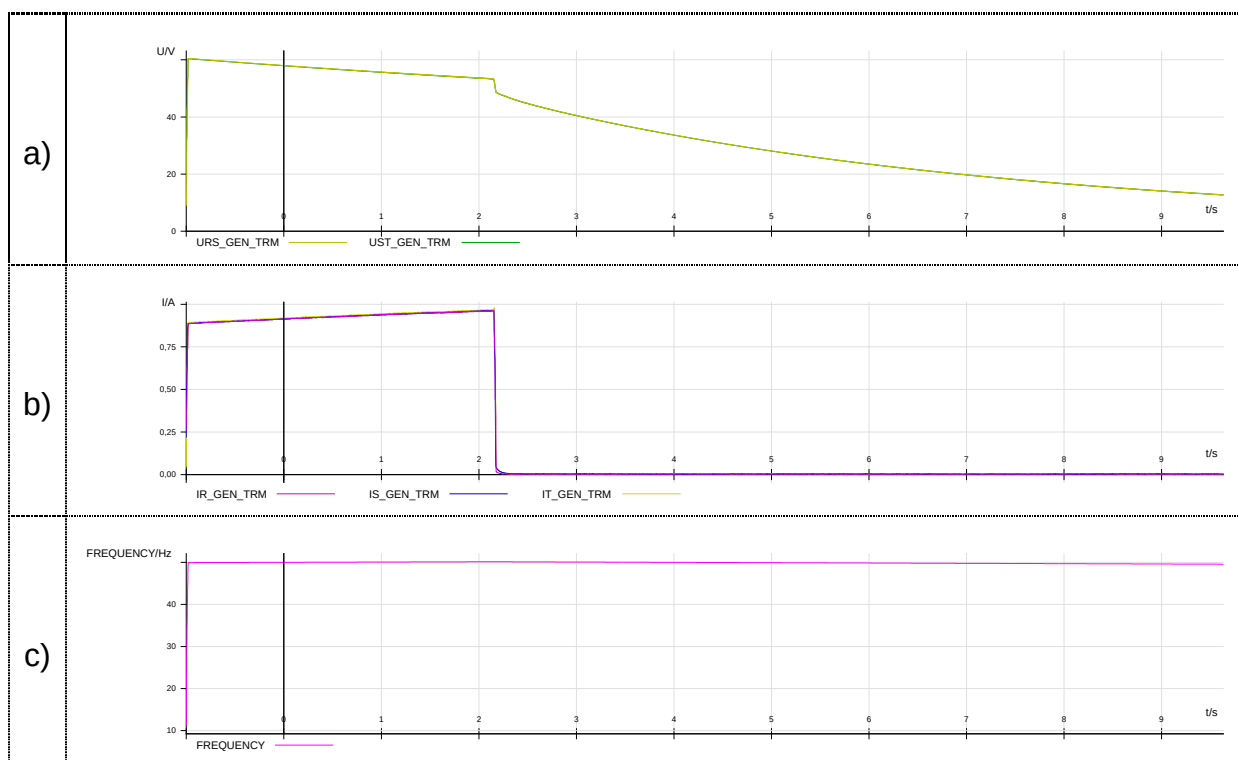
Рис. 6: Завершение электрического торможения в режиме генератора (частота тока статора равна 1 Гц)

На рисунке 7 показана аварийная осциллограмма, записанная во время синхронного пуска. Произошел отказ источника возбуждения и переключение на постоянный источник питания (с выводов машины). Как следствие, на полной частоте вращения напряжение двигателя составляет 50 % номинального значения в соответствии с рисунком 7а. Из-за таких отказов и была введена функция 27SS, предназначенная для обнаружения такого условия. На этом рисунке показаны следующие величины:

- среднеквадратические значения фазных напряжений на выводах синхронной машины;
- среднеквадратические значения токов на выводах синхронной машины;
- частота на выводах машины;
- отключение при срабатывании функции 27SS;
- отключение от существующей схемы защиты.

