

Исследовательский комитет С2

«Функционирование энергосистем и управление ими»

**ДЬЯЧКОВ В. А., канд. техн. наук, ПИЛЕНИЕКС Д.В., УТЦ С. А.,
АО «СО ЕЭС», Москва**

dyach@so-eps.ru

Миссия исследовательского комитета (ИК) СИГРЭ С2 «Функционирование энергосистемами и управление ими» – поддержка и обмен практическим опытом и инженерными изысканиями безопасного и экономически эффективного функционирования энергосистем, управления перегрузками, ликвидации аварийных ситуаций, стратегий восстановления энергосистем после аварий и технологических нарушений, функционала и надёжности диспетчерских центров, проведения тренировок оперативного и диспетчерского персонала.

Направления деятельности ИК С2:

- управление режимами и мониторинг режимов работы энергосистем, переключения на объектах электроэнергетики, регулирование напряжения и частоты, мониторинг и управление потоками мощности для предотвращения перегрузок оборудования;
- управление режимом работы энергосистемы и объектов электроэнергетики в аварийных ситуациях, действия при возникновении аварий и технологических нарушений с учётом необходимости координации действий субъектов электроэнергетики и восстановление энергосистемы после аварий;
- управление резервами мощности энергосистемы;
- использование данных системы мониторинга переходных режимов (СМПП) диспетчерским персоналом для повышения эффективности принятия решений;
- краткосрочное планирование, выбор состава оборудования, планирование ремонтной кампании, автоматизация этих процессов;
- оценка и сопоставительный анализ режимов работы энергосистемы по стандартным показателям;

- влияние институциональных структур (системного оператора, регулятора, участников рынка) на управление энергосистемой, а также на функционирование рынка системных услуг;
- разработка требований, методов, инструментов (тренажёров) и критериев оценки подготовки диспетчерского и оперативного персонала;
- разработка и использование результатов анализа режимов работы энергосистемы и оценки её надёжности в процессе оперативного планирования и управления;
- использование информационных и телекоммуникационных средств поддержки действий диспетчерского персонала;
- исследование изменения роли и бизнес-процессов в работе системных операторов вследствие изменения электроэнергетической отрасли, изменения роли потребителей, внедрения новых технологий (накопителей электроэнергии, развития комбинированных электрических сетей высокого и сверхвысокого напряжения переменного и постоянного тока), внедрения объектов с использованием возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и распределённой генерации, взаимодействие системных операторов в энергообъединении и области регулирования.

Вследствие эпидемиологической обстановки были проведены две сессии СИГРЭ – 48-я Сессия СИГРЭ в электронном (виртуальном) формате в 2020 году и Сессия СИГРЭ в смешанном формате, посвященная 100-летию со дня создания ассоциации, в 2021 году.

Состав докладов на Сессии СИГРЭ 2020 и 2021 годов идентичен. Некоторые доклады были обновлены после Сессии СИГРЭ 2020 года для представления актуальной информации по теме доклада в 2021 году.

На Сессию СИГРЭ 2020 года и на дискуссионное заседание ИК С2 на Сессии СИГРЭ 2021 года представлены 85 докладов, сгруппированных по трём предпочтительным темам:

1. Возможности, необходимые для работы энергосистем будущего (43 доклада).

Основные вопросы:

- обучение диспетчерского персонала,

- инструменты поддержки принятия решений и новые методики,
- глобальная система мониторинга и управления режимами работы энергосистемы.

2. Интерфейсы управления энергосистемой: повышение наблюдаемости и управляемости (12 докладов).

Основные вопросы:

- интерфейс/сотрудничество/обмен данными между операторами передающей электрической сети;
- интерфейс/сотрудничество/обмен данными между операторами передающей и распределительной электрической сети.

3. Объединенная предпочтительная тема ИК С2 и ИК С6 – Проблемы управления энергосистемой при увеличении использования распределенной генерации (30 докладов)

Основные вопросы:

- повышение гибкости, надежности и устойчивости энергосистемы,
- оказание сетевых услуг посредством агрегаторов,
- взаимодействие с агрегаторами.

Обзор докладов, представленных по тематике ИК С2

Предпочтительная тема 1.

Возможности, необходимые для работы энергосистем будущего.

C2-101. *L. Zhu, C. Zhang, Y. Zhao, H. Xiao, I. Altarjani, Y. Liu, E. Farantatos, M. Patel, C. Pisani, G. Giannuzzi, R. Zaottini, L. Michi, E. Carlini* (США, Италия)

Снижение межзональных колебаний с использованием адаптивного демпфирующего контроллера на основе модели, использующей реальные измерения: пример для реальной модели электрической сети и реальных возмущений

C2-102. *A. Oliveira* (Бразилия)

Управление информационными ресурсами для улучшения работы диспетчерского персонала, а также подготовка к переходу на управление информационными ресурсами с использованием искусственного интеллекта

C2-103. *Y.-H. Chang, L.-T. Tsai, L.-H. Lo, C.-Y. Lee* (Тайвань)

Анализ работы автоматической частотной разгрузки при погашении энергосистемы Таиланда 15 августа 2017 года

C2-104. *S. Feitosa* (Бразилия)

Применение геопространственной системы управления передающей электрической сетью для предотвращения воздействия возгораний, обусловленных влиянием окружающей среды, на ЛЭП передающей электрической сети

C2-105. *I. Singh, K. Narendra, B. Bhargava, D. Schooley, H. Nosair, T. Fritch, S. Murphy, C. Parker* (США)

Использование технологии синхронизированных векторных измерений для мониторинга и анализа колебаний в восточной части энергосистемы Северной Америки, зафиксированных 11 января 2019 года

C2-106. ДОКЛАД ОТМЕНЕН. Использование мобильной системы для управления Окнами Фиксации Отключений для крупных строительных и ремонтных проектов

C2-107. *M. Kuivaniemi, N. Modig, R. Eriksson* (Финляндия, Швеция)

Оценка устойчивости энергосистемы по частоте в реальном времени с использованием динамической модели, верифицированной с помощью информации о произошедших возмущениях в энергосистеме

C2-108. *A.-J. Nikkilä, A. Kuusela, T. Rauhala, A. Pahkin* (Финляндия)

Разработка методов восстановления режима работы энергосистемы после аварии: Опыт Финляндии по проведению испытаний и тренировок по восстановлению режима работы энергосистемы после аварии

C2-109. *Dr. Nasser Al-Shahrani* (Саудовская Аравия)

Надежность межсистемных связей энергосистем стран Персидского залива

C2-110. *Vladimir Becejac* (Сербия)

Оптимальное распределение устройств синхронизированных векторных измерений в энергосистеме для обеспечения полной наблюдаемости энергосистемы Юго-Восточной Европы

C2-111. *Jasna Dragosavac* (Сербия)

Методология и программное обеспечение для оценки оптимального сезонного выбора отпаяк повышающего трансформатора

C2-112. ДОКЛАД ОТМЕНЕН. Ввод в работу главного контроллера и системы постоянного тока высокого напряжения для формирования комбинированного сетевого решения

C2-113. *D Obradovic* (Швеция)

Оценка методов управления частотой энергосистемы Скандинавии с использованием систем постоянного тока высокого напряжения

C2-114. *I. Ivankovic, K. Žubrinic-Kostovic, A. Kekelj, Z. Bunces, P. Andersson, J.E. Larsson* (Хорватия, Швеция)

Усовершенствованное программное обеспечение для диспетчерского пункта для определения причины и места возмущения в передающей электрической сети

C2-115. *C. Pisani, L. Michi, E.M. Carlini, G. Giannuzzi, R. Zaottini, W. Sattinger* (Италия, Швейцария)

Межзональные колебания в энергосистеме Континентальной Европы: анализ возмущений и принятые меры

C2-116. *Q. Hong, S. Norris, M. Sun, O. Bagleybter, D. Wilson, B. Marshall, V. Terzija, C. Booth* (Великобритания)

Применение технологий мониторинга и управления переходными процессами для управления частотой энергосистем с низким показателем инерции

C2-117. *A. Kubis, M. Abel, J. Hachenberger, M. Thiele, M. Heine, H. Woiton, J. Eisele, R. Fuchs, T. Dong, A. Gumbel, T. Rzymek* (Германия)

Оценка безопасности в реальном времени и оптимизации режима работы энергосистемы для поддержки принятия решений диспетчерским персоналом в режиме близком к реальному времени: последние решения и уроки, извлеченные из совместного перспективного проекта

C2-118. *M. Val Escudero* (Ирландия)

Улучшение инструментов поддержки принятия решений в диспетчерских центрах Ирландии и Северной Ирландии для облегчения интеграции больших объёмов ветряных электростанций

C2-119. *E. Dogan, N. Yörükeren* (Турция)

Оптимальное переключение передающих ЛЭП с использованием генетического алгоритма для ограничения токов короткого замыкания в энергосистеме Стамбула (анатолийская сторона)

C2-120 *T. Ochi* (Япония)

Разработка «Японской координационной системы для резервов мощности для обеспечения баланса мощности энергосистемы»

C2-121. *Ahmed Aldohni* (Иордания)

Исследование применения краткосрочного локального прогнозирования погоды для прогнозирования выработки СЭС в энергосистеме Иордании – часть 1

C2-122. *V. Dyachkov, Ye. Satsuk, I. Okshin, A. Lisitsyn* (Россия)

Системы мониторинга запаса устойчивости – средства повышения пропускной способности электрической сети

C2-123. *A. Zhukov, V. Dyachkov, Ye. Satsuk, D. Dubinin* (Россия)

Перспективы применения технологии СВИ для развития систем мониторинга и управления энергосистем будущего

C2-124. *B. Badrzadeh, N. Modi, A. Halley, A. Louis, A. Jalali* (Австралия)

Примеры режимов работы энергосистемы в условиях снижения надежности работы энергосистемы: опыт Австралии

C2-125. *J.J. Abellán-Pérez, M. García-Casado, A. Rodríguez-Aparicio* (Испания)

Развитие и улучшение системы прогнозирования выработки генерации с использованием ВИЭ, применяемой в REE

C2-126. *C. Ma, C. Feng, W. Zhuang, C. Hu* (Китай)

Применение технологии динамической оценки безопасности работы энергосистемы в реальном времени в диспетчерском центре ГЭК Китая

C2-127. *Y. Chi* (Китай)

Влияние большой доли генерации с использованием ВИЭ на переходные процессы в передающей электрической сети постоянного тока сверхвысокого напряжения

C2-128. *M. Xie* (Китай)

Исследование метода построения базы знаний для интеллектуального управления сложной энергосистемой

C2-129. *C. Brosinsky, T. Sennewald, R. Krebs, D. Westermann* (Германия)

Система поддержки принятия решений диспетчерского персонала для ускоренного и надежного принятия решений, основанная на динамическом цифровом зеркале

C2-130. *O. Harp* (Франция)

Новые адаптивные устройства автоматике для минимизации сокращения выработки генерации с использованием ВИЭ

C2-131. *C. Amornvipas* (Таиланд)

Запуск Центра прогнозирования переменной выработки электроэнергии (мощности) генерации с использованием ВИЭ: вызовы для энергосистемы Таиланда

C2-132. *N. Eua-Anant* (Таиланд)

Автоматическая система уведомления о возмущениях в энергосистеме Таиланда в Северо-восточном диспетчерском центре EGAT

C2-133. *H.J. Son, S.K. Kim, H.J. Kang, S.W Han* (Республика Корея)

Исследование оптимального управления значением тока короткого замыкания. Опыт энергосистемы Республики Корея.

C2-134. *T. G. Kim, H.J. Lee, K.H. Kim, K.S Kim, T.S. Kim, J.Y Joo* (Республика Корея)

Разработка системы оценки планирования режимов работы передающей электрической сети (TOPAS)

C2-135. *C. Constantin* (Румыния)

Улучшенные решения по управлению напряжением в энергосистеме Румынии

C2-136. *Alok Kumar* (Индия)

Использование данных метеорологического радара для повышения адаптивности энергосистемы Индии

C2-137. *M. Khaddoumi, J. Outram, R. Eyre-Walker, V. Outram, R. Bryans, M. Bebbington* (Великобритания)

Система мониторинга показателей тока короткого замыкания в реальном времени для управления электрической сетью

C2-138. *Aditya P. Das* (Индия)

Повышение потенциала системного оператора Индии в развивающейся среде

C2-139. *K. Narendra* (Канада)

Применение технологий синхронизированных векторных измерений на подстанциях, к которым подключено генерирующее оборудование

C2-140. *J. Noreña* (Колумбия)

Реализация платформы программного обеспечения в контуре управления для применения новой стратегии управления энергосистемой с использованием УСВИ

C2-141. *J.C. Gonzalez* (Франция)

Динамическое управление распределенными системами постоянного тока высокого напряжения для повышения устойчивости к переходным процессам

C2-142. *B. Heimisson* (Исландия)

Опыт использования СВИ для управления делением электрической сети и выделением на изолированную работу с учётом работы регуляторов геотермальных электростанций

C2-143. *Janko Kosmac* (Словения)

Использование динамической оценки пропускной способности ЛЭП при планировании и управлении режимами работы энергосистемы

В докладе **C2-101** рассматривается методика моделирования энергосистемы с адаптивным демпфирующим контроллером с целью снижения низкочастотных межзональных колебаний. Основной особенностью адаптивного демпфирующего контроллера является задание его настроек с использованием данных СВИ, что является более точным подходом, чем задание настроек на основании превентивно (офф-лайн) выполненных расчётов на перспективной модели энергосистемы. Кроме того, при изменении режимов работы энергосистемы, настройки контроллера могут обновляться в режиме реального времени. Объектом исследования являлась синхронная зона Континентальной Европы, при этом рассматривались два контроллера, настройка которых задается на основе данных СВИ. В качестве обратной связи контроллера используется частота электрического тока, измеренная на шинах подстанции в южной части

Италии. Результаты моделирования сравнивались с реальными измерениями при возмущении, которое произошло в энергосистеме Континентальной Европы 3 декабря 2017 года. Для моделирования использовались программные комплексы CompactRIO, OPAL-RT (OP5600), CHIL. Результаты моделирования показывают, что адаптивный демпфирующий контроллер позволяет подавлять низкочастотные колебания, аналогичные зафиксированным 3 декабря 2017 года. В докладе представлены детальные блок-схемы функционирования и составляющие устройства контроллера. В дальнейшем планируется установка дополнительных контроллеров на подстанциях компании Terna (оператор передающей электрической сети Италии).

