



PS2 – Poster-01



Реализация специальной системы защиты (ССЗ) на межсистемных линиях между системами Турции и ENTSO-E для противодействия распространению крупных повреждений

**Х. КАРДЕНАС¹, А. ЛОПЕС де ВИНЬЯСПРЕ¹, А. ЛОПЕС¹, Х. РУИС¹,
Ф. КОКСАЛЬ², Х. АЙСИН², Ф. ИЛИЧЕТО³
GE Digital Energy Multilin¹, TEIAS², Rome University "La Sapienza"³
Испания¹, Турция², Италия³
Jorge.cardenas@ge.com**

АННОТАЦИЯ

Начиная с сентября 2010 года, турецкая энергосистема была включена на синхронную работу с энергосистемой континентальной Европы ENTSO-E. Системный Оператор Турции (TEIAS) в качестве части плана защиты против распространения крупных возмущений в энергосистеме других стран, установил Специальную Систему Защиты (ССЗ) с функциями, описанными в Статье C2-204 Сессии СИГРЭ 2010 [1]. ССЗ – это первая линия защиты, призванная сохранять как можно дольше стабильную синхронную работу турецкой и европейской систем и одновременно ограничивать распространение возмущений (перегрузки линий, отклонения напряжений) в соседние страны. ССЗ была разработана компанией GE Digital Energy, а смонтирована и введена в работу совместно компаниями GE и TEIAS.

После короткого представления турецкой системы и межсистемных линий с системой ENTSO-E, была подытожена стратегия Плана защиты от распространения возмущений и представлена концепция, используемая при проектировании ССЗ. Эти идеи являются результатом анализа множества сильных повреждений, проведенного в Риме (Италия) для определения типа и функций ССЗ [1] [2]. Непредвиденным обстоятельством, с которым должна бороться ССЗ, является неожиданный небаланс при потере нагрузки/генерации в случае потери крупных потребителей или генерации в Турции. Также в ССЗ был реализован детектор качаний, чтобы контролировать это явление и автоматически произвести запланированные действия такие, как полное отключение межсистемных линий в случае, если возникновения слишком сильных устойчивых качаний.

Технические детали, примененные при проектировании аппаратного и программного обеспечения ССЗ, изложены в статье. Описаны контрмеры, производимые автоматически с помощью удаленного управления ССЗ, в частности частотная разгрузка и снижение генерации в Турции с помощью оптоволоконных каналов телеуправления. Описаны критерии, примененные для гарантирования максимально возможной безопасности и надежности работы новой ССЗ, а также результаты первых нескольких месяцев работы.

1 ВВЕДЕНИЕ

В качестве подготовительной работы по включению на синхронную работу турецкой энергосистемы и системы континентальной Европы (находятся в опытной эксплуатации с сентября 2010 года) по запросу ENTSO-E (Системные операторы европейской сети передач – ассоциация TSO N°34 европейских стран) было проведено глубокое изучение системы, полевые испытания и настройки систем управления различных турецких электростанций.

ENTSO-E запросило, чтобы План защиты от распространения сильных возмущений за границы включал Аварийную систему управления со Специальной Системой Защиты (ССЗ) в качестве первой линии защиты, установленную в Турции и подключенную к 400 кВ сети передач соседних стран, Болгарии и Греции. Основной целью ССЗ является минимизация последствий сильных повреждений возникающих в Турции, в частности:

- Максимально долго предотвращать потерю синхронизма турецкой системы относительно остальной континентальной системы ENTSO-E или потерю синхронизма генераторов в Турции и Балканских странах, минимизируя таким образом опасность потери нагрузки и генерации, а также риск региональных и национальных блэкаутов.
- Ограничить последствия возмущений в других странах членах ENTSO-E до приемлемых уровней. В частности ограничить временные перегрузки и чрезмерные отклонения напряжения в Балканских странах и в Турции
- Избежать глубокого снижения напряжения
- Избежать попадания оборудования в ситуации с риском повреждения
- Контролировать внутрисистемные электромеханические качания

Совсем недавно стала доступна заслуживающая внимания литература по ССЗ [3], [4], [5], [6], [7]. Однако, каждая ССЗ должна быть сделана под конкретные условия энергосистемы, в которой она применяется, в частности в случае, описанном в данной статье.

2 ИНФОРМАЦИЯ О ТУРЕЦКОЙ СИСТЕМЕ, ИНТЕГРИРОВАННОЙ В СИСТЕМУ ENTSO-E

На 2010 год турецкая энергосистема состоит из:

- ~15,870 км 400 кВ ЛЭП (из которых только 30 км – двухцепные и 30 км – кабельные);
- ~35,850 км 154 кВ ЛЭП (частично двухцепные; ~200 км – кабельные линии);
- 109 подстанций 400 кВ, большинство из которых укомплектовано автотрансформаторами 400/154 кВ (суммарная номинальная мощность автотрансформаторов равна 33 000 МВА); на некоторых подстанциях установлены понижающие трансформаторы 400/34.5 кВ;
- 761 понижающих трансформаторных станций 154 кВ (CH) с установленной мощностью ~50 000 МВА. Большая часть распределительной сети имеет напряжение 34.5 кВ.
- 17 последовательных конденсаторных батарей на напряжение 400 кВ, установленных на протяженных с запада на восток линиях с суммарной номинальной мощностью 3920 МВар.
- 37 шунтирующих реакторов на напряжение 420 кВ с суммарной номинальной мощностью 4900 МВар.

Суммарная установленная мощность генерации в конце 2010 года составляла 49 500 МВт, из которых ~1/3 – это гидроэлектростанции, ~1/3 – это ТЭЦ на буром угле и ~1/3 – это ТЭЦ на природном газе (в основном использующие высокоэффективный комбинированный цикл); ~2% - это геотермальные и ветряные электростанции. Подавляющее большинство крупных электростанций подключены к сети 400 кВ. На 8 гидроэлектростанциях часть блоков с суммарной установленной мощностью 2700 МВА, могут работать в качестве синхронных компенсаторов, вращаясь в воздухе.

В 2010 году пиковое национальное потребление было ~34 000 МВт, а генерация 209.3 ТВт. На рис. 1 представлена однолинейная схема 400 кВ сети Турции, а также 400 кВ сети Болгарии и Греции, действующие на 2010 год. Связь Турции с ENTSO-E осуществляется по трем 400 кВ линиям: две одноцепные линии длиной 153 км между 400 кВ подстанциями Хамитабат (Турция) и Марица 3 (Болгария); одна одноцепная линия длиной 130 км между подстанциями Бабаески (Турция) и Неа Санта (Греция). В Хамитабате и Марице работают ТЭЦ.