Опыт использования функции защиты 100 % обмотки статора при замыкании на землю 59THD на базе контроля третьей гармоники [2] положителен. Отношение напряжений третьей гармоники в нейтрали машины и на выводах машины почти постоянное, независимо от действующего рабочего режима и нагрузки блока. Векторы этих двух величин всегда находятся в противофазе. Изменения уровней третьей гармоники незначительны. Благодаря используемому дифференциальному принципу такие изменения не создают проблем для надежности защиты. На рисунках 8-10 показаны следующие величины, записанные в различных рабочих режимах блока:

- напряжения третьей гармоники в нейтрали машины и на выводах машины;
- активная и реактивная мощность (т.е. P и Q) на выводах синхронной машины в процентах от номинальной мощности машины 315MVA.



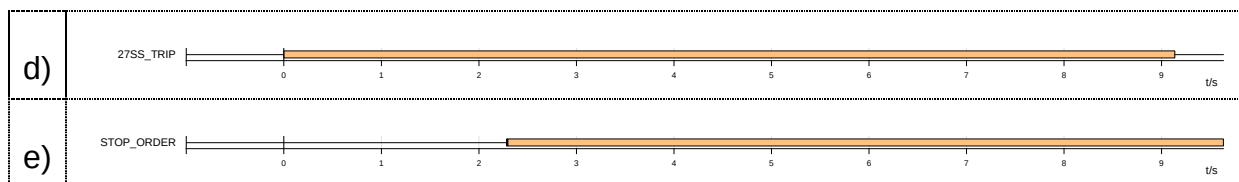


Рис. 7: Отказ источника возбуждения при синхронном пуске

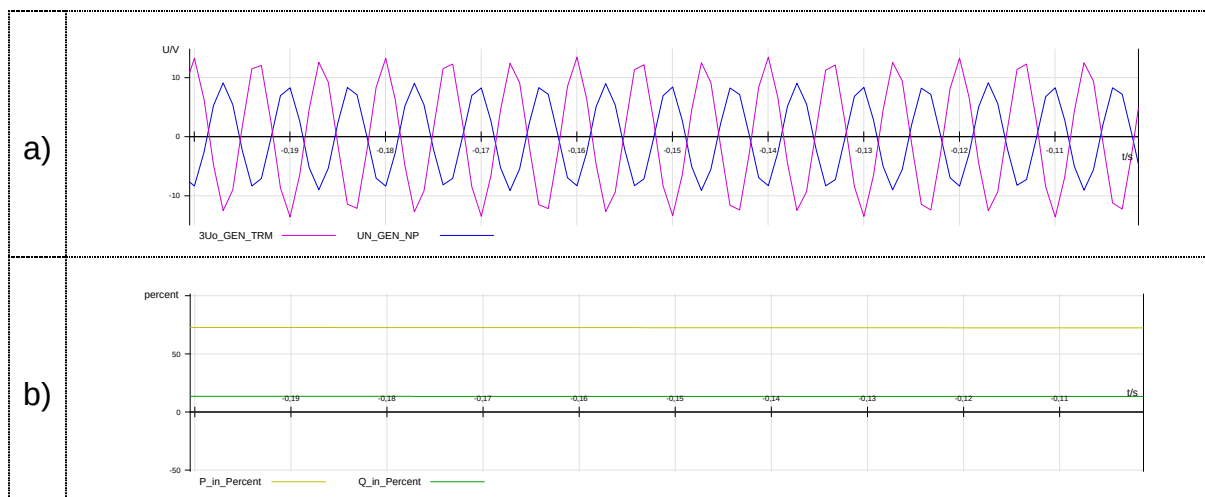


Рис. 8: Напряжения третьей гармоники в режиме генератора ($P=+72,6\%$, $Q=+13,5\%$)