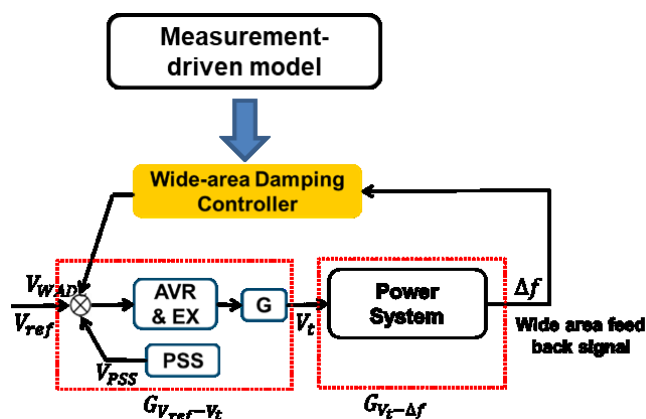


Рис.1. Модель адаптивного демпфирующего контроллера.

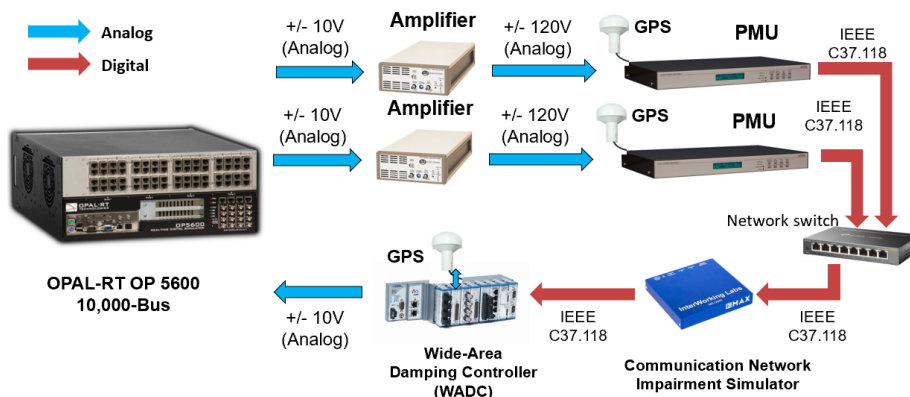


Рис.2. Схема тестирования адаптивного демпфирующего контроллера.

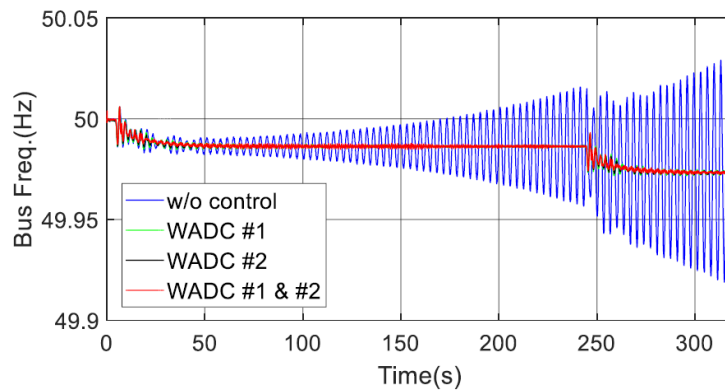


Рис. 3. Частота на шинах подстанции с использованием адаптивного демпфирующего контроллера.

В докладе **C2-102** рассматривается изменение подхода к работе с диспетчерской документацией в независимом системном операторе Бразилии ONS и переход к современной информационной системе, основанной на искусственном интеллекте. Изменение подходов к работе информационных систем для диспетчерского персонала обуславливается необходимостью совершенствования процесса принятия решений диспетчерским персоналом в реальном времени. Для поддержания документации в актуальном состоянии сотрудникам диспетчерской службы системного оператора необходимо актуализировать более 1300 документов, включая программы переключения оборудования, данные алгоритмам, логике и настройке устройств (комплексов) ПА, инструкции по режимам и по поддержанию значений напряжения в контрольных пунктах и т.п. Подход, указанный в статье, предусматривает оцифровку всех документов, используемых диспетчерским персоналом и интеграцию документов в единую информационную систему с использованием искусственного интеллекта. В докладе описана эволюция данной системы, ее основные структурные компоненты, требования по формату представления данных и функционированию советчика диспетчера.

В докладе **C2-103** описана системная авария, которая произошла в энергосистеме Тайваня 15 августа 2017 года, её последствия для энергосистемы, и изменения, которые необходимо внести в настройки АЧР

для совершенствования противоаварийного управления. Вследствие остановки подачи газа на ТЭС в энергосистеме Тайваня было отключено 6 энергоблоков с суммарной нагрузкой 4156,7 МВт, что составляло 11,94% от общей нагрузки энергосистемы. Частота в энергосистеме снизилась с 60 Гц до 58,995 Гц. Действием АЧР было отключено около 3360 МВт нагрузки потребителей, что позволило восстановить частоту до 59,5 Гц. Используемая в ЭС Тайваня АЧР состоит из 13 ступеней с уставками по частоте в диапазоне 59,5-58,3 Гц, при этом первыми 4 очередями отключаются блоки ГАЭС, работающие в насосном режиме. Поскольку авария произошла практически в период максимального вечернего потребления, ГАЭС работала в режиме генерации и первые 4 очереди АЧР не сработали. На основании происшедших при аварии процессов и в целях минимизации отключенных потребителей были разработаны предложения по корректировке структуры АЧР. В соответствии с ними, 11-я очередь АЧР (59,5 Гц+50 с) разделяется на подблоки 11А (59,5 Гц+50 с) и 11В (59,5 Гц+60 с) с соответствующим уменьшением нагрузки потребителей, подключенных к очереди. Проведенные модельные расчёты подтвердили правильность предложенных изменений в структуре АЧР.

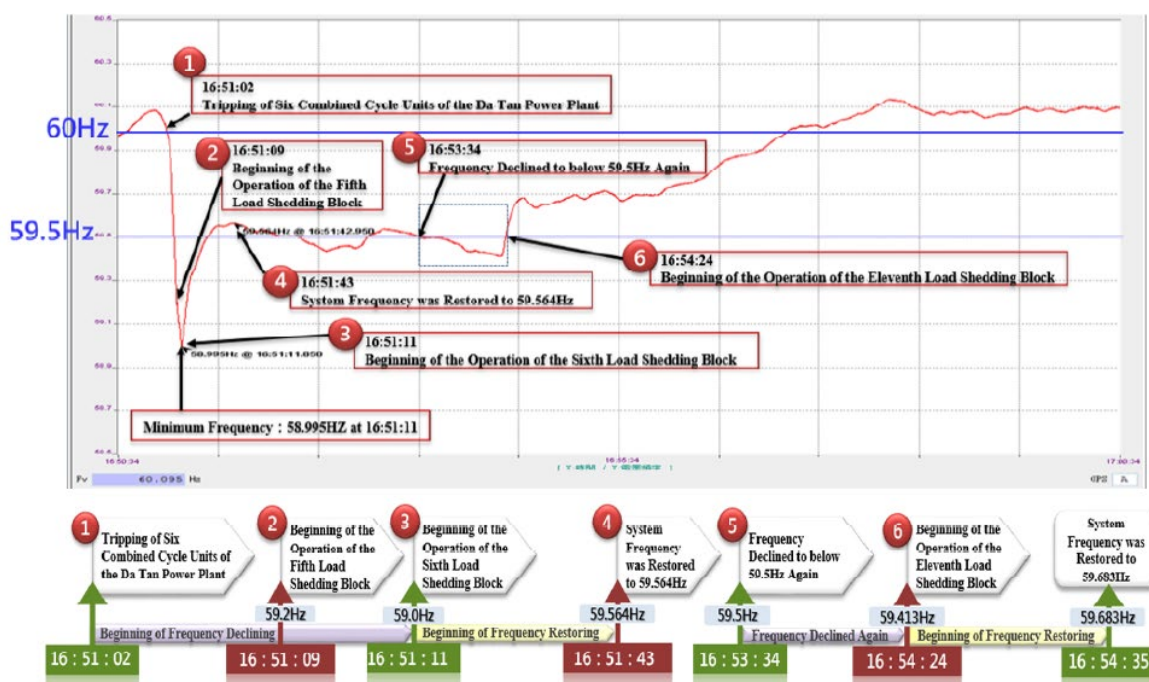


Рис. 4. График частоты ЭС Тайваня с учётом срабатывания АЧР.

Доклад **C2-104** посвящён применению геопространственной информационной системы для мониторинга оборудования передающей электрической сети с целью предотвращения воздействия пожаров на электросетевое оборудование. Необходимость использования комплексной информационной системы обуславливается тем, что основными причинами отключения магистральных ЛЭП в энергосистеме Бразилии являются пожары. Геопространственная система позволяет контролировать просеки ЛЭП на основании графиков очистки просек, отключения ЛЭП и фактов возгораний вблизи ЛЭП. Вся информация загружается в единую информационную систему, состоящую из географической базы данных (в которой хранится информация об электросетевых объектах с географической привязкой), мобильного приложения и веб-приложения. Указанная геоинформационная система может применяться диспетчерским персоналом для поддержки принятия решений.

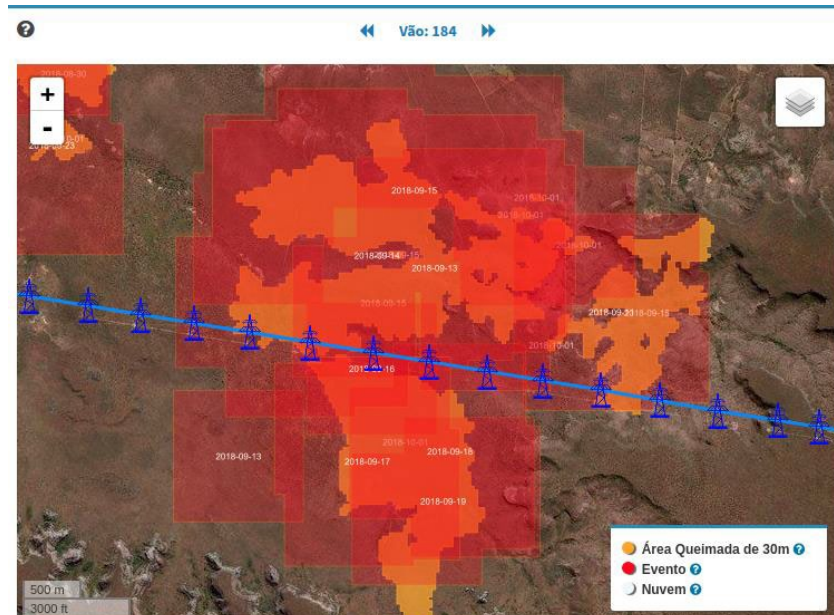
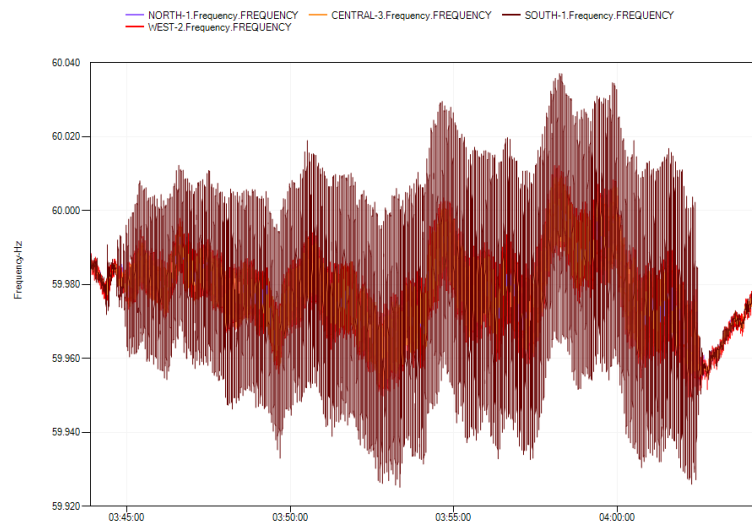


Рис. 5. Представление областей возгорания около ЛЭП в геопространственной системе энергосистемы Бразилии.

В докладе **C2-105** представлен анализ колебаний в восточной части энергосистемы Северной Америки, зафиксированных системами мониторинга переходных режимов (СМНР) 11 января 2019 года. Причиной

возникновения колебаний явилось некорректное измерение выдачи мощности генератора электростанции, что привело к колебаниям выходной мощности генерирующего блока с частотой 0,25 Гц. Поскольку колебания мощности электростанции вошли в резонанс на частоте естественных межзональных колебаний, это привело к значительному увеличению колебаний потоков мощности по ЛЭП 500 – 765 кВ (до ± 200 МВт). Такие колебания могли привести к нарушению устойчивости энергосистемы, отказу оборудования, отключению генераторов и т.д. При этом колебания на генерирующем оборудовании по всей зоне были недостаточно сильными, чтобы вызвать его отключение или повреждение. Колебания прекратились примерно через 18 минут после того, как диспетчер вручную выключил неисправный генератор. В докладе на примере случая 11 января и некоторых иных случаев рассматривается, как данные СМПР могут способствовать обнаружению и повышать качество анализа межзональных колебаний. Быстрая идентификация и классификация таких колебаний важна для координации с другими системными операторами в целях определения источника колебаний.