С добавлением Турции, расположенной в Юго-восточной части, европейская система стала иметь продольную конфигурацию (расстояние от восточной Турции до границы с Италией/Словенией равно 2700 км, а от восточной Турции до Португалии – 4500 км). Нагрузка

Турции практически равна суммарной нагрузке Балканских стран. Примерно 80-85% всей континентальной синхронной системы ENTSO-E расположено в центральной и западной Европе, за пределами Турции и Балканских стран. Поэтому неожиданный небаланс нагрузки/генерации, возникающий в Турции из-за выхода из работы крупных электростанций или потери региональной нагрузки, состоящей на 80-85% из кинетической энергии вращающихся масс, и первичный контроль частоты систем центральной и западной Европы приведет к большому перетоку мощности в/из Турции по ЛЭП балканских стран.

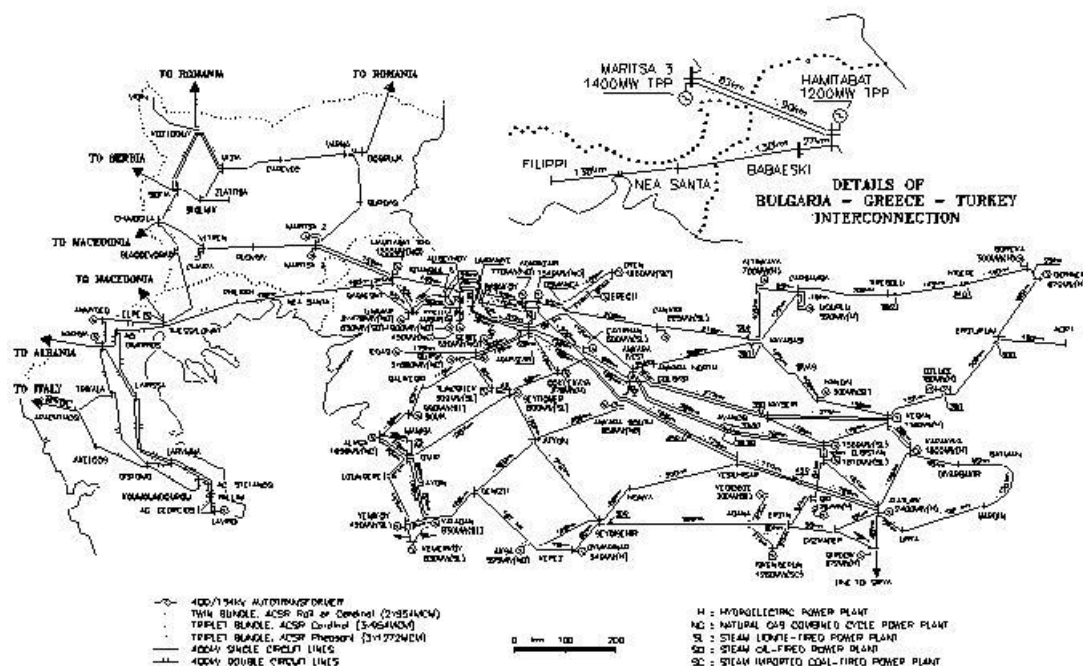


Рис. 1: 400 кВ сеть Турции по состоянию на 2010 год и межсистемные линии, соединяющие с 400 кВ сетью Болгарии и Греции

3 СТРАТЕГИЯ ПЛАНА ЗАЩИТЫ ДЛЯ ПРОТИВОДЕЙСТВИЯ ПОВРЕЖДЕНИЯМ В СИСТЕМЕ

При изолированной работе, система Турции использует устройства автоматической частотной разгрузки и разгрузку путем отключения части генераторов при росте частоты, что является эффективным и при крупных авариях в системе. Целью ССЗ является расширение плана защиты для минимизации последствий возможных крупных аварий при синхронной работе с большой системой ENTSO-E, в которой отклонения частоты от номинальной минимальны [1].

Быстро развивающиеся повреждения, возникающие в Турции, могут быть разделены на три класса по степени тяжести, включая различные уровни корректирующих действия автоматики и различные последствия для энергосистемы:

- А. Повреждения, которые не вызовут проблем в работе систем соседних стран, не вызовут потери синхронизма системы Турции с ENTSO-E, и которые могут быть ликвидированы традиционными устройствами защиты и управления, т.е. не требуют срабатывания ССЗ. Проведенный динамический анализ [1] [2] показал, что КЗ на линиях и внезапные потери генерации или нагрузки до 1200 МВт попадают в этот класс.
- В. Повреждения, при которых понадобится вмешательство ССЗ, чтобы избежать события i), ii), iii) и iv), приведенные в части 1. На основании проведенного динамического анализа [1] [2], класс основных последствий, которые должны быть устранены ССЗ, включает следующее:
 - Внезапная потеря до 2600 МВт генерации в Турции (полный выход из работы одной из крупнейших электростанций или комплекса электростанций) из-за очень сложных замыканий или исключительных атмосферных условий. Эти события становятся более

опасными, если Турция импортирует электроэнергию (предполагается до 1200 МВт) перед аварией.

- Внезапная потеря до 2500-3000 МВт нагрузки в Турции из-за развития повреждения и отделения региональной подсистемы, импортирующей электроэнергию из Национальной системы. Эти события становятся более опасными, если Турция экспортирует электроэнергию (предполагается до 1200 МВт) перед повреждением.
 - Возникновение крупных устойчивых или усиливающихся качаний мощности/частоты между системой Турции и остальной системой ENTSO.
- С. Третий класс инцидентов является очень редким из-за комплексной комбинации неблагоприятных факторов, вызывающих неожиданный небаланс нагрузки/генерации в Турции, превышающий 3000 МВт, с предшествующим повреждению экспортом/импортом из/в Турцию, что отягощает событие. Хотя ССЗ правильно вмешается в процесс, в этих экстремальных условиях это может быть неэффективно и не поможет сохранить синхронность работы Турецкой системы и системы ENTSO-E. В случае происшествия третьего класса, принимается, что устройства отключения при выходе из синхронизма быстро отключат три 400 кВ межсистемных линии.

Противоаварийная автоматика от распространения повреждений за границы Турции состоит из ССЗ, которая была смонтирована в на ПС Хамитабат (Турция), и задумывалась, как основная первая ступень защиты, резервированная защитой от перегрузок, контролирующей перетоки мощности и фазу на межсистемных линиях (вторая ступень защиты), и в случае потери синхронизма отключение межсистемных линий устройствами защиты, что отделит систему Турции от ENTSO-E (третья ступень защиты). Эти две резервные защиты установлены на ПС Марица (Болгария) и Неа Санта (Греция).