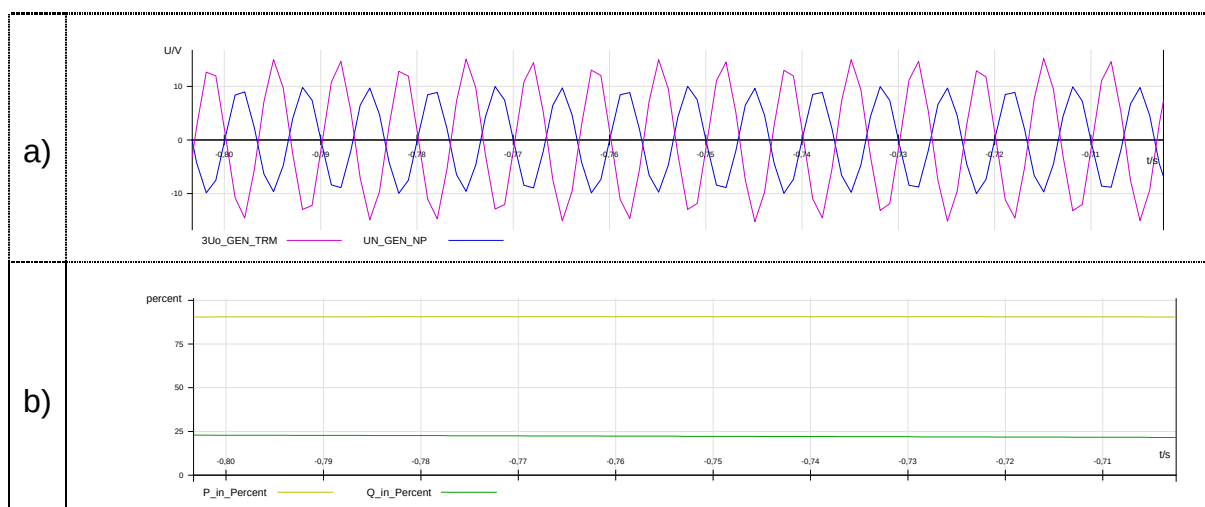
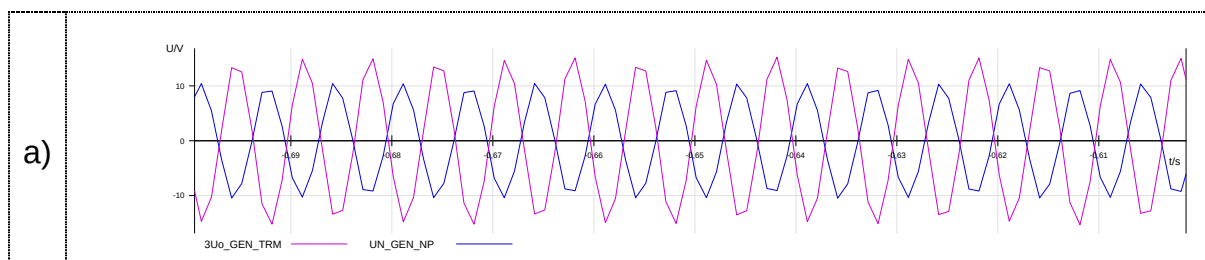


Рис. 9: Напряжения третьей гармоники в режиме генератора ($P=+90,6\%$, $Q=+22,6\%$)



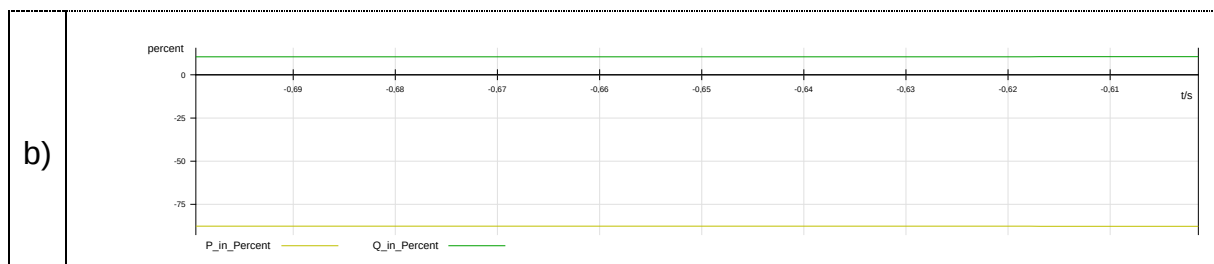


Рис. 10: Напряжения третьей гармоники в режиме насоса ($P=-87,6\%$, $Q=+10,5\%$)