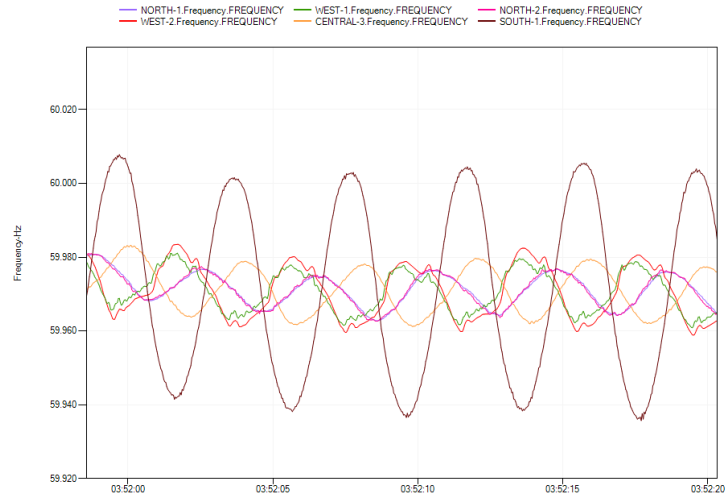


Рис. 6. Колебания частоты в восточной части энергосистемы США 11.01.2019.

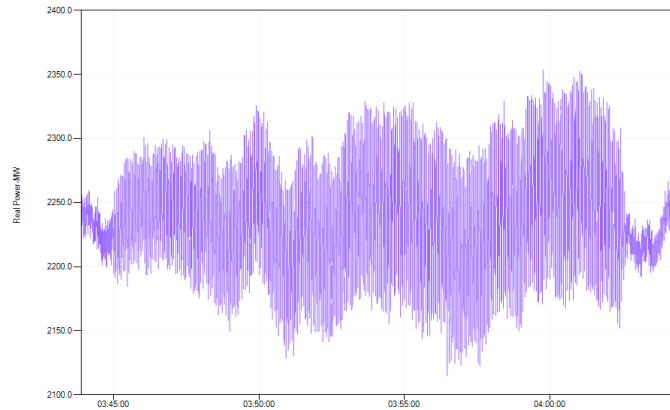


Рис. 7. Колебания активной мощности на ВЛ 765 кВ амплитудой ± 160 МВт в энергосистеме США.

В докладе **C2-107** представлена упрощенная модель для оперативного мониторинга колебательной устойчивости энергосистемы, которая используется в энергосистемах стран Скандинавии, а также методология прогнозирования максимального мгновенного отклонения частоты, при котором наблюдается нарушение колебательной устойчивости. Необходимость создания данной модели обусловлена тенденцией к уменьшению инерции энергосистемы и необходимости мониторинга колебаний в режиме реального времени. Настройка рассматриваемой модели, блок-схема которой представлена на рисунке 8, происходит на основе произошедших возмущений в энергосистеме. В докладе детально

представлены параметры модели, а также рассмотрены примеры использования модели для энергосистемы Скандинавии.

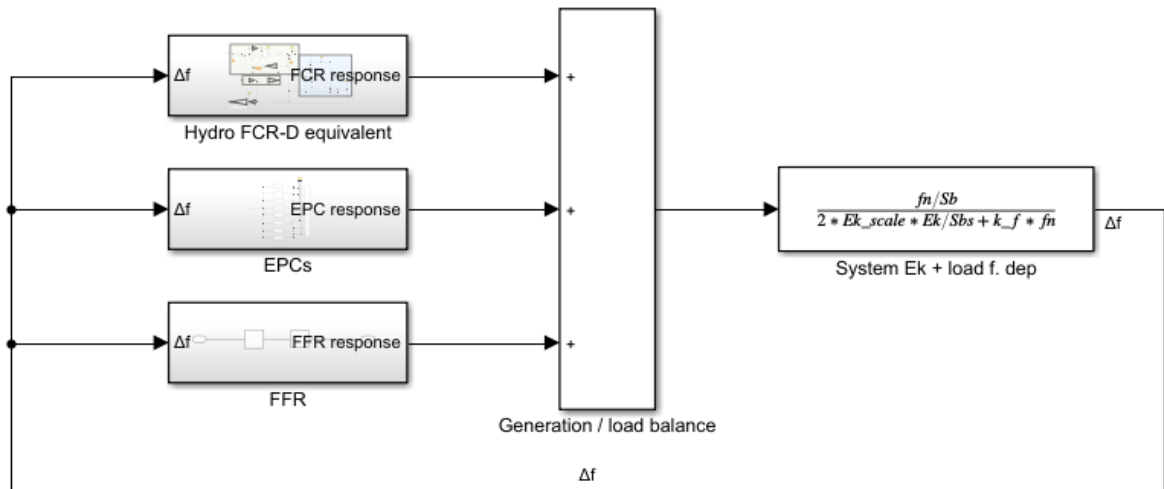


Рис.8. Блок-схема модели.

В докладе **C2-108** рассмотрены методы восстановления нормального режима работы энергосистемы после аварии с учётом опыта проведения испытаний и тренировок диспетчерского персонала оператором передающих электрических сетей Финляндии Fingrid. Рассматриваются сценарии, при которых отсутствует возможность подачи напряжения от смежных (внутренних или зарубежных) энергосистем, то есть подача напряжения возможна только от заранее выбранных генерирующих объектов в энергосистеме. В докладе показано, что обычных измерений, которые диспетчерский персонал видит в SCADA-системе, может оказаться недостаточно для мониторинга колебаний во время восстановления энергосистемы, в связи с чем возрастает необходимость применения СМПР. В докладе приведены примеры сценариев тренировок, а также показано, что тренировки диспетчерского персонала при восстановлении нормального режима работы энергосистемы после погашения позволяют существенно сократить время на восстановление нормального режима работы.

В докладе **C2-109** представлено описание мероприятий, принятых в энергосистемах стран Персидского залива для обеспечения надежности

работы энергосистемы, в частности, межсистемных связей. Отмечено, что надежность энергосистемы сохраняется при любом возмущении (критерий N-1). Вместе с тем, продемонстрировано, что разработанный план мероприятий по «защите» энергосистем от ненормативных возмущений нуждается в пересмотре. Новый план «защиты» предполагает действие противоаварийной автоматики (автоматической частотной разгрузки и автоматики разгрузки при отключении генерирующего оборудования) в энергосистемах стран Персидского залива для предотвращения погашения или выделения на изолированную работу.

В докладе **C2-110** рассмотрены алгоритмы оптимального размещения устройств синхронизированных векторных измерений в энергосистеме для обеспечения необходимой наблюдаемости на примере энергосистем Юго-Восточной Европы. Для решения указанной задачи для передающей электрической сети 220-400 кВ предложено использовать базовый метод Гребнера, с приведением его подробного описания.

Доклад **C2-111** посвящён новой методологии и соответствующему программному инструменту для определения оптимальных сезонных коэффициентов трансформации повышающих трансформаторов на электростанции. Основной целью предлагаемой методологии является определение оптимальных положений РПН (ПБВ) с целью обеспечения максимальной выдачи реактивной мощности генерирующего оборудования. В энергосистеме Сербии отпайки генераторных повышающих трансформаторов изменяются очень редко, в связи с чем необходимо определять их оптимальное положение для эффективного использования в большинстве режимов работы энергосистемы в течение длительных периодов или сезонов, охватывающих максимум и минимум нагрузки, а также различные ремонтные схемы. Для этого используется программный инструмент, который использует данные о напряжении на шинах ВН подстанции за прошлые годы для оценки оптимального положения на

следующий год. Результатами работы программного комплекса является номер отпайки (РПН, ПБВ) трансформатора и предлагаемая дата её изменения. За счет оптимальной настройки отпаек повышающего трансформатора доступная реактивная мощность генерирующего оборудования используется для регулирования напряжения в точке присоединения электростанции к электрической сети и в прилегающем энергорайоне в течение всего сезона.

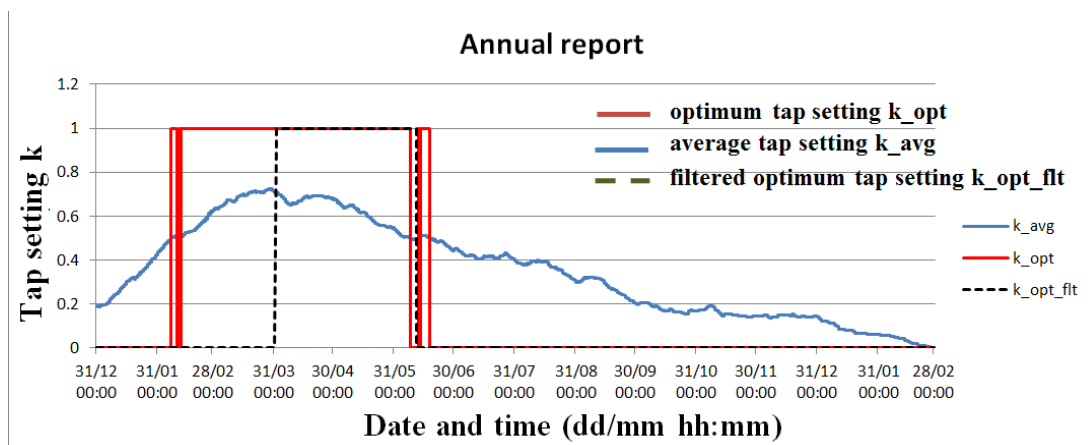


Рис.9. Результаты расчёта оптимального выбора отпаек трансформатора.

В докладе **C2-113** приведена информация об использовании вставок постоянного тока для решения проблемы колебаний частоты в энергосистеме с низкой инерцией посредством использования оптимальных настроек ВПТ на примере энергосистем Скандинавии. Для решения указанной задачи ВПТ рассматривается как возможный источник резервов первичного регулирования. В докладе представлено сравнение двух методов управления активной мощностью ВПТ: в зависимости от значения частоты и в зависимости от скорости изменения частоты. Результаты расчётов демонстрируют положительный эффект применения данных методов управления (рисунок 11).

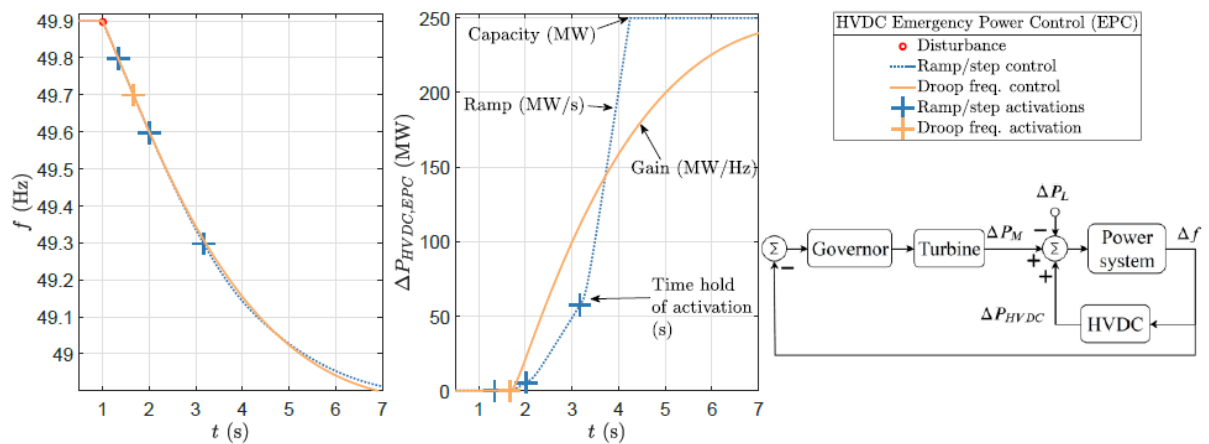


Рис. 10. Принципы регулирования активной мощности ВПТ.

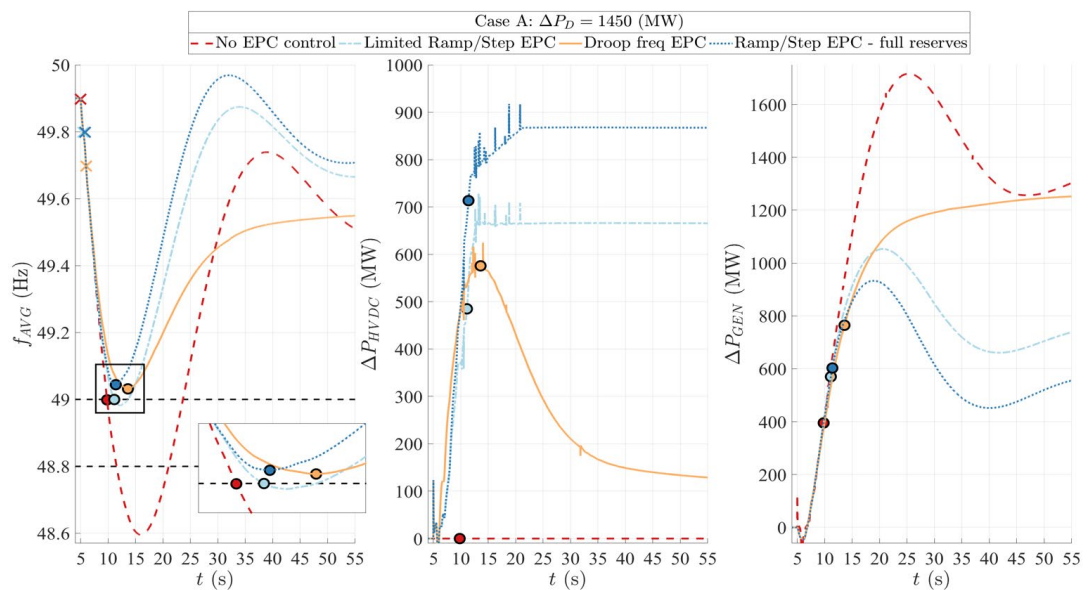


Рис.11. Результаты применения методов управления активной мощностью ВПТ.