4 МОДЕЛИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ И АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ПОВРЕЖДЕНИЙ

Динамическая модель континентальной системы ENTSO-E, включая систему Турции, а также симуляция основных повреждений, необходимая для задания спецификаций ССЗ, была описана в [1] и [2].

5 ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ СПЕЦИФИКАЦИЯ ССЗ И АКТИВАЦИЯ ЧАСТОТНОЙ РАЗГРУЗКИ И ОСТАНОВА ГЕНЕРАТОРОВ С ПОМОЩЬЮ ССЗ

Произведенный анализ дал следующие результаты и направление для спецификации ССЗ (см. [1] и [2]):

- i. Повреждениями, которые могут возникать в Турции и вызывать потерю синхронизма или неприемлемую перегрузку линий передач/отклонения напряжения в балканских странах, являются крупные неожиданные небалансы генерации/потребления.
- ii. Из-за расположения Турции в хвосте протяженной продольной системы, небалансы нагрузки/генерации, на которые должна реагировать ССЗ неизменно вызывают быстрые изменения и качания перетока мощности по трем 400 кВ межсистемным линиям с Болгарией и Грецией. Анализ показал, что очень долгие качания (6-7.5 с) дают примерно 2.5 с, чтобы определить повреждения на ПС Хамитабат в Турции (см. Рис.1) и для реализации дистанционной частотной разгрузки или останова генераторов при необходимости.
- iii. Из-за большого количества возможных повреждений, в данном случае эффективнее обнаруживать и реагировать на повреждения, происходящие в Турции на ПС Хамитабат (ССЗ основанная на реакции), чем пытаться отдельно обнаружить и среагировать на различные текущие непредвиденные ситуации во всей турецкой системе (ССЗ основанная на событиях). ССЗ должна быть максимально простой, по минимуму использовать каналы связи путем использования как можно большего количества местных измерений и путем активации частотной разгрузки и отключения генераторов в нескольких местах, связанных с контроллером с программируемой логикой (PLC) ССЗ по оптоволоконному наземному каналу связи.
- iv. Следующие электрические переменные были признаны лучшими индикаторами типа и размера тяжелого повреждения, на которое должна воздействовать ССЗ. Переменные

должны вычисляться в короткие временные интервалы, ведущим PLC ССЗ, расположенным на 400 кВ подстанции Хамитабат, путем обработки токов и напряжений с вторичных обмоток ТТ и ТН:

- Сумма текущего перетока активной мощности по межсистемным линиям Турция-Болгария/Греция обновляется с интервалом ≤ 100 мс: ΣP (МВт). Активная мощность межсистемной линии с Грецией будет измеряться ведомым PLC, расположенным на 400 кВ подстанции Бабаески и будет передаваться на ПС Хамитабат по оптоволоконному каналу связи.
- Изменение суммы перетока активной мощности на обозначенных межсистемных линиях за последние 1.5 с, обновляется с минимально возможным интервалом: $|\Sigma \Delta P| 1.5''$ (МВт)
- Среднее значение производной суммы перетока мощности по трем межсистемным линиям (1-ый маркер), вычисленная за последние 1.5 с, обновляется в минимально возможные сроки: $|d\Sigma P/dt| 1.5''$
- Коэффициент небаланса напряжения, $k_i = U_1 / U_2$ (U_1 и U_2 – напряжения прямой и обратной последовательности), обновляются с интервалом времени ≤ 50 мс.
- Межсистемные линии между Турцией и Болгарией/Грецией выведены из работы, если таковые имеются.

Знаки ΣP , $|\Sigma \Delta P| 1.5''$ и $|d\Sigma P/dt| 1.5''$ будут означать следующее:

- ΣP : положительная - экспорт из Турции; отрицательная – импорт в Турцию.
- $|\Sigma \Delta P| 1.5''$ и $|d\Sigma P/dt| 1.5''$: положительный в случае увеличения экспорта или уменьшения импорта; отрицательный в случае увеличения импорта или уменьшения экспорта.

Время обработки перетока мощности менее 1.5 с (1-1.25 с) могут быть приемлемыми для работы при окончательном задании уставок.

Небаланс напряжения (4 маркер) будет рассматриваться, если необходимо, для отличия изменения электрических величин, вызванного несимметричным КЗ на межсистемных и смежных линиях, от изменений, вызванных большим внезапным небалансом генерации/нагрузки в Турции, при котором напряжение остается симметричным.

Два состояния работы – низкая и высокая нагрузка (выше и ниже заданной общесистемной МВт) – будут заданы в PLC ССЗ для вычисления минимально необходимой активации частотной нагрузки или отключения генераторов в случае очень тяжелых последствий аварии. Для этой цели суммарная национальная текущая генерация в МВт будет передана в PLC из Национального диспетчерского центра с помощью SCADA-систем.

Частотная разгрузка до 1400 МВт будет произведена путем отключения нагрузки понижающих трансформаторов ВН/СН некоторых подстанций (до 15), расположенных в регионе Стамбула (Азиатская Европейская сторона). Нагрузки, которые должны быть отключены, были определены TEIAS на основании доступности каналов связи, конфигурации 154 кВ региональных распределительных сетей, прерывания нагрузки и т.д.

ССЗ может выдавать команды на сброс нагрузки для количества нагрузки, вычисленного PLC на основании вычисленных величин и знаков ΣP и $|d\Sigma P/dt| 1.5''$, количества работающих линий, условий работы системы (высокая или низкая нагрузка).

Отключение генераторов мощностью около 1300-1400 МВт будет производиться: путем отключения с приоритетом удаленного отключения по оптоволоконным каналам связи гидрогенераторов в Западной Турции при работе в пиковых нагрузках, когда в работе находятся несколько гидрогенераторов; путем отключения с помощью удаленного отключения по оптоволоконным каналам связи нескольких газовых турбин в Центральной и Восточной Турции при работе в минимуме нагрузке. Также может производиться комбинированное отключение гидрогенераторов и газовых турбин, в соответствии с приоритетным списком. ССЗ должна включать в себя оборудование для телеизмерения в PLC на ПС Хамитабат суммарной текущей вырабатываемой мощности в МВт и количество работающих блоков генераторов на каждой из трех гидроэлектростанций и трех ТЭЦ, предназначенных для отключения. Телеизмерения должны проводиться в разумные временные интервалы (менее 1 минуты).