Встроенный осциллограф ИЭУ также зафиксировал случай отключения нагрузки. При внешнем повреждении реле в существующей схеме электромеханической защиты сработало неправильно, и отключило блок от сети при нагрузке 70 % номинального значения. Это привело к превышению частоты вращения ротора машины, что ясно видно по частоте, определенной встроенной функцией контроля частоты. Значение частоты достигло приблизительно 62 Гц, что соответствует фактическому превышению частоты вращения 124 %.

На рисунке 11 показаны следующие величины:

- частота во время отключения нагрузки;
- активная и реактивная мощность (т.е. P и Q) на выводах синхронной машины в процентах от номинальной мощности машины 315МВА.

Встроенный осциллограф устройства защиты зафиксировал довольно много внешних повреждений в сети 220 кВ. На рисунке 12 показано одно внешнее повреждение в режиме генератора; на рисунке 13 – другое внешнее повреждение в режиме насоса. На этих рисунках показаны следующие величины:

- ток воздушной линии 220 кВ;
- ток в нейтрали синхронной машины;
- активная и реактивная мощность (т.е. P и Q) на выводах синхронной машины в процентах номинальной мощности машины 315МВА.

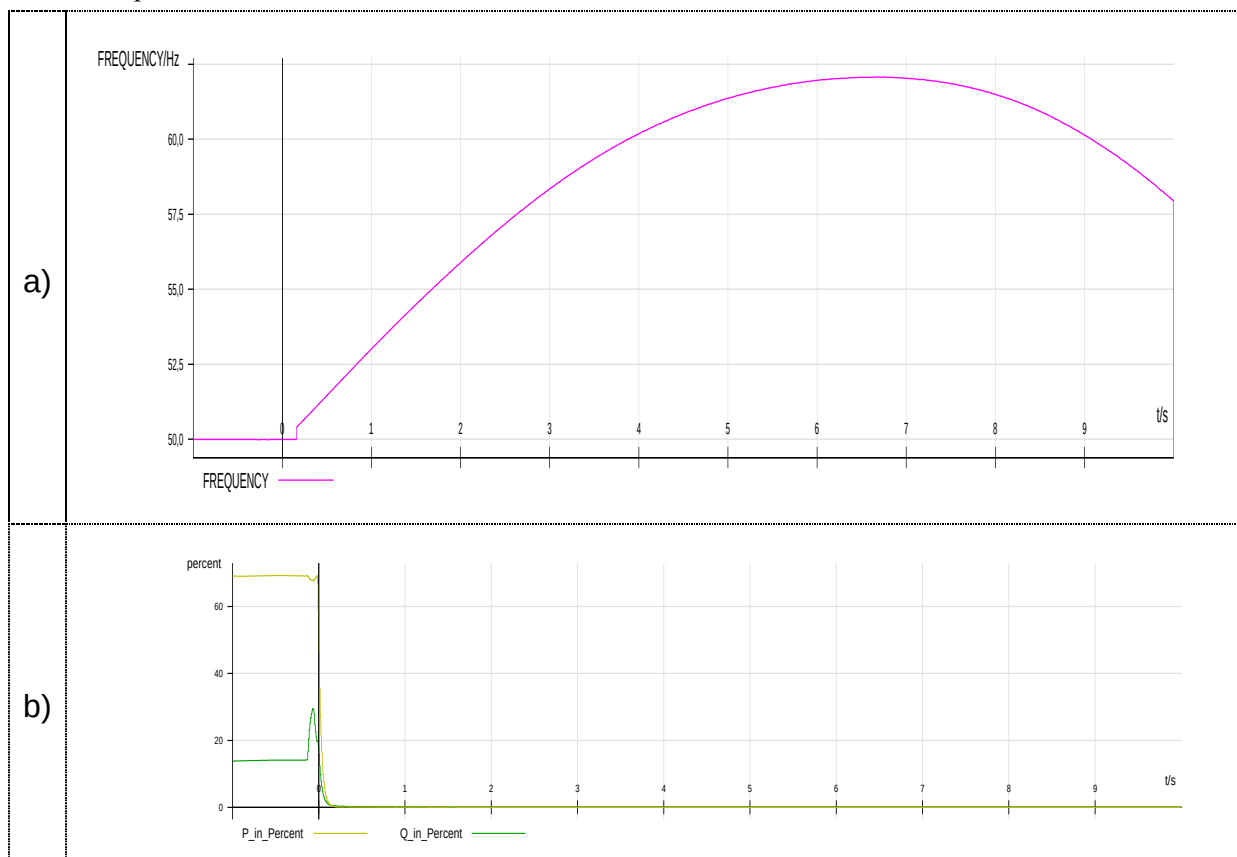


Рис. 11: Отключение нагрузки в режиме генератора ($P=+73\%$, $Q=+15\%$ непосредственно перед аварией)