Доклад **C2-114** представляет новую, работающую практически в режиме реального времени, интеллектуальную систему обработки сигналов о возмущении и определении причины возмущения, которая была разработана и внедрена в диспетчерском центре системного оператора энергосистемы Хорватии. Интеллектуальная система подключена к системе SCADA со стандартным форматом обмена данными CIM/XML и работает в режиме реального времени с задержкой всего на несколько секунд. Эта система, основана на многоуровневой модели потока данных и содержит возможность анализа причин возникновения возмущения. В докладе представлено подробное описание алгоритма определения места возмущения и рассмотрена

работа интеллектуальной системы при каскадной аварии в энергосистеме при отключении оборудования в условиях стихийных бедствий и наиболее распространенных аварийных событий. Внедрение интеллектуальной системы в диспетчерском центре позволяет обеспечить диспетчерский персонал необходимой информацией для повышения скорости ликвидации аварийной ситуации.

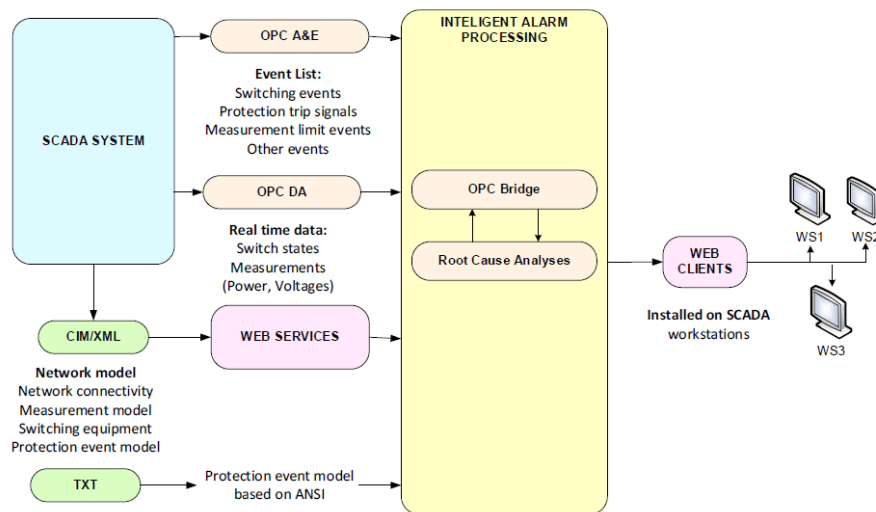


Рис. 12. Блок-схема интеллектуальной системы обработки сигналов о возмущении.

Primaries, 11 Active			
Time	Station	Name	Text
15:10:29.181	HERUJ	HERUJT1	Izvan pogona HERUJ110GEN1Q0
15:04:41.641	LUDBR/HECAK	110HECAK-LUDBR	Izvan pogona LUDBR110HECAKQ0 / Zaštitni refej aktivan / Nema napona
15:04:43.000	HECAK	HECAK110LUDBRQ0	HE CAK 110 LUDBRG PREKIDAČ Q0 ISKLJUČEN
15:04:42.528	LUDBR	LUDBR110HECAKU	LUDBRG 110 HE ČAKOVEC NAPON U LIMALO zora 94.00 kV
15:04:41.641	LUDBR	LUDBR110HECAKQ0	LUDBRG 110 HE ČAKOVEC PREKIDAČ Q0 ISKLJUČEN
15:04:40.742	LUDBR	110HECAK-LUDBR_TZ_grot	LUDBRG 110 HE ČAKOVEC ZAŠTISA OPČISKLOP-

Рис.13. Представление интеллектуальной системы случая отключения ВЛ 110 кВ в энергосистеме Хорватии.

В докладе **C2-115** рассмотрены некоторые случаи возникновения межзональных колебаний частоты в энергосистеме Континентальной Европы, произошедшие за последние 10 лет: 19 февраля 2011 года, 1 декабря 2016 года, 3 декабря 2017 года.

19 февраля 2011 года в течение 15 минут наблюдались межзональные колебания частотой 0,25 Гц. Амплитуда колебаний мощности на межсистемных ЛЭП достигала ± 150 МВт, а напряжений на объектах подключения ЛЭП 400 кВ - ± 4 кВ. При этом возникновение указанных

колебаний не было связано с отключением генерирующего или электросетевого оборудования или с небалансами активной мощности. Возникновение колебаний совпало с плановым изменением выдачи мощности генерирующего оборудования при переходе к следующему часу диспетчерского графика.

1 декабря 2016 года в 11:18 вследствие отключения ВЛ 400 кВ Аргия – Кантегрит наблюдались колебания частоты с амплитудой 140 мГц. Для ликвидации возникших колебаний были реализованы мероприятия, связанные со снижением перетока активной мощности из ЭС Испании в ЭС Франции с 2250 МВт до 1000 МВт и изменением выдачи реактивной мощности ВПТ.

3 декабря 2017 года в 01:09 из-за низкого потребления мощности, большой разницы углов напряжения в ЭС Италии, а также отсутствия возможности включения генерирующего оборудования и большого импорта мощности в южной части энергосистемы Континентальной Европы наблюдались колебания напряжения и частоты амплитудой 10 кВ и 40 мГц соответственно в течение 10 минут. При этом, амплитуда колебаний частоты в южной части Италии достигала 300 мГц. Для ликвидации возникшей аварийной ситуации был снижен переток активной мощности между южной и центральной частью ЭС Италии и отключены ШР в южной части ЭС Италии.

Представленные случаи демонстрируют, что даже при отсутствии аварийных возмущений, связанных с отключением генерирующих или электросетевых объектов, сочетание различных факторов может приводить к возникновению колебаний и отрицательно влиять на устойчивость энергосистемы. В частности, негативное влияние на демпфирование колебаний оказывает низкое электропотребление. При этом возрастает важность своевременного информирования диспетчерского персонала о

текущих изменениях режима работы энергосистемы, что может быть выполнено в том числе посредством развития СМПР.

В докладе **C2-116** представлено применение технологий мониторинга и управления переходными процессами для управления частотой энергосистемы с низким показателем инерции. Рассматривается возможность скоординированного управления активной мощностью распределенных генерирующих объектов, таких как ВЭС, СЭС, накопители электроэнергии при изменении частоты в энергосистеме. Необходимость скоординированного регулирования частоты обуславливается ростом доли распределенной генерации и генерации с использованием ВИЭ в энергосистеме, их неравномерным распределением, а также обусловленным этим снижением инерции энергосистемы. В докладе рассмотрена система, «Расширенные возможности регулирования частоты», которая в полной мере учитывает региональное влияние изменения частоты и позволяет ускорить отклик генерирующего оборудования на изменение частоты по сравнению с первичным регулированием. Система работает с использованием данных УСВИ. Информация УСВИ (измерения угла и частоты в реальном времени) направляются в региональные агрегаторы, которые обрабатывают измерения данных УСВИ (синхронизация по времени и усреднение измеренных величин), а затем транслируют агрегированные значения всем локальным контроллерам. В докладе представлена общая архитектура системы, ее ключевые компоненты, а также результаты тестовых исследований её применения, показавшие ее высокую эффективность.

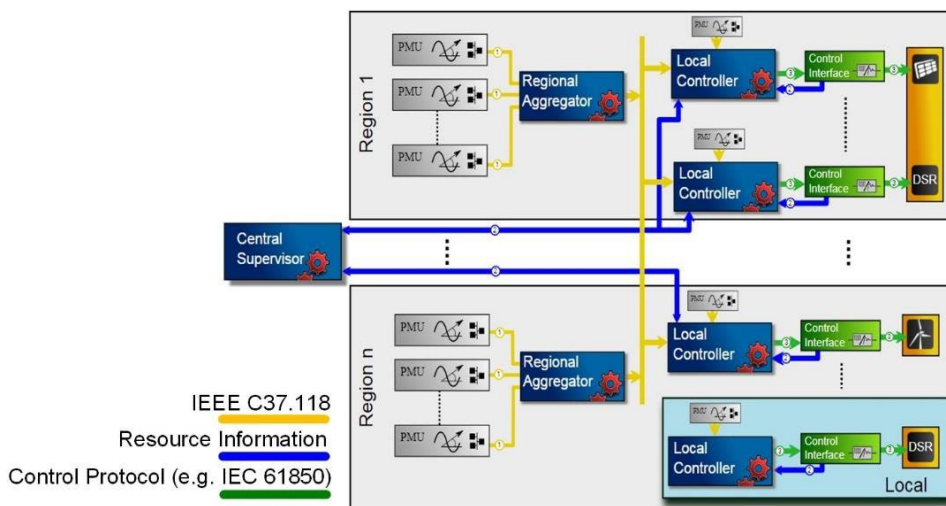


Рис. 14. Структурная схема системы «Расширенные возможности регулирования частоты».

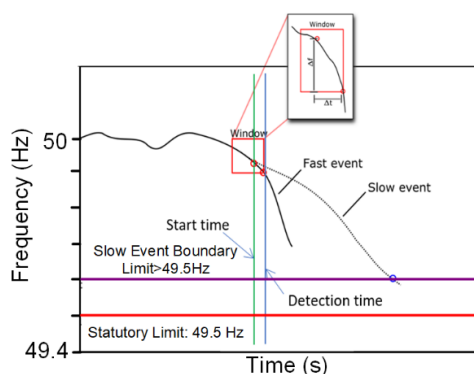


Рис. 16. Метод определения возмущения.

Доклад **C2-117** обобщает достижения совместного научно-исследовательского проекта «Система оценки безопасности и оптимизации», в рамках которого был разработан инструмент для анализа и оценки состояния энергосистемы в режиме близком к реальному времени и обеспечения поддержки принятия решений оператором в критических ситуациях. Предпосылками необходимости создания данного инструмента является ввод генерации с использованием ВИЭ и распределенной генерации в энергосистеме Германии и ускоренного вывода из работы генерирующих блоков АЭС и угольных ТЭС. В результате разработаны и находятся на различных стадиях внедрения приложения «Volt-Var-Управление», Динамическая оценка безопасности и устойчивости энергосистемы и модуль управления включенной генерацией. Исходной информацией для

функционирования приложений являются данные, импортируемые из системы SCADA, такие как топология электрической сети, измерения параметров режима, результаты оценки состояния, данные по допустимым нагрузкам электросетевого оборудования, плановые графики генерации и потребления и др. В докладе кратко описывается текущее состояние проекта, варианты использования функций предлагаемых инструментов, а также представлены примеры визуализации результатов работы используемых приложений.

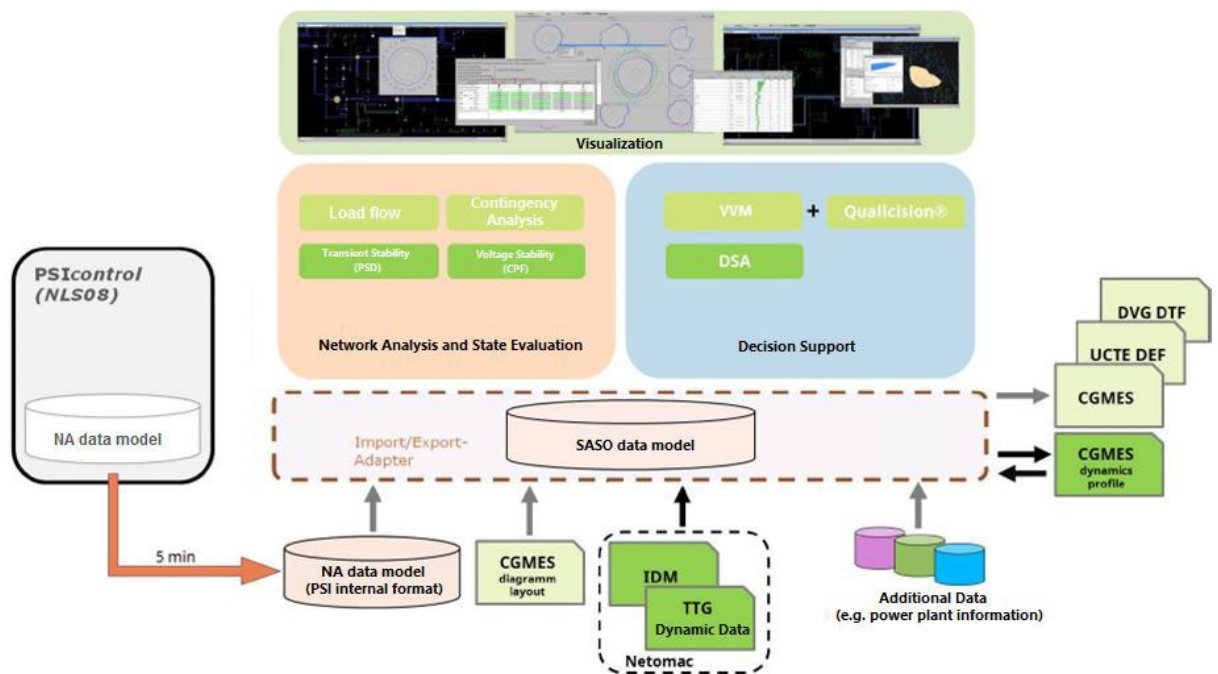


Рис. 17. Архитектура системы оценки безопасности и оптимизации.