Логический контроллер будет установлен на трех основных ГЭС (ГЭС Ататюрк 2400 МВт и ГЭС Кебан 1350 МВт имеют по 8 блоков; ГЭС Биреджик 756 МВт имеет 6 блоков) и на

трех основных газовых ТЭЦ (ТЭЦ Гебзе 1604 МВт, ТЭЦ Адапазари 804 МВт и ТЭЦ Бурса 1430 МВт), чтобы направить полученную команду на отключение в блоки электростанции, которые находятся в работе с наибольшей выдачей мощности. Необходимое количество сброса генерации будет вычислено ведущим PLC на основании тех же параметров, что и для частотной разгрузки.

Мощность, потребляемая нагрузкой, которая должна быть отключена при частотной разгрузке, может значительно отличаться в зависимости от времени дня и в выходные: при минимальной нагрузке она может составлять около 40-50% от пиковой нагрузки. Имитация повреждений при работе с минимальной нагрузкой в системе показали, что, в общем случае, необходимость в частотной разгрузке для избежания потери синхронизма и перегрузок меньше, чем при пиковой нагрузке и сравнимо с естественным уменьшением нагрузки системы.

Нагрузка, которая может быть отключена в случае дефицита мощности, будет выделена в три блока по 400-500 МВт каждый при пиковой нагрузке. ССЗ инициирует отключение одного или двух-трех блоков одновременно в соответствии с тяжестью повреждения, если оба индикатора $|d\Sigma P/dt|1.5''$ и ΣP одновременно являются отрицательными и превышают одну из трех ступеней значений уставки. Уставки будут выбираться в диапазоне -500 МВт/с до -1500 МВт/с и -500 МВт до -3000 МВт соответственно. Большее количество отключаемой нагрузки будет автоматически задано при эксплуатации, когда одна из межсистемных линий выведена из работы.

При работе с низкой нагрузкой системы, ССЗ инициирует отключение тех же трех групп нагрузки, однако с разными парами значений отключения $|d\Sigma P/dt|1.5''$ и ΣP , заданными в указанных выше диапазонах.

Генераторы, которые должны быть отключены ССЗ с помощью дистанционного управления в случае большого сальдо генерации, должны быть подобраны с учетом тяжести повреждения - от ~200 МВт ~1400 МВт. Также как и для частотной разгрузки будет использоваться три ступени отключения. Отключения будут инициироваться тремя различными парами значений отключения двух индикаторов $|d\Sigma P/dt|1.5''$ и ΣP , если оба значения превышают предустановленную уставку и являются положительными. Значение диапазонов МВт/с и МВт будут иметь те же диапазоны, что и для частотной разгрузки.

Различные уставки МВт/с и МВт задаются для работы при высокой и низкой нагрузке системы и для работы при одной выведенной межсистемной линии.

Суммарное время передачи по существующим оптоволоконным каналам от PLC на ПС Хамитабат до любого места в Турции, где должна осуществляться частотная разгрузка или отключение генераторов, осуществляется за время < 30 мс, что подтверждено полевыми испытаниями.

Предусматривается резервирование суммарной мощности при частотной разгрузке или отключении генераторов, на тот случай, когда по любой причине, команда на отключение нагрузки или генератора не выполняется. PLC и другое оборудование ССЗ дублируется и проектируется для достижения уровня надежности не меньшей, чем у лучших коммерческих дублированных цифровых устройств защиты линии и для возможности полного самоконтроля.

Уставка отключения нагрузки или генераторов также принимает во внимание временные перегрузки и отклонения напряжения, которые приемлемы в балканских странах. Значения пуска ΣP и $|d\Sigma P/dt|1.5''$ будут согласованы с Системными операторами, участвующих балканских систем.

С другой стороны, ССЗ – это относительно новый инструмент, предназначенный для противодействия множеству комплексных событий в очень обширной системе. Для проверки функционирования и уставок, заданных на этапе проектирования, а также для координации с резервными традиционными устройствами защиты будет необходим опыт первоначальной работы. Поэтому одним из основных требований к ССЗ является гибкость к повторной настройке и гибкость в улучшении функций.

6 РАЗРАБОТКА И РЕАЛИЗАЦИЯ ПРОЕКТА

Реализация логики сброса нагрузки и отключения генераторов основана на значениях со знаками ΣP и $d\Sigma P/dt$, количестве линий в работе (две или три межсистемные линии в работе),

коэффициенте небаланса напряжения (U_2/U_1) и условиях нагрузки системы (высокая/низкая), полученных от Национального Диспетчерского центра Турции с помощью SCADA-системы. В обоих случаях имеется три уровня мощности (со степенями ~ 400 МВт) частотной разгрузки и отключения генераторов, которые срабатывают в зависимости от заранее заданных пар уставок ΣP и $d\Sigma P/dt$. Система отключения генераторов рассматривает работающие генераторы и приоритетным является отключение гидрогенераторов, а не теплогенераторов. На рис. 2 показано распределение устройств ССЗ.