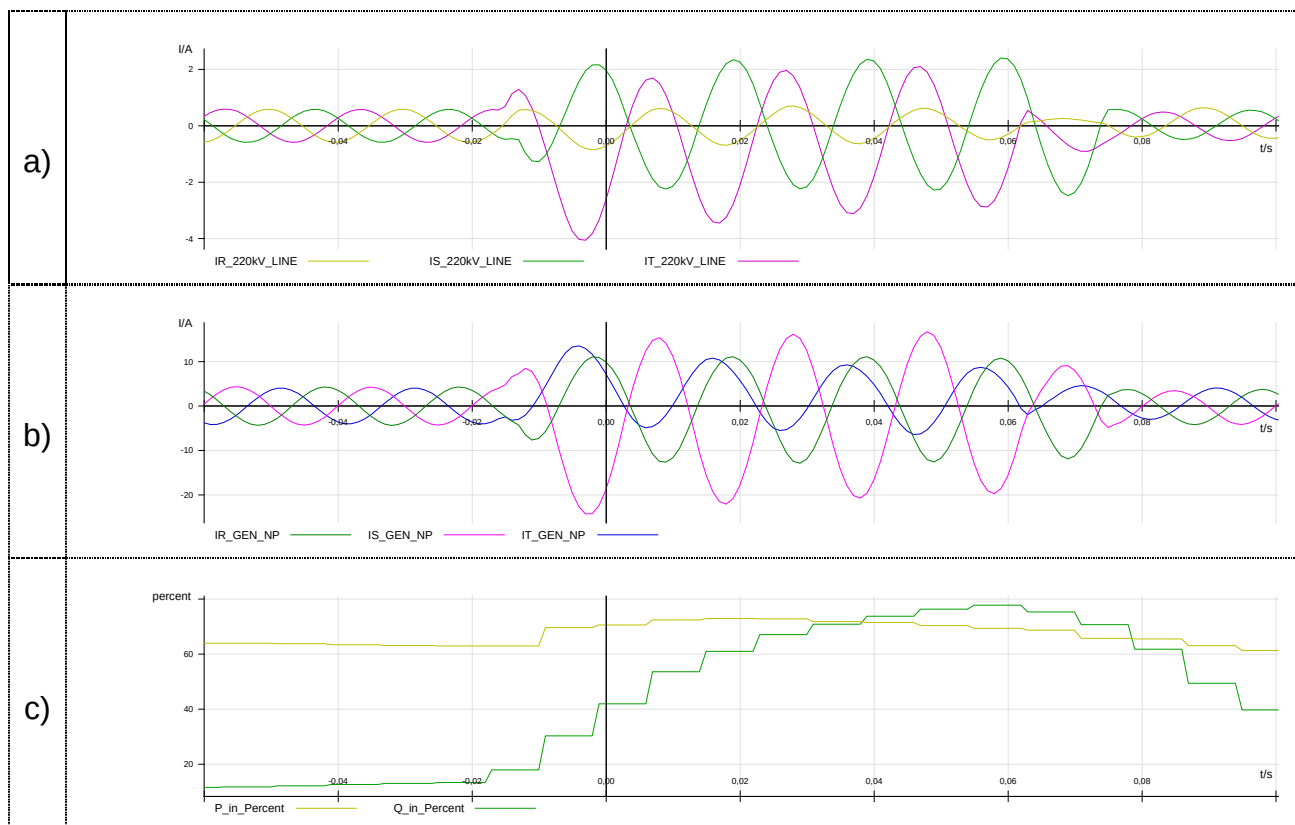


Рис. 12: Внешнее повреждение в режиме генератора ($P=+63.9\%$, $Q=+11.8\%$ перед повреждением)