В докладе **C2-118** описывается опыт использования онлайн-инструментов в диспетчерских центрах Ирландии для возможности работы в режимах, когда доля генерации с использованием ВИЭ (в частности, ВЭС) достигает 70%. В 2016 году внедрена автоматизированная система диспетчерского управления с возможностью мониторинга параметров режима энергосистемы в реальном времени. В настоящий момент идёт процесс обновления системы и встраивания в неё новых функций. Новые функциональные возможности рассматриваемых инструментов включают,

например, прогнозную оценку устойчивости энергосистемы, прогнозную оценку значений напряжений на шинах подстанций на сутки вперед и оценку резервов активной мощности, прогнозную оценку инерции энергосистемы. Отдельно рассмотрен инструмент оценки работы ВЭС в режиме реального времени с целью оценки максимального возможного объёма ВЭС, который может быть одновременно включен. Указанный инструмент каждые 5 минут проводит расчёты потокораспределения и динамической устойчивости. На рисунке 18 представлен пример результатов такой оценки. Необходимость использования новых инструментов для прогнозирования режима работы энергосистемы обуславливается тем, что Ирландия является островным государством и её энергосистема не обладает большим количеством межсистемных связей, которые могли бы использоваться для регулирования частоты и отклонений фактических графиков сальдо перетоков электроэнергии от плановых. Также в энергосистеме существует проблема увеличения скорости изменения частоты при небалансах, проблема отсутствия маневренных резервов мощности, управления СКРМ, а также обеспечения устойчивости энергосистемы.

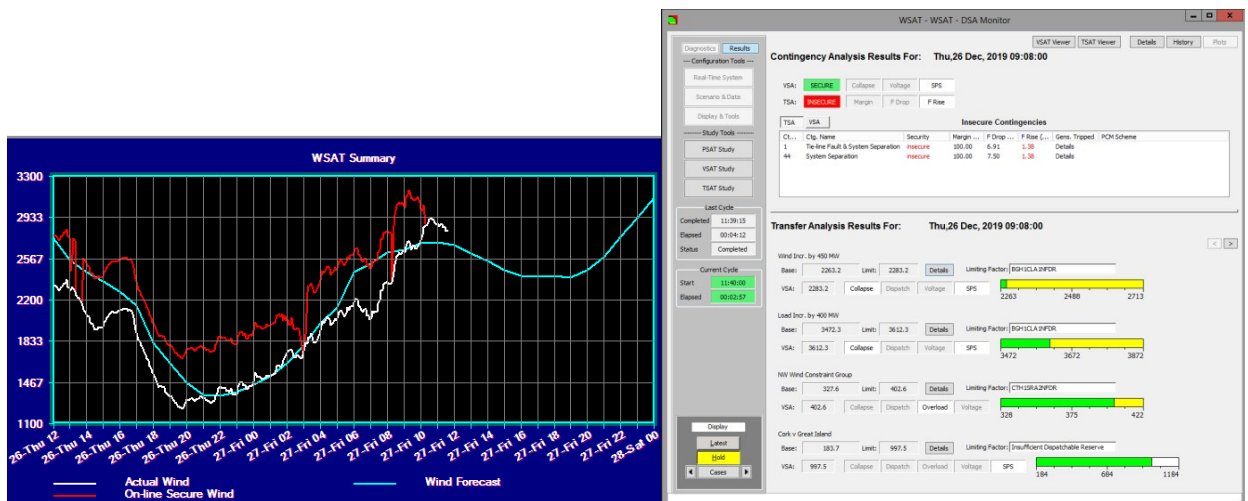


Рис. 18. Пример результата оценки работы ВЭС в режиме реального времени

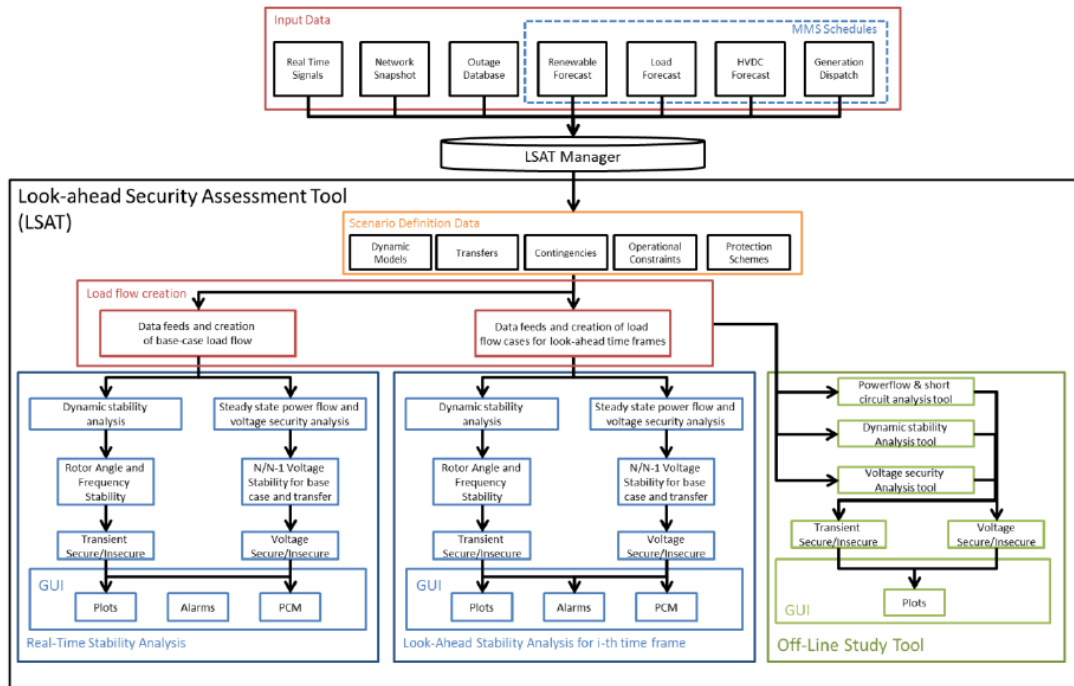


Рис. 19. Блок-схема работы инструмента прогнозной оценки безопасности работы энергосистемы.

В докладе **C2-119** приведен алгоритм решения задачи оптимального переключения ЛЭП напряжением 154 кВ в энергосистеме Турции с использованием генетического алгоритма для ограничения токов короткого замыкания в энергосистеме Стамбула и обеспечения надежного электроснабжения потребителей, который определяет оптимальную для отключения ЛЭП. Вместе с тем в докладе отмечено, что генетический алгоритм не может гарантировать нахождение оптимального решения. Полученное решение, вероятно, будет очень близко к оптимальному, но должно быть оценено диспетчерским персоналом. При функционировании алгоритма рассчитывается потокораспределение активной мощности, токи КЗ и напряжения на шинах подстанций. В докладе представлено математическое описание алгоритма и результаты его работы при решении задачи снижения токов КЗ.

Доклад **C2-120** описывает развитие национальной координационной системы Японии для балансирования энергосистемы (использование резервов

активной мощности) не только при возмущениях, но и при отклонениях планового графика генерации от фактического. Предпосылкой необходимости разработки подобной системы является рост генерации с использованием ВИЭ и сложности с прогнозированием выдачи мощности данного типа генерации. Координационная система выполняет две основные функции: уменьшение объема активации резервов активной мощности и минимизация затрат на активацию резервов активной мощности на региональном и общесистемном уровне. Также координационная система учитывает возможность использования межсистемных связей для активации резервов в соседних региональных энергосистемах Японии. Данная система полноценно введена в работу в 2021 году и в режиме нормального функционирования проводит необходимые расчеты с цикличностью 30 минут. Для повышения точности работы системы планируется сокращение интервала расчёта до 15 минут. Пример расчёта необходимой активации резерва активной мощности представлен на рисунке 20.

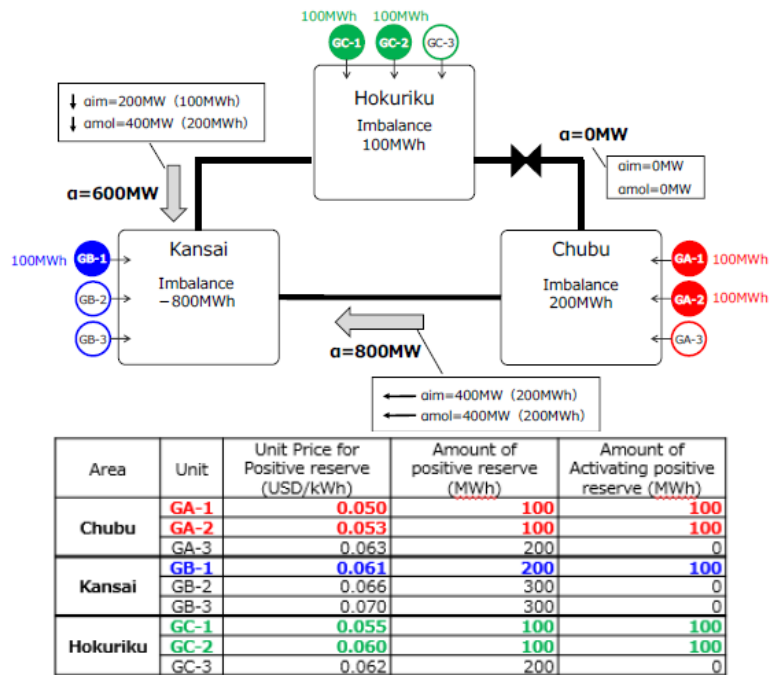


Рис. 20. Пример расчёта активации резерва в энергосистеме Японии.

Доклад **C2-121** представляет описание проблем, актуальных для энергосистемы Иордании вследствие быстрого роста генерации с использованием ВИЭ, в особенности СЭС. В докладе сообщается о первом этапе проекта по решению проблемы достоверности прогнозирования графика выдачи мощности СЭС. Планируется, что к 2024 году установленная мощность СЭС в энергосистеме Иордании достигнет 2120 МВт или 24,9% от установленной мощности всех электростанций при прогнозируемом максимуме нагрузки энергосистемы около 4200 МВт. В докладе рассматриваются результаты проведенных перспективных расчётов установившегося режима работы энергосистемы с учётом изменения мощности СЭС в пределах 70%. По результатам расчетов установлено, что для обеспечения баланса мощности необходимо поддерживать в энергосистеме резервы активной мощности в объеме 600-800 МВт с возможностью активации в течение 10 минут.

В докладе **C2-122** представлено описание системы мониторинга запасов устойчивости, которая была разработана и внедрена в АО «СО ЕЭС». В целях учета фактических схемно-режимных и режимно-балансовых условий функционирования энергосистем при определении МДП разработана система мониторинга запаса устойчивости (далее – СМЗУ). СМЗУ автоматически выполняет расчеты по определению фактических величин допустимых перетоков активной мощности в заданных контролируемых сечениях с учетом актуальных (фактических) характеристик электроэнергетического режима.

В качестве исходных данных для выполнения расчётов используется телеметрическая информация, поступающая из оперативно-информационного комплекса. После оценивания электроэнергетического режима и формирования расчетной модели СМЗУ выполняет автоматическое определение фактической величины максимально допустимого перетока активной мощности в соответствии с требованиями Методических указаний

по устойчивости энергосистем. При этом при определении максимально допустимых перетоков активной мощности учитываются допустимые токовые нагрузки электросетевых элементов, допустимые уровни напряжений и настройки устройств (комплексов) противоаварийной автоматики. Помимо контура оперативного управления электроэнергетическим режимом, СМЗУ также используется при краткосрочном планировании электроэнергетического режима. Это позволяет определить оптимальный состав и режим работы включенного генерирующего оборудования.

Также результаты расчетов СМЗУ используются в качестве уставок автоматических ограничителей перетока активной мощности в контролируемых сечениях, что позволяет исключить избыточное изменение активной мощности электрических станций для ввода режима в допустимую область. В настоящее время СМЗУ введена в работу и успешно осуществляет функции расширения области допустимых режимов ЕЭС России без снижения требований к надежности ее функционирования.

В докладе рассмотрены основные задачи и функции, способы реализации и перспективы развития СМЗУ. Особое внимание уделено опыту использования СМЗУ как при оперативном управлении, так и при планировании электроэнергетических режимов энергосистем. Эффективность использования СМЗУ оценивается по величине возможного увеличения МДП в контролируемом сечении относительно значения, содержащегося в диспетчерской документации.

Многолетняя практика применения СМЗУ показала, что усредненное значение эффективности использования СМЗУ составляет порядка 20 – 25 %. В ряде случаев, для отдельных схемно-режимных условий и контролируемых сечений эффективность СМЗУ может достигать 80 %. Указанное увеличение МДП в контролируемых сечениях и как следствие максимальное использование имеющейся пропускной способности электрической сети

позволяют обеспечивать наиболее эффективное управление электроэнергетическим режимом работы энергосистем и исключить избыточные сетевые ограничения.



Рис.21. Пример увеличения МДП при использовании СМЗУ в ЕЭС России.

В докладе **С2-123** рассмотрены перспективы применения технологии СВИ для развития систем мониторинга и управления ЕЭС России. Представлена информация о процессе внедрения в ЕЭС России СМПР по инициативе Системного оператора. В настоящее время в ЕЭС России в составе СМПР введены в эксплуатацию более 900 УСВИ на 120 объектах электроэнергетики 110-750 кВ, при этом СМПР АО «СО ЕЭС» в режиме реального времени принимает более 400 тысяч параметров в секунду. Применение данных СВИ существенно расширило информационную платформу фиксируемых параметров электрического режима энергосистемы, что позволило инициировать разработку и внедрение таких новых систем мониторинга и управления в режиме реального времени как система мониторинга параметров низкочастотных колебаний с идентификацией источника колебаний, система мониторинга работы системных регуляторов,

а также повысить эффективность функционирования существующих систем мониторинга.