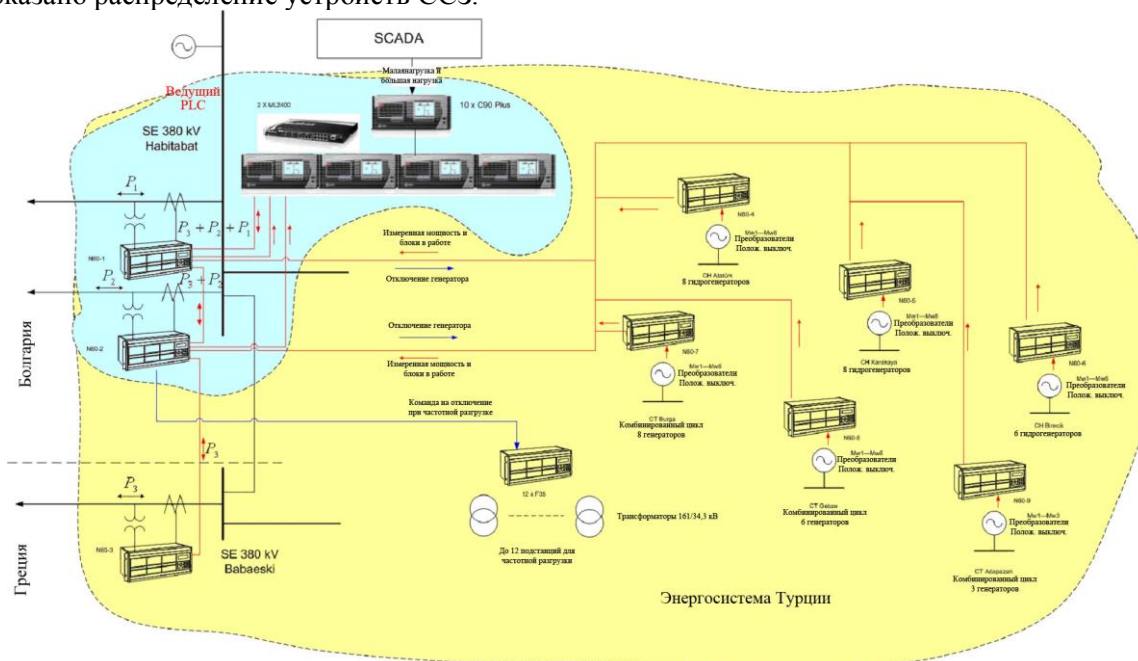


Рис. 2: Распределение устройств ССЗ

6.1 Сброс нагрузки

Логика сброса нагрузки состоит из трех заранее заданных ступеней сброса нагрузки, основанных на матрице напряжений нагрузок группы. Выбор группы для сброса нагрузки (выполняется автоматически ССР) основывается на трех парах ΣP и $d\Sigma P/dt$ и на группе(ах), связанных с каждой парой. Для каждого из следующих условий: 3 линии/2 линии в работе, Высокая/Низкая нагрузка имеется три пары (всего 12 пар). Каждая из этих пар задается независимо. На рис. 3 показан процесс сброса нагрузки.

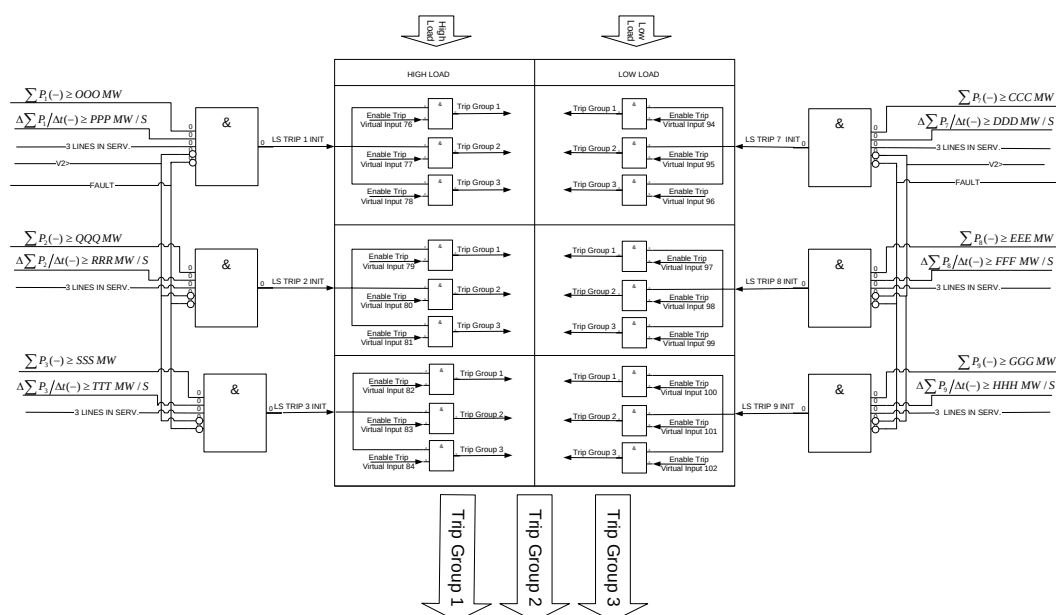


Рис. 3: Процесс сброса нагрузки

6.2 Сброс генерации

Поставщикам ССЗ удалось осуществить сложные логические функции для отключения блоков генераторов на трех выбранных ГЭС и трех выбранных ТЭЦ. Три заданных пары ΣP и $d\Sigma P/dt$ определяют три желаемых уровня отключения генераторов, которые должны быть произведены в соответствии со следующими приоритетами:

- А.** Работающие гидрогенераторы будут отключены в первую очередь.
- В.** Генераторные блоки, нагруженные ниже заданных вручную уровней, будут считаться неработающими (выключатель отключен)
- С.** Логический контроллер на ПС Хамитабат сначала будет проверен, превышает ли мощность в МВт ГЭТ Ататюрк мощность, которую необходимо сбросить (первый заданный заранее блок или 1+2 заранее заданные блоки или 1+2+3 заранее заданные блоки, как задано контроллером). Если ответ «да», сброс генерации будет произведен полностью на ГЭС Ататюрк (минимум два генератора отключатся). Если ответ «нет», отключатся все генераторы ГЭС Ататюрк. Сброс генерации далее будет производиться на ГЭС Каракая или, в случае, если этого недостаточно на ГЭС Биреджик. Принимается, что произойдет некоторое излишнее отключение генерации.
- Д.** Если отключение ГЭС не достаточно (иногда ночью, все три ГЭС могут быть выведены из работы), логический контроллер будет осуществлять балансировку, отключая блоки ТЭЦ в соответствии со следующими приоритетами:
 - 1 и 2 очередь: одну газовую турбину на ТЭЦ Бурса и, если этого не достаточно, одну газовую турбину на ТЭЦ Гебзе, в соответствии с предустановленными значениями, которые будут заданы TEIAS.
 - 3 и 4 очередь: если сброса генерации трех ГЭС и ТЭЦ из первого маркера не достаточно, отключается одна турбина на ТЭЦ Темелли и, если все еще не достаточно, отключится еще одна турбина на ТЭЦ Бурса в соответствии с предустановленными значениями, которые задаются TEIAS.
 - 5 очередь: если сброса генерации, произведенного ранее все равно не достаточно, дополнительно отключится турбина на ТЭЦ Гебзе в соответствии с предустановленными значениями, которые задает TEIAS.
- Е.** Считается, что блоки, находящиеся в работе на каждой ГЭС и ТЭЦ, нагружены одинаково.
- Ф.** В случае если один или более блоков ГЭС Биреджик работают непосредственно на поставки электроэнергии в Сирию, т.е. не подключены к системе Турции, эти блоки будут считаться выведенными из работы (разомкнут выключатель) с ручным вводом операторами ГЭС Биреджик.
- Г.** При пересмотре логики, возможно вручную задать желаемый сброс генерации для каждого из трех блоков в диапазоне от 250 до 500 МВт.

На рис. 4 показан процесс сброса генерации.

6.3 Используемые устройства

ССЗ построена из порядка 38 (2 резервных) устройств защиты серии UR типа C90, N60, C30 и F35. Роль этих устройств описана ниже.