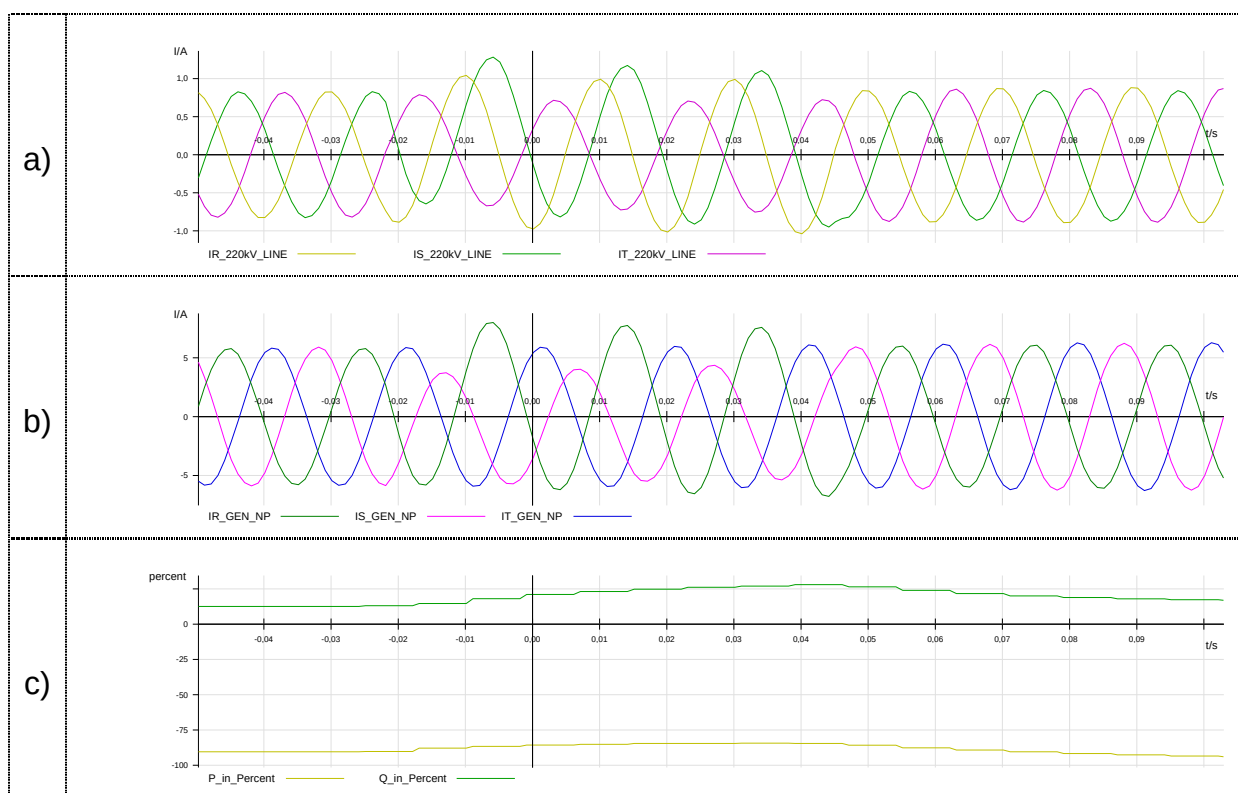


Рис. 13: Внешнее повреждение в режиме насоса ($P=-90.5\%$, $Q=+12.5\%$ перед повреждением)

Опыт эксплуатации защиты 100 % обмотки статора при замыкании на землю с использованием устройства наложения тока 64S положителен. Защита активна во всех рабочих

режимах машины. Синхронный пуск насоса и генератора (back-to-back starting) не создал никаких проблем для устройства наложения тока.

6 ВЫВОДЫ

Гидроаккумулирующая электростанция Байина-Башта является критически важной для работы энергосистемы Сербии. Два блока обычно работают в режиме генератора в течение дня, а ночью – в режиме насоса. Таким образом, надежность схемы защиты для этих двух блоков является крайне важной.

Новые реле защиты по-прежнему находятся в опытной эксплуатации (отключающие контакты не подключены), но работа реле полностью удовлетворительна. В настоящее время планируется подключить выходы устройства защиты во время техобслуживания блока, запланированного на лето 2011 года. Несмотря на сложность приложения, все необходимые функции для всех рабочих режимов интегрированы в одном ИЭУ. Следующим шагом будет установка второго идентичного ИЭУ (система 2) для резервирования, после чего будет выведена из действия старая схема защиты с использованием электромеханических реле.

ИЭУ системы 2 будет иметь отдельный блок питания (не будет использоваться блок питания ИЭУ системы 1). Аналоговые сигналы тока и напряжения в системах 1 и 2 также будут разделены, для чего будут использоваться различные трансформаторы тока и напряжения. На гидроаккумулирующей станции проблема резервирования выключателя решается за счет использования двух