В докладе рассмотрены вопросы применения технологии СВИ в качестве информационной платформы систем мониторинга и управления энергосистем будущего, приведены результаты анализа достигнутых показателей функционирования СМПП АО «СО ЕЭС».

Анализ текущих характеристик СМПП (количество потерь данных менее 0,5%, количество несинхронизированных и ошибочных данных – менее 0,1%, средняя величина задержек доставки данных – 150 мс) указывает на возможность применения данных СВИ в технологическом программном обеспечении для задач режимного управления, встроенном в контур диспетчерского управления. В докладе предложены меры по улучшению характеристик УСВИ, приведены технические решения, обеспечивающие повышение эффективности функционирования СМПП АО «СО ЕЭС» и снятие ограничений на масштабирование системы (увеличение количества УСВИ), в том числе:

- интеграция СМПП АО «СО ЕЭС» с существующими системами мониторинга и управления: ОИК нового поколения, СМЗУ, СМСР, системой мониторинга синхронных качаний активной мощности и системой визуализации динамических процессов в энергосистеме;

- совершенствование архитектуры СМПП;

- разработка и интеграция в СМПП новых программных модулей.

Основная цель дальнейшего развития СМПП заключается в ее технической адаптации к изменившимся условиям и связана в том числе с:

- увеличением требований к функциональности, техническим характеристикам и надежности вследствие применения данных СВИ в приложениях реального времени, интегрируемых в контур управления диспетчера;

– обеспечением масштабирования при значительном увеличении УСВИ и региональных КСВД других компаний.

Современная информационная платформа СМПП должна обеспечивать возможность создания на ее базе экспертных систем и инструментов поддержки принятия решений для прогнозирования потенциальных чрезвычайных ситуаций и раннего предупреждения диспетчера. Для обработки такого огромного объема данных СВИ необходимо разрабатывать и внедрять инновационные экспертные системы, высокоразвитые инструменты поддержки принятия решений и современные автоматизированные системы управления

В докладе **C2-124** описан опыт работы энергосистемы Австралии в условиях сниженной инерции энергосистемы вследствие внедрения генерации, подключенной к электрической сети через преобразователь постоянного тока. Снижение инерции энергосистемы может оказать существенное влияние на динамическую устойчивость энергосистемы:

- небольшое изменение перетока реактивной мощности, вызванное переключением конденсаторной батареи, может привести к недопустимым повышениям напряжениям;
- отключение элемента электрической сети может привести к незатухающим колебаниям напряжения;
- включение трансформатора в удаленной части электрической сети может привести к возникновению резонансных явлений и токовым перегрузкам.

Одним из критериев оценки надежности энергосистемы Австралии является показатель мощности КЗ. В соответствии с разработанными методическими указаниями, системный оператор энергосистемы Австралии определяет «узкие места» энергосистемы, в которых должно поддерживаться определенное значение мощности КЗ.

В докладе представлены примеры оценки надежности работы энергосистемы в регионах Тасмания (имеются проблемы с компенсацией реактивной мощности и значением напряжения на шинах объектов электроэнергетики), регионе Западный Мюррей (имеют место колебания частоты и напряжения при отключении ЛЭП), регионе Северный Квинслэнд (наблюдался резонанс при включении в работу трансформатора на удаленной подстанции).

Доклад **C2-125** представляет изменения, внесенные в алгоритмы программного обеспечения системного оператора Испании REE для прогнозирования выработки генерации с использованием ВИЭ. 2019-2020 гг. в энергосистеме Испании характеризовались крупномасштабными вводами генерации с использованием ВИЭ, в особенности СЭС. В связи с этим возрастает актуальность увеличения точности прогнозирования выдачи мощности СЭС и ВЭС. Существующая модель прогнозирования разрабатывалась и использовалась в REE на протяжении последних 20 лет. Общая структура прогнозирования выдачи мощности СЭС и ВЭС, используемая в REE, представлена на рисунке 22. В докладе представлено описание методов прогнозирования выдачи мощности ВЭС и СЭС, основанных на использовании нейронных сетей. В качестве основной цели на ближайшую перспективу заявлена минимизация ошибки прогнозирования.

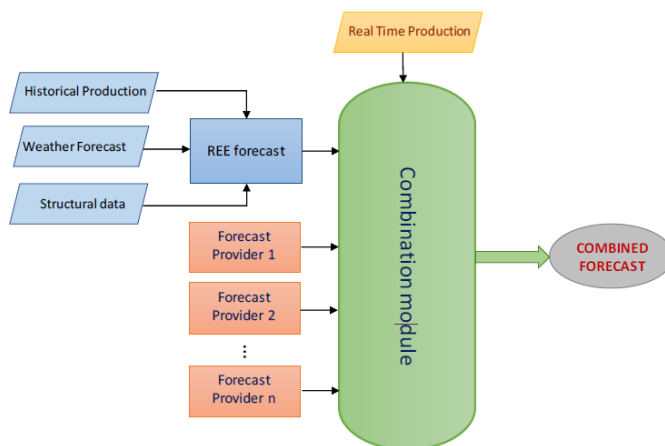


Рис. 22. Структура модели прогнозирования выдачи мощности ВЭС и СЭС в системном операторе Испании REE.

В докладе **C2-126** приведена информация о применении технологии динамической оценки безопасности работы энергосистемы в реальном времени в диспетчерском центре ГЭК Китая. Рассмотренная технология может применяться в режиме реального времени, режиме исследования и режиме тренда. Технология внедрена на всех уровнях диспетчерского управления и основана на существующей автоматизированной системе диспетчерского управления с использованием информации о параметрах режима работы энергосистемы и доступности резервов активной мощности. Технология включает такие возможности как анализ статической устойчивости, анализ динамической устойчивости, расчёт токов КЗ, расчёт напряжения на шинах подстанций и баланса реактивной мощности, анализ устойчивости по частоте, а также по результатам расчётов система предлагает возможное решение проблемы. В докладе представлена информация о структуре системы, процессе формирования расчетной модели (на основе телеизмерений расчётная модель собирается иерархическим способом из каждого регионального диспетчерского центра с циклом формирования 5 минут). В докладе приведены примеры использования данной системы и расчёта необходимых режимов при возникновении аварийных возмущений, а также направления развития системы с учётом внедрения облачных хранилищ и искусственного интеллекта.

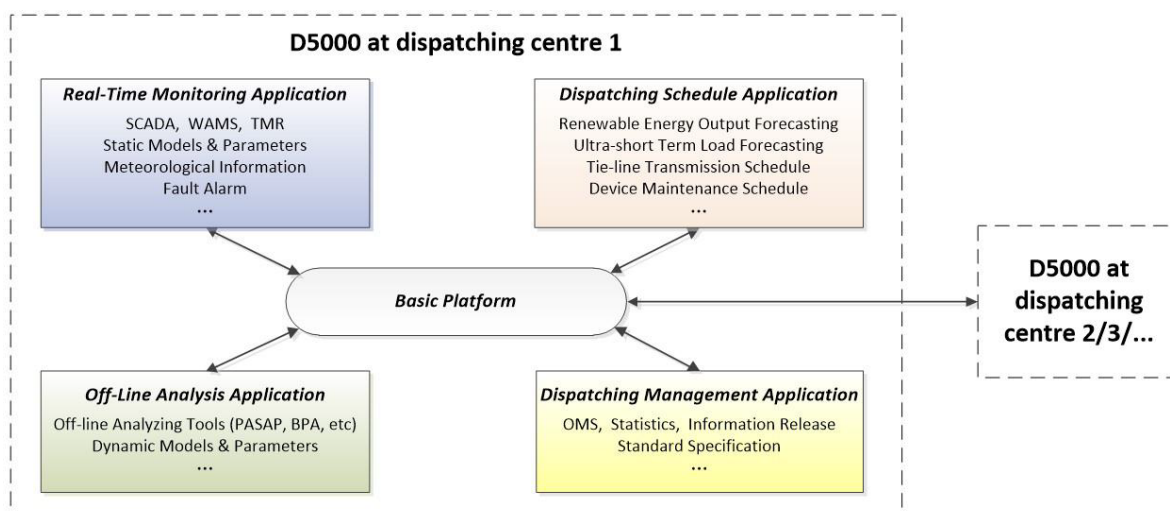


Рис. 23. Структура системы динамической оценки безопасности работы энергосистемы в реальном времени.

В докладе **C2-127** представлены результаты анализа влияния большой доли генерации с использованием ВИЭ на переходные процессы в энергосистеме с учётом передающей электрической сети постоянного тока сверхвысокого напряжения ГЭК Китая. В докладе рассмотрены случаи отключения электропередачи постоянного тока, которые создавали небаланс активной мощности в двух частях энергосистемы, который мог привести к отключению генерации с использованием ВИЭ, усугубляющему процесс снижения частоты с рисками для функционирования энергосистемы. На основании результатов рассмотрения вариантов решения данной проблемы предложено реализовать привлечение генерации с использованием ВИЭ к участию в первичном регулировании частоты.

В докладе **C2-128** описан процесс построения базы знаний для интеллектуального управления сложной энергосистемой, которая может автоматически оказывать поддержку диспетчерскому персоналу в принятии решений о работе энергосистемы, особенно в аварийных ситуациях. Предпосылкой создания базы знаний служит кратно возросшее количество диспетчерской документации в диспетчерских центрах ГЭК Китая. Представлена система комплексной обработки событий, которая способна автоматически с использованием искусственного интеллекта обрабатывать поток данных и событий в энергосистеме в реальном времени. Данная система на основе заранее разработанных алгоритмов определяет траекторию развития и возможные последствия аварийного события, что позволяет выработать меры по ликвидации нарушения нормального режима работы энергосистемы. В докладе представлена информация о построении базы данных для рассматриваемой системы и результатах применения вышеуказанной технологии в программном обеспечении диспетчерского

центра провинции Хунань. Также показано, что при изменении состояния энергосистемы диспетчерский персонал может своевременно получать информацию о текущих ограничениях и возможных вариантах ликвидации нарушения.

В докладе **C2-129** рассмотрена усовершенствованная архитектура системы поддержки принятия решений диспетчерским персоналом, которая включает в себя динамическую модель энергосистемы в качестве основного компонента для отражения состояния энергосистемы в реальном времени. Рассматриваются принципы сбора, анализа и представления параметров синхронизированных векторных измерений в SCADA системах в диспетчерском центре, на основании которых, а также на основании телеметрической информации проводится оценка состояния энергосистемы в реальном времени. Вслед за этим, на оцененном режиме проводится оценка динамической устойчивости энергосистемы с разработкой перечня мероприятий по улучшению динамической устойчивости. Представлены примеры функционирования рассматриваемой системы поддержки принятия решений.

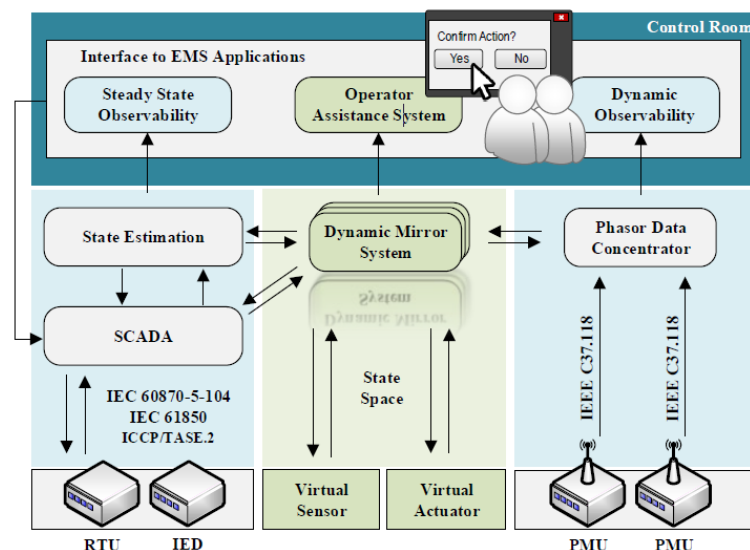
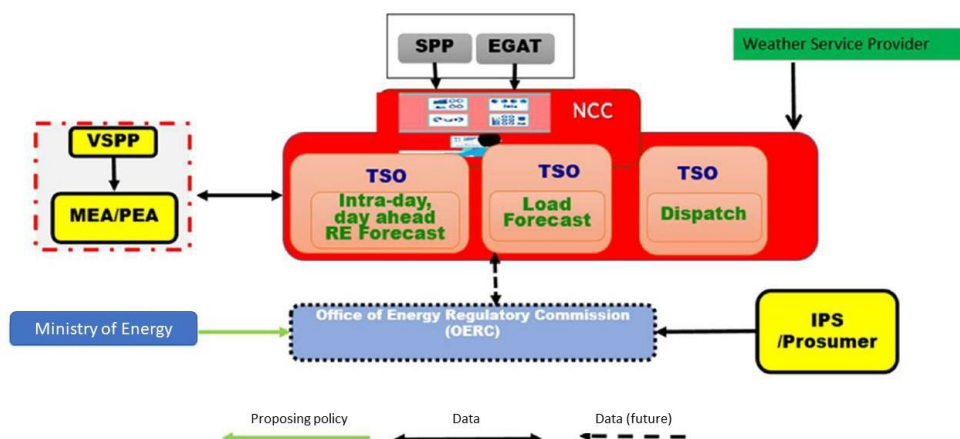


Рис. 24. Структура системы оценки динамической устойчивости энергосистемы и принятия решений диспетчерским персоналом.