- C90-1–5 (и от –6 до –10 работающих, как резервная система): расположены на подстанции Хамитабат. Соответственно отвечают за:
 - Управление и алгоритм SSOD качаний
 - Сброс нагрузки
 - Сброс генерации
 - Технологический процесс гидроэлектрических блоков
 - Технологический процесс термоэлектрических блоков

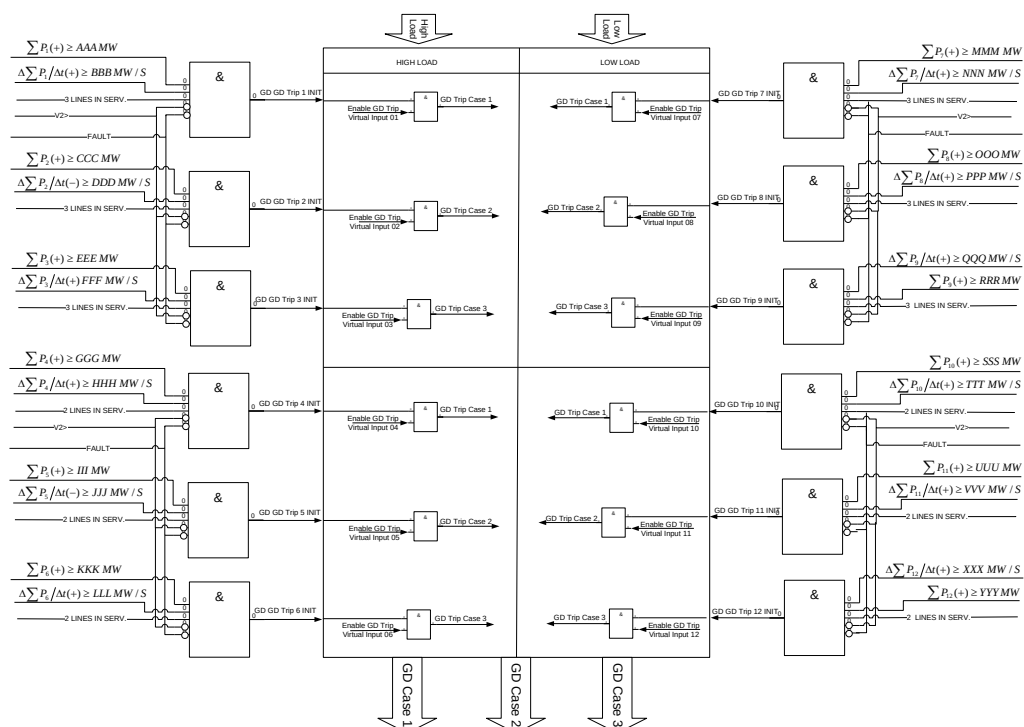


Рис. 4: Процесс сброса генерации

- N60-1, -2 и -3: это оборудование расположено на ПС Хамитабат (-1 и -2) и Бабаески (-3). Они отвечают за сбор данных и мониторинг межсистемных ЛЭП, соединяющих Турцию с Болгарией и Грецией.
- N60-4, -5 и -6: расположены соответственно на ПС ГЭС Ататюрк, Каракая и Биреджик. Они отвечают за сбор данных по генерации на станции и передаче команд на сброс генерации генераторам.
- N60-7, -8 и -9: расположены соответственно на ПС ТЭЦ Бурса, Адапазари и Темелли. Они отвечают за сбор данных по генерации на станции и передаче команд на сброс генерации генераторам.
- N60-10 и -11, С30-1–5: расположены на подстанции Хамитабат, обеспечивают связь с устройствами N60-4 –9 и F35.
- F35-1–10: расположены на 10 подстанциях максимум. Они отвечают за передачу команд на сброс нагрузки в нагрузку.

Устройства обладают следующими возможностями: Защита: АЛАР, блокировка при качаниях мощности, защита от понижения и повышения частоты, защита по скорости изменения частоты, чувствительный элемент направления мощности, элементы dP/dt , dU/dt , токовая защита, защита от понижения и повышения напряжения. Управление: Обнаружение разомкнутой фазы, контроль синхронизма, управление программируемой логикой, сложение, вычитание, сравнение, выбор. Связь: Одноранговая связь через Ethernet, Одноранговая связь через SONET, G.704, RS422, C37.94, оптоволоконная связь, Гибкая связь. Архитектура, Телеметрия с 8-мибитным разрешением, отклик на удаленные и локальные данные.

6.4 Реализация GOOSE сообщений по МЭК61850

После того, как требования к ССЗ были установлены, GE разработала концепцию использования МЭК61850 GOOSE для сбора сигналов, которые должны быть обработаны в логическом контроллере (устройства C90Plus). МЭК 61850 GOOSE заключается в быстрой, надежной и имеющей возможность взаимодействовать, как устройство-устройство схеме, которая поддерживает выполнение приложений в реальном времени. Это делает ее применимой для передачи данных критичных ко времени таких, как индикация отключения, блокировки и взаимоблокировки. Критерий МЭК 61850 рассматривает вероятность доставки сообщения за 4 мс через быструю кривую повторной передачи (от момента изменения данных) равной 99,9995%.

Принимая во внимание, что стандарт МЭК 61850 работает по сети Ethernet, его реализация уменьшена до подстанции Хамитабат. Сеть Ethernet на ПС Хамитабат состоит из свитчей GE Multilink ML2400 способных задавать высокий приоритет сообщениям GOOSE МЭК 61850.

Информация, относящаяся к генераторам ГЭС и ТЭЦ, к нагрузкам подстанций расположенным по всей стране и перетоку мощности по межсистемным линиям, передается в ССЗ по наземным оптоволоконным каналам связи по стандарту ITU-T G.703.

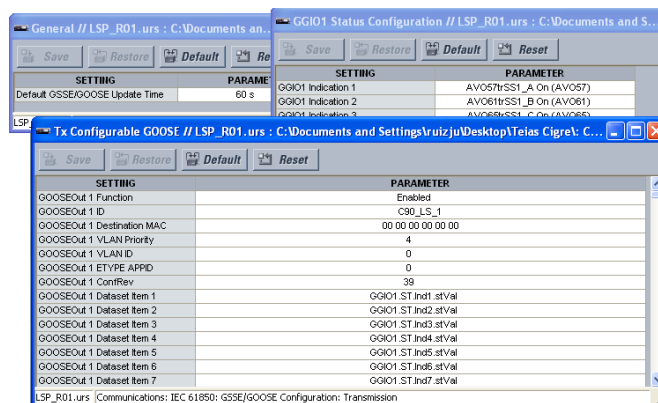


Рис. 5: Подробности конфигурации МЭК 61850 GOOSE

Основываясь на механизме издатель-подписчик, МЭК 61850 GOOSE позволяет публиковать любые данные путем применения объектно-ориентированных наборов данных. Все устройства, расположенные на ПС Хамитабат, публикуют и подписываются на необходимую цифровую и аналоговую информацию такую, как состояние гидро- и теплогенераторов, нагрузки и генераторы для отключения, мощность со знаком и дельта мощности и т.д. На рис. 5 показаны подробности конфигурации МЭК 61850 GOOSE.