последовательно подключенных выключателей. Требование по надежности срабатывания и критерий «одного отказа» будут выполняться за счет использования второй основной системы защиты. Системы защиты 1 и 2 могут быть реализованы путем применения двух интеллектуальных электронных устройств благодаря высокой степени функциональной интеграции. Это также обеспечит высокую надежность системы защиты.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] ABB. “Generator Protection IED REG670, Technical Reference Manual”, 1MRK502013-UEN, (2007).
- [2] I. Brnčić, Z. Gajić, S. Roxenborg, T. Bengtsson. “Adaptive 100% stator earth fault protection based on third harmonic voltage measurement”, International Conference on Relay Protection and Substation Automation of Modern EHV Power Systems, Moscow – Cheboksary, Russia, (2007).
- [3] Z. Gajić. “REG670 Installation in RHE Bajina Bašta”, ABB Doc. No. 1MRG000228, (2009).
- [4] Z. Gajić. “Test Report for REG 670 installed on GM1 unit in RHE Bajina Bašta”, ABB Doc. No. 1MRG000235, (2009).
- [5] IEEE PSRC. “Protective relaying for pumped storage hydro units rotating machinery protection subcommittee of the IEEE power system relaying committee”, Transaction on Power Apparatus and Systems, volume 94, pp. 899-907, (1975).
- [6] IEEE PSRC. “IEEE Guide for AC Generator Protection”, IEEE Std C37.102™-2006 .
- [7] M. Stien. “Generator Protection Application Guide”, ASEA, A03-0211E, (1983).
- [8] S. Holst, et al. “Functional Integration – Possibilities and Challenges”, Cigré SC B5 Colloquium in Madrid, Spain, (2007)
- [9] Cigré Brochure No 404, “Acceptable Functional Integration in HV Substations”, WG B5.13, (2010)