В докладе **C2-130** рассмотрены новые адаптивные устройства автоматики для минимизации превентивных ограничений выработки генерации с использованием ВИЭ. В частности, рассмотрено действие автоматики ограничения перегрузки оборудования в энергосистеме Франции с отражением логики срабатывания автоматики при перегрузке электросетевого оборудования в нормальном режиме и при возмущении.

Доклад **C2-131** представляет систему прогнозирования выработки электроэнергии, которая будет внедрена в Таиланде вследствие развития генерации с использованием ВИЭ. На первом этапе при прогнозировании будет учитываться внутрисуточное и на сутки вперед прогнозирование генерации малых электростанций, подключенных к передающей электрической сети. На втором этапе – электростанций, подключенных в распределительную электрическую сеть. В долгосрочной перспективе планируется осуществлять прогнозирование выдачи мощности фотоэлектрических панелей у потребителей в агрегированной точке присоединения к электрической сети. В докладе представлена информация о процессе создания центра прогнозирования выдачи мощности генерирующего оборудования, а также этапы его создания.



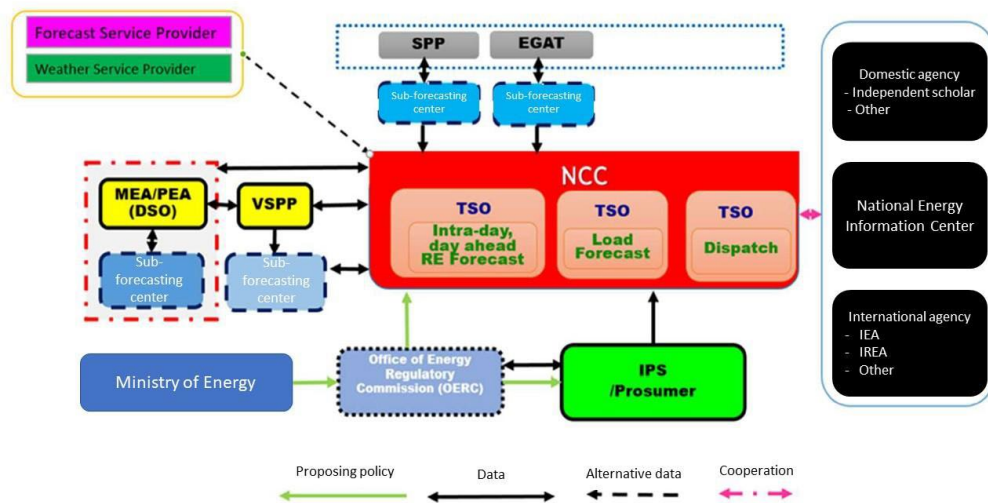


Рис. 25. Структура прогнозирования выдачи мощности генерирующего оборудования ЭС Тайланда в краткосрочной и долгосрочной фазе развития системы прогнозирования.

В докладе **C2-132** представлена информация об автоматической системе уведомления о возмущениях в энергосистеме Тайланда, разработанной для поддержки принятия решений диспетчерским персоналом, в частности во время процесса восстановления нормального режима работы энергосистемы после аварии. Данная система встроена в SCADA, которая установлена в диспетчерском центре системного оператора Тайланда. В случае возникновения возмущения система обеспечивает представление диспетчерскому персоналу информации об отключенном коммутационном оборудовании, сработавших устройствах РЗА и иной информации, требующейся для корректной оценки диспетчеров произошедших аварийных событий.

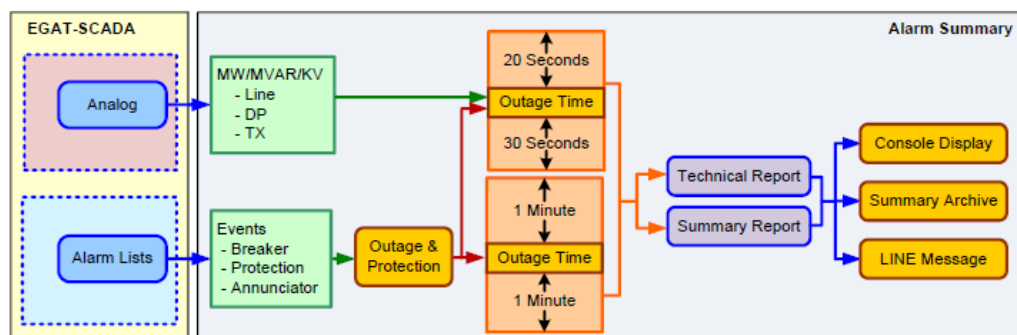


Рис. 26. Структурная схема работы системы информирования о возмущениях в энергосистеме Таиланда.

В докладе **C2-133** представлен опыт применения в энергосистеме Республики Корея метода оптимального управления значениями тока КЗ путем использования различных существующих и новых технологий, включая секционирование шин и отключение ЛЭП. Данная проблема характерна для энергосистемы Республики Корея вследствие наличия частей энергосистемы с высокой концентрацией электросетевых и генерирующих объектов, например, энергосистеме города Сеул. Высокие значения токов КЗ накладывают ограничения для развития энергосистемы. Максимальное значение тока КЗ при замкнутых секционных выключателях и всех включенных ЛЭП достигнет в 2031 году 86 кА для напряжения 345 кВ и 182 кА для напряжения 154 кВ. На рисунке 27 представлены рассматриваемые варианты секционирования электрической сети, при этом к 2031 году прогнозируется 150 точек деления в энергосистеме. Применение предложенной схемы деления позволит снизить максимальное значение тока КЗ до 55 кА в электрической сети 345 кВ и 52,7 кА в электрической сети 154 кВ, однако приведет к снижению надежности функционирования энергосистемы.

Кроме того, в докладе рассматривается влияние значений тока КЗ на генерацию, присоединенную к электрической сети с помощью преобразователя, и объекты FACTS.

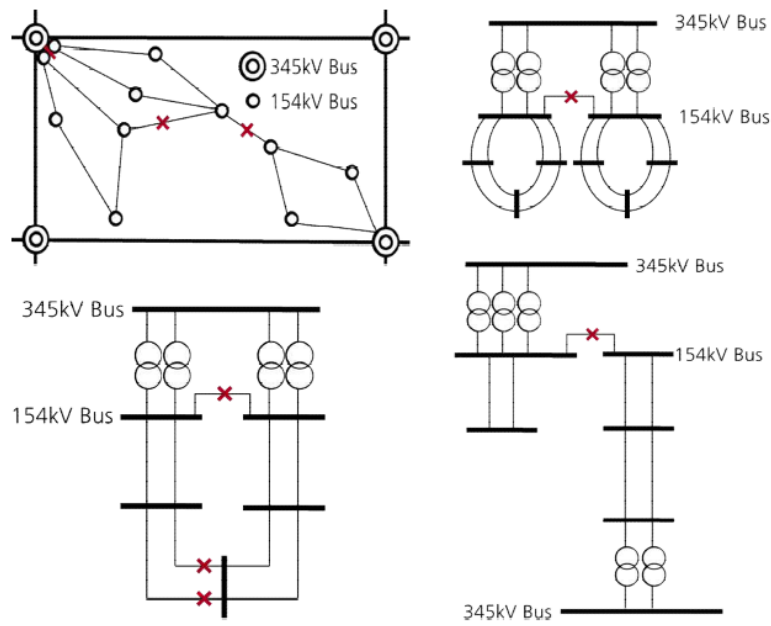


Рис. 27. Применяемые меры по секционированию электрической сети энергосистемы Республики Корея.

В докладе **C2-134** приведена информация о разработанной системным оператором энергосистемы Республики Корея системы оценки планирования режимов работы передающей электрической сети (TOPAS). Система автоматически проводит оценку надежности работы энергосистемы и предлагает мероприятия по обеспечению надежности в случае отклонения каких-либо параметров от допустимых значений. Структура системы представлена на рисунке 28. В докладе приведена информация о функционировании каждой составляющей системы и рассмотрен пример её применения. В перспективе планируется, что данная система также будет автоматически выдавать возможные корректирующие действия в случае аварийных возмущений в энергосистеме.

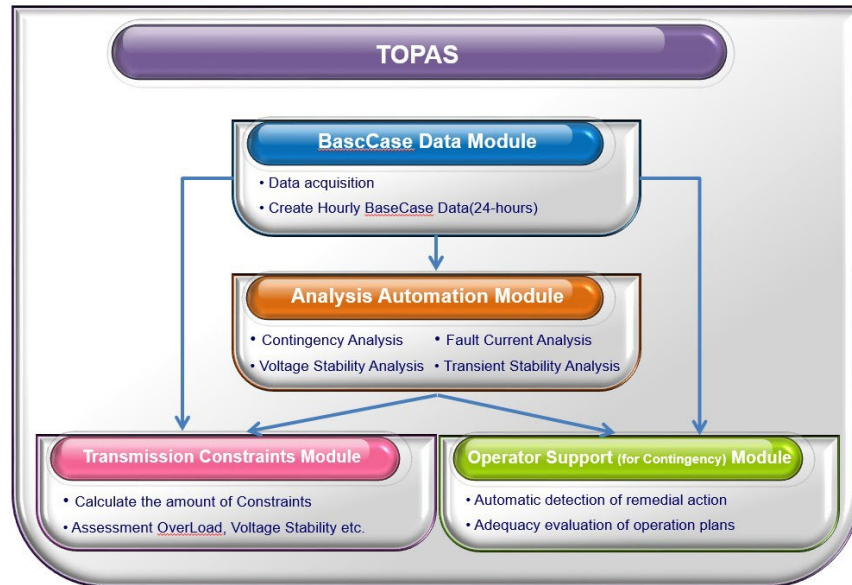


Рис. 28. Структурная схема системы TOPAS

В докладе **C2-135** описаны основные характеристики работы энергосистемы Румынии, актуальные проблемы с управлением напряжением в энергосистеме и предложены необходимые решения. Проблема высоких уровней напряжения в энергосистеме Румынии наблюдается в периоды минимальных нагрузок вследствие недостатка СКРМ. Для решения этой проблемы вынужденно используется работа генераторов ГЭС в режиме синхронного компенсатора, которая оформляется как системная услуга, или, в качестве крайней меры, отключаются ненагруженные ЛЭП. Для исключения данных затратных и негативно влияющих на надежность работы энергосистемы мероприятий планируется установка FACTS на ПС 400 кВ Сибиу и ПС 400 кВ Браду.

В докладе **C2-136** представлена информация о технологии метеорологических радаров на базе импульсно-доплеровского радара для повышения адаптивности энергосистемы Индии. Радар помогает в оценке наличия и места возникновения негативных природных явлений, оценке интенсивности осадков и направления и скорости ветра. Представлен объем информации, доступной по радарным изображениям в реальном времени, и возможное использование этой информации в диспетчерском центре

системного оператора энергосистемы Индии. Также в докладе рассматривается возможность использования метеорологических данных для прогнозирования изменения графиков нагрузки и генерации в месте возникновения негативного природного явления.

В докладе **C2-137** представлена система мониторинга значений мощности короткого замыкания в реальном времени для управления энергосистемой. Данная система мониторинга разработана с целью расчёта реального значения мощности КЗ и облегчения процессов присоединения новой генерации и потребителей без необходимости усиления электрической сети. Система позволяет измерить фактическое (а не использовать превентивное расчетное) значение мощности КЗ в реальном времени. Представлена информация об использовании данной системы оператором распределительной электрической сети Великобритании в электрической сети 11 кВ и 33 кВ, а также результаты модельных расчетов, иллюстрирующих адекватность результаты работы системы.

В докладе **C2-138** описывается подход регулирующих органов Индии, направленный на расширение комплекса функций системного оператора Индии в вопросах оперативно-диспетчерского управления. Расширение функций направлено на усиление взаимодействия со всеми заинтересованными сторонами, функционирующими на рынке электроэнергетики страны. В докладе описываются направления развития взаимоотношений между диспетчерскими центрами, генерирующими компаниями, потребителями, общественностью и др. в динамично изменяющейся электроэнергетической отрасли страны.

Доклад **C2-139** посвящён применению технологий синхронизированных векторных измерений на подстанциях, к которым подключено генерирующее оборудование. Использование УСВИ для мониторинга работы генерирующих установок дает ряд преимуществ, таких как определение источников и причин возникновения колебаний в

энергосистеме, данные о которых могут в реальном времени быть переданы диспетчерскому персоналу. В докладе предлагается несколько потенциальных возможностей применения УСВИ, в том числе связанных с использованием системы на электростанциях для обеспечения раннего предупреждения о возникновении колебаний в энергосистеме. Это позволит повысить надежность энергосистемы, минимизировать риски повреждения электросетевого и генерирующего оборудования, снизить затраты на ремонт электросетевого и генерирующего оборудования, а также увеличить наблюдаемость энергосистемы. .

В докладе **C2-140** рассмотрена Цифровая платформа моделирования в реальном времени для применения новой стратегии управления энергосистемой с использованием УСВИ. Цифровая платформа включает в себя возможность формирования модели энергосистемы, использования данных СВИ, проведения оценивания состояния. В докладе представлена детальная структура цифровой платформы с подробным рассмотрением каждой функции. Для иллюстрации функционирования рассмотрено применение цифровой платформы на тестовой 39-тиузловой схеме.