7 ЗАВОДСКИЕ ПРИЕМО-СДАТОЧНЫЕ ИСПЫТАНИЯ (ПСИ)

Так как все действия ССЗ будет производить на турецкой стороне (или межсистемных линиях), было решено провести заводские испытания на модели реального времени RTDS поставщика ССЗ, путем сокращения связанных энергосистем, как это описано ниже.

7.1 ENTSO-E – эквивалент континентальной системы

Для имитации системы ENTSO-E было представлено два эквивалентных генератора: 200 000 МВт установленной мощности в Болгарии и 100 000 МВт в Греции. Каждый генератор оборудован собственной системой возбуждения генератора/турбины, а также PSS.

Кроме того, две динамические нагрузки имитируют эквивалентное потребление мощности в Болгарии и Греции.

7.2 Эквиваленты Турции

Эквиваленты Турции необходимо было смоделировать более точно из-за географического разделения между нагрузкой и генерацией, на которые будет воздействовать ССЗ. Рассматривались следующие компоненты:

- один главный генератор, имитирующий ядро генерации в Турции (40 000 МВт),
- один дополнительный генератор, имитирующий ТЭЦ и
- три группы из трех генераторов ГЭС, одна группа для каждой станции, на которую может воздействовать ССЗ, а на каждой станции имитируются три генератора: два отдельных и третий, являющийся эквивалентом всех оставшихся генераторов станции.

ЛЭП имитируются из входного узла (Хамитабат/Бабаески) в Стамбул, из Стамбула в Адапазари, где расположены две ТЭЦ, из Адапазари в Юго-восточную Турцию, где расположены ГЭС. Также имитирована проходящая линия, представляющая Юго-восточный коридор передачи электроэнергии.

На Рис.6 представлена информация о взаимодействиях при испытаниях на RTDS. На Рис.7 представлен пример проведенных испытаний. На Рис.8 показано физическое расположение CC3 в RTDS.

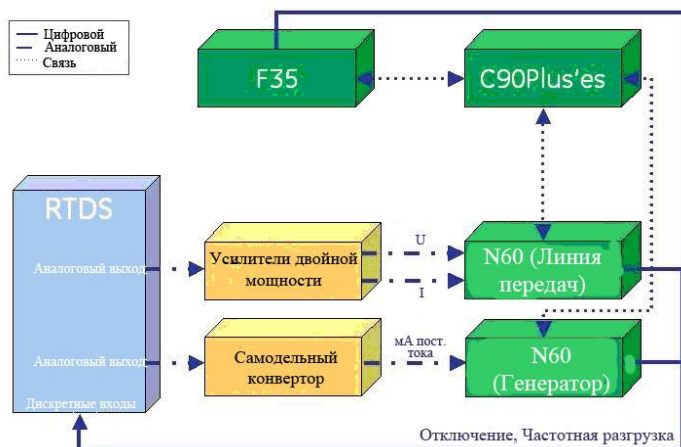


Рис. 6: Потоки информации при испытаниях на RTDS

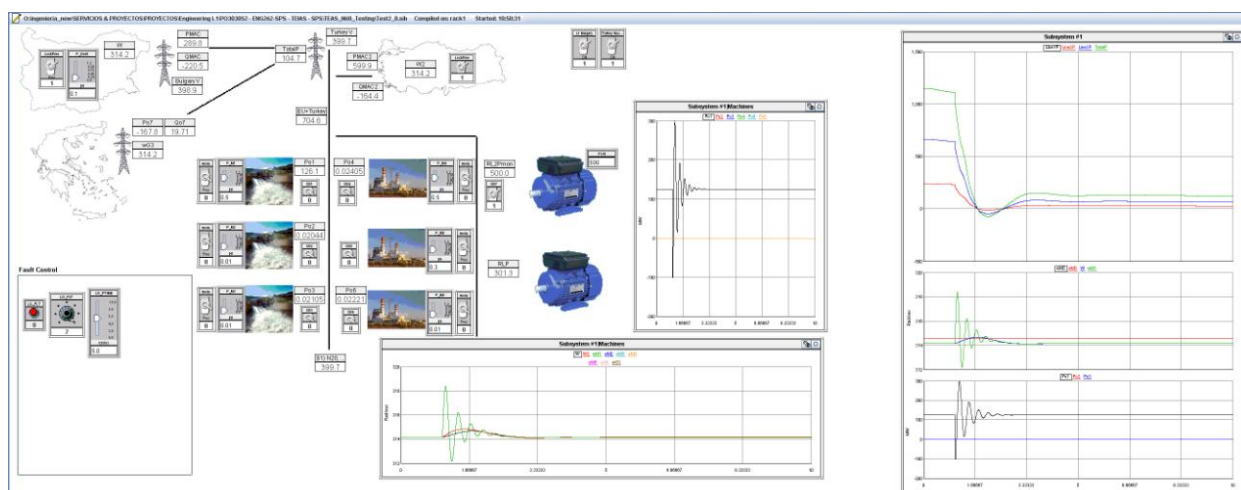


Рис. 7: Пример испытаний, проведенных на RTDS



Рис. 8: Физическое расположение CC3 (слева) в RTDS

8 ПОЛЕВЫЕ ПУСКО-НАЛАДОЧНЫЕ ИСПЫТАНИЯ (ПНИ)

Для пуско-наладочных испытаний была организована топология энергосистемы для условий высокой и низкой нагрузки. Суммарный переток активной мощности был записан (осциллографирован) из RTDS во время заводских испытаний и эти осциллограммы были загружены в одно из устройств N60 на ПС Хамитабат, используя переносное испытательное оборудование.

Результаты были схожи с результатами заводских испытаний, но в данном случае была проверена передача и прием сигналов отключения соответствующих генераторов и нагрузок.

Заводские и пуско-наладочные испытания подтвердили, что полный процесс ССЗ, от момента возникновения повреждения до завершения частотной разгрузки и отключения генераторов, выполняется в течение 2,5 сек, при заданном времени обработки перетока мощности по межсистемным линиям 1,5 сек ($|\Sigma P|_{1,5''}$ и $|d\Sigma P/dt|_{1,5''}$).