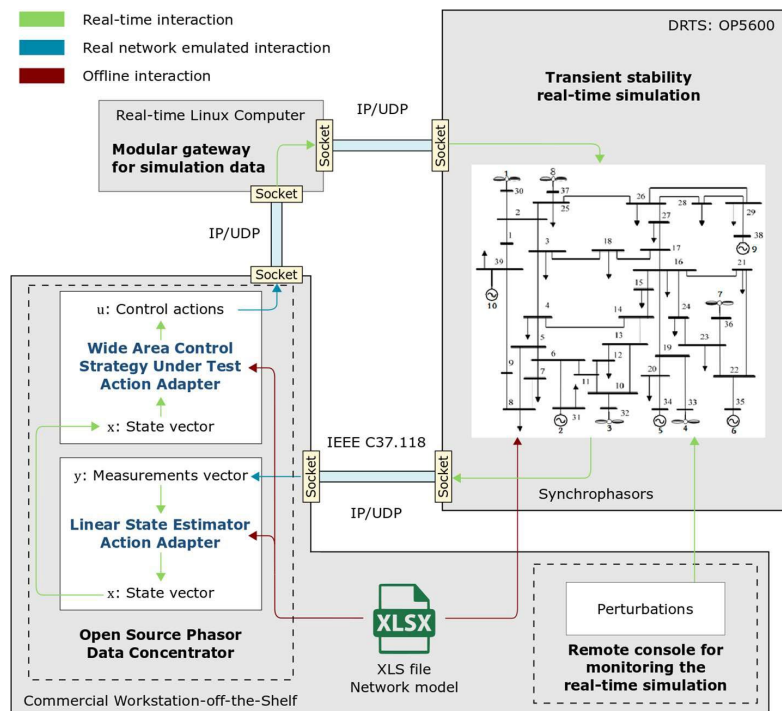


Рис. 29. Структура цифровой платформы

В докладе **C2-141** описаны подходы к управлению распределенными системами постоянного тока высокого напряжения. Рассмотрено влияние электропередач постоянного тока высокого напряжения на динамическую устойчивость энергосистемы и характер протекания переходных процессов. По результатам выполненного анализа предлагается установка дополнительных контроллеров для управления активной мощностью электропередач постоянного тока высокого напряжения, позволяющих повысить динамическую устойчивость энергосистемы переменного тока.

В докладе **C2-142** представлен опыт использования СВИ для управления делением электрической сети и выделением на изолированную нагрузку с учётом работы регуляторов геотермальных электростанций в энергосистеме Исландии. В докладе рассматривается автоматика, использующая данные СВИ, позволяющая обеспечить деление электрической сети и мониторинг соответствующих фазовых углов. Исторически геотермальные электростанции в Исландии работали только в качестве базовой нагрузки, в то время как гидроэлектростанции обеспечивали регулирование частоты. Рассматриваемая в докладе схема управления была разработана с целью выбора режимов управления регулятором на недавно введенной в эксплуатацию геотермальной электростанции в Северной Исландии, которая способна быстро реагировать на изменения мощности.

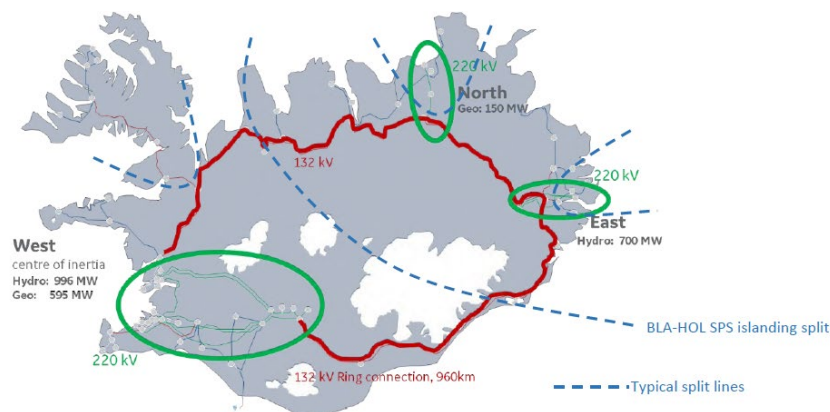


Рис. 30. Схема электрической сети Исландии с указанием траекторий деления энергосистемы.

В докладе **C2-143** описывает использование системы динамической оценки пропускной способности линий электропередачи в энергосистеме Словении, которая была введена в эксплуатацию в 2016 году. Представлены примеры интеграции эксплуатирующейся системы в автоматизированную систему диспетчерского управления с возможностью 3D-визуализации. В настоящий момент динамическая оценка пропускной способности ЛЭП применяется при планировании и управлении режимами работы энергосистемы.

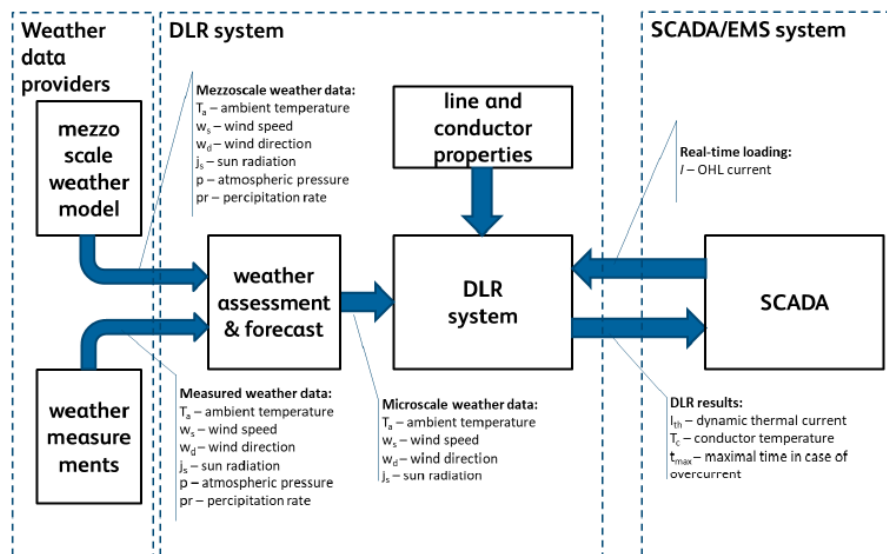


Рис. 31. Структурная схема системы динамической оценки пропускной способности ЛЭП в энергосистеме Словении.

Предпочтительная тема 2.

Интерфейсы управления энергосистемой: повышение наблюдаемости и управляемости

C2-201. *A. Bose, L. Zhang, N. Nayak, A. Faris* (США)

Последние достижения в использовании процедур оценки состояния энергосистемы в диспетчерских центрах

C2-202. *M. Kamh, M. Elsisssi, A. Amin, A. Atallah, M. Schwan, J. Verboomen, A. Elmorshedy* (Египет, Германия)

Межсистемное соединение Египет – Судан – технологическая концепция и опыт работы

C2-203. *Danny Klaar, M. Neubauer, U. Zimmermann, J.-F. Gahungu, J. Van Roost, J. Møller Birkebaek, T. Kapetanovic, R. Paprocki* (Голландия, Германия, Бельгия, Дания, Австрия, Польша)

Новые вызовы для развития оператора передающей электрической сети и регионального координатора безопасности работы энергосистемы

C2-204. *C. Pisani, L. Michi, E.M. Carlini, G.M. Giannuzzi, R. Zaottini, M. Salvetti, D. Macalli* (Италия)

Роль потребителей и распределенной генерации в восстановлении энергосистемы после аварии по принципу «снизу вверх»

C2-205. *J. Pollock, T. Hearne, J. Reilly, A. Kubis, H. Morais, M. Ostermann, M. Power* (Великобритания, Ирландия, США, Германия, Португалия)

Взаимодействие операторов передающей и распределительной электрической сети – требования для инструментов диспетчерских центров

C2-206. *I Martinez Sanz, B. Stojkovska, C. Grant, R. Andrews, A. Ahmadi, R. Shaw* (Великобритания)

Координация действий между оператором передающей и оператором распределительной электрической сети для обеспечения компенсации реактивной мощности в энергосистеме Великобритании: инновационный проект, первые результаты.

C2-207. *W.H. Wellssow, M. Zugck, P. Hinkel, M. Kranhold, A.-K. Marten, J. Vanzetta, F. Reyer, C. Schneiders, U. Schreier, S. Hilgers, D. Kamenschikow, T. Schlüter, D. Engelbrecht, U. Spanel, C. Roggatz, T. Aundrup, M. Goergen* (Германия)

Взаимодействие операторов передающей и распределительной электрической сети в энергосистемах с большой долей генерации с использованием ВИЭ.

C2-208. *G. De Jong, M. Lallemand* (Голландия, Бельгия)

Взаимодействие операторов передающей и распределительной электрической сети в процессах функционирования энергосистемы

C2-209. *D. Corcoran* (Ирландия)

Скоординированное использование ресурсов регулирования напряжения между операторами передающей и распределительной электрической сети с использованием распределенной генерации ВЭС в энергосистеме Ирландии

C2-210. *A Hazi, M Plecas, B Stojkovska, S Celik, K Karathanasi*
(Великобритания)

Изменение принципов взаимодействия и работы операторов передающей и распределительной электрической сети с использованием технологий цифровизации

C2-211. *O Arnaud* (Франция)

Обмен данными между операторами передающей и распределительной электрической сети: использование новых данных при анализе безопасности работы энергосистемы

C2-212. *Nermin Suljanovic* (Словения)

Числовое моделирование и анализ надежности взаимодействия операторов передающей и распределительной электрической сети с увеличением доли распределённых ресурсов ВИЭ

В докладе **C2-201** представлены последние достижения в использовании процедуры оценивания состояния энергосистемы в диспетчерских центрах США с использованием данных УСВИ для улучшения наблюдаемости. С вводом генерации с использованием ВИЭ и распределенной генерации наблюдаемость режимов работы энергосистемы снижается и существующие технологии оценки состояния могут функционировать недостаточно надежно и адекватно. В докладе рассматриваются скорректированные алгоритмы работы оценки состояния режимов работы энергосистемы, в том числе с использованием данных УСВИ, перечень данных, необходимых для этого процесса.

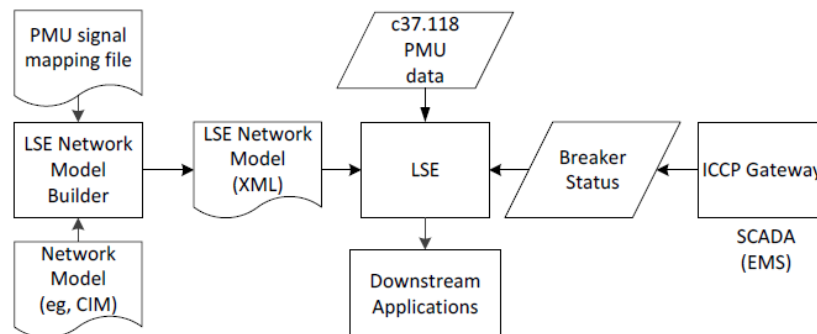


Рис. 31. Структура программы оценки состояния режимов работы энергосистемы.

В докладе **C2-202** описана специфика проектирования новой межсистемной связи Египет – Судан и необходимые меры для обеспечения допустимых параметров режима работы энергосистемы и динамической устойчивости. Рассматривается межсистемная связь 220 кВ длиной 167 км пропускной способностью 300 МВт. Определено, что ввод в работу данной межсистемной связи потребует дополнительных сетевых решений для обеспечения допустимых значений напряжения на шинах подстанции и динамической устойчивости. Предлагается установка СТАТКОМ 100-150 Мвар на двух подстанциях в энергосистеме Судана. Выполнен анализ результатов расчёта установившихся режимов и динамической устойчивости. Отмечено, что при большинстве аварийных возмущений в энергосистеме Египта и Судана происходит деление по межсистемной связи. По результатам проведенного анализа предложено уменьшить допустимое время ликвидации КЗ с 250 мс до 100 мс.

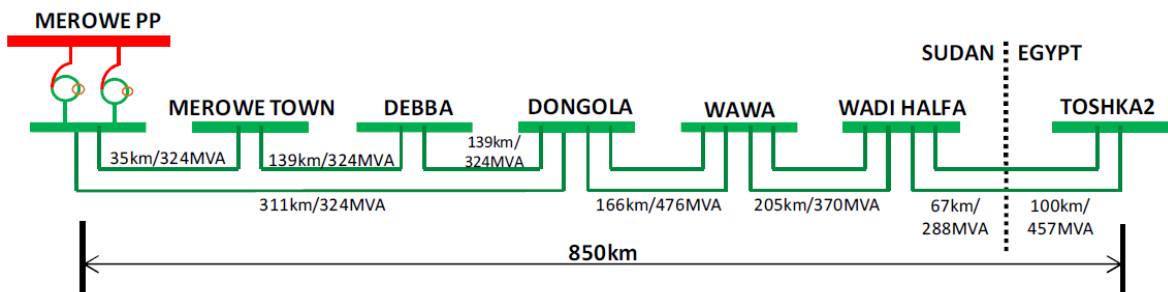


Рис. 32. Межсистемная связь Египет – Судан.

В докладе **C2-203** рассмотрены новые вызовы для развития взаимоотношений между операторами передающей электрической сети и регионального координатора безопасности работы энергосистемы. Отмечается, что в настоящий момент предполагается координация действий оператора передающей электрической сети с операторами распределительной электрической сети, регулятором, ассоциацией европейских системных операторов, генерирующими компаниями, региональными координаторами на европейском, региональном и местном уровне. В перспективе до 2025 года

будет расширена роль региональных координационных центров при реализации таких функций как расчет пропускной способности, планирование ремонтов оборудования, оценка балансовой надежности, ведение общей расчетной модели, оценка безопасности и устойчивости работы энергосистемы, определение узких мест в энергосистеме. Это требует создания новых мер и инструментов для принятия решений путём скоординированного взаимодействия, в частности, с оператором передающих электрических сетей. Отмечается, что региональные координационные центры будут в будущем предоставлять основные консультационные услуги для операторов передающих электрических сетей.