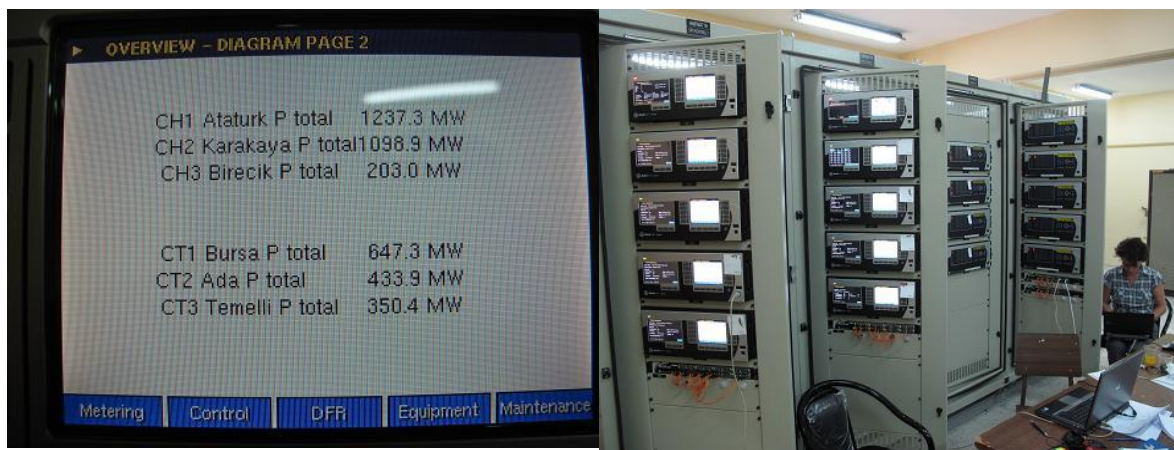


Рис. 9: Пуско-наладочные испытания на ПС Хамитабат

9 ЗАЩИТА ПРИ ВОЗНИКНОВЕНИИ КАЧАНИЙ НА МЕЖСИСТЕМНЫХ ЛИНИЯХ

ССЗ предназначена для мониторинга качаний мощности и частоты на трех 400кВ межсистемных линиях, чтобы подать сигнал при превышении заданного порога и, в конечном итоге, как последняя ступень защиты, отключить с подходящей выдержкой времени три межсистемные линии в случае, если вторая уставка была превышена или качания происходят с увеличивающейся амплитудой, и имеется опасность развала системы и повреждения оборудования. ССЗ обрабатывает измеренную частоту на ПС Хамитабат, путем фильтрации, чтобы убрать сдвиг постоянного тока и шумы, а также, чтобы определить компоненты качаний в интересующем диапазоне, т.е. от 0.1 до 0.2 Гц [8].

10 НАЧАЛЬНЫЕ НАСТРОЙКИ И РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ ССЗ

ССЗ введена в действие с момента начала синхронной работы энергосистемы Турции с континентальной европейской системой ENTSO-E.

При работе с высокой нагрузкой в системе, предусмотрены три уровня сброса нагрузки: ~ 400 МВт, ~ 800 МВт и ~ 1200 МВт в соответствии с тяжестью повреждения, связанного с неожиданной потерей генерации. Соответствующие уставки для активации сброса нагрузки, когда в работе находятся все три 400кВ межсистемные линии, равны от – 700 МВт/с до – 1000 МВт/с для $|\Delta \Sigma P / \Delta t|_{1,5''}$ и от – 850 МВт до – 1600 МВт для $|d\Sigma P / dt|_{1,5''}$ соответственно. При работе системы с низкой нагрузкой, также предусмотрены три ступени сброса нагрузки: 200-280 МВт, 400-550 МВт и 600-800 МВт в соответствии с тяжестью повреждения. Пороги срабатывания находятся на 7-20% ниже, чем при высокой нагрузке.

Предусмотрены три уровня сброса генерации: 400-600 МВт, 800-1000 МВт и 1200-1400 МВт в соответствии с тяжестью повреждения, связанного с внезапной потерей нагрузки. Соответствующие уставки для активации сброса генерации, когда в работе находятся все три 400 кВ межсистемные линии при работе с высокой нагрузкой в системе, равны от + 600 МВт/с до + 800 МВт/с для $|\Delta \Sigma P / \Delta t|_{1,5''}$ и от + 750 МВт до + 1500 МВт до $|\Sigma P|_{1,5''}$. Немного большие пороги задаются при работе системы с низкой нагрузкой.

Детектор качаний настраивается следующим образом:

- Сигнал: 30 мГц с выдержкой 10с
- Отключение трех 400 кВ межсистемных линий: 60 мГц с выдержкой времени 50 с.

Предусматривается, что эти начальные уставки будут при необходимости скорректированы на месте по результатам эксплуатации.

На конец января 2011 года, срабатывал лишь однажды, и только на сигнал. Частотная разгрузка и отключение генераторов не использовалась никогда, так как обмен мощностью между Турцией и остальной частью системы ENTSO-E до сих пор был мал или отсутствовал; внезапная потеря генерации в Турции никогда не превышала 930 МВт; внезапная потеря нагрузки в Турции не превышала 600 МВт.

Результаты работы указывают, что примененная ССЗ безопасна (не было излишних срабатываний); с другой стороны, надежность (т.е. правильная работа в случае крупных повреждений) не может быть проверена из опыта работы.

11 ВЫВОДЫ

В свете всех тех испытаний, которые были проведены, ССЗ доказала, что работает в соответствии со спецификацией и требованиями TEIAS. ССЗ должна препятствовать распространению крупных повреждений за пределы Турции, чтобы сохранить как можно дольше синхронную работу системы Турции и ENTSO-E, а также, чтобы увеличить надежность и эффективность работы всей системы.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] F. Iliceto, A. Gubernali, K. Yildir and Y. Durukan “Special Protection System in the interphase between the Turkish and ENTSO-E power systems to counteract propagation of major disturbances”, 2010 CIGRE Session – Paris, report N° C 2 204.
- [2] 2nd UCTE Project for the connection of Turkey to the UCTE system. “Special Protection System”, Rev. 3 – Rome, April 2009.
- [3] UCTE Operation Handbook – March 2008.
- [4] CIGRE Technical Brochure N° 200 – “Isolation and Restoration Policies Against System Collapse”. Paris, April 2002.
- [5] CIGRE Technical Brochure N° 316 – “Defense Plan against Extreme Contingencies”. Paris, April 2007.
- [6] IEEE Task Force Report – “Blackout Experiences and Lessons, Best Practices for System Dynamic Performance, and the Role of New Technologies”. New York, May 2007.
- [7] UCTE Guidelines and Rules for Defense Plans – Paris, March 2009.
- [8] “Inter-Area Oscillation Detection by Modern Digital Relay”. Z. Zhang, P.Eng., Ilia Voloh, J. Cardenas, I. Antiza, F Iliceto. CIGRE St. Petersburg, May 2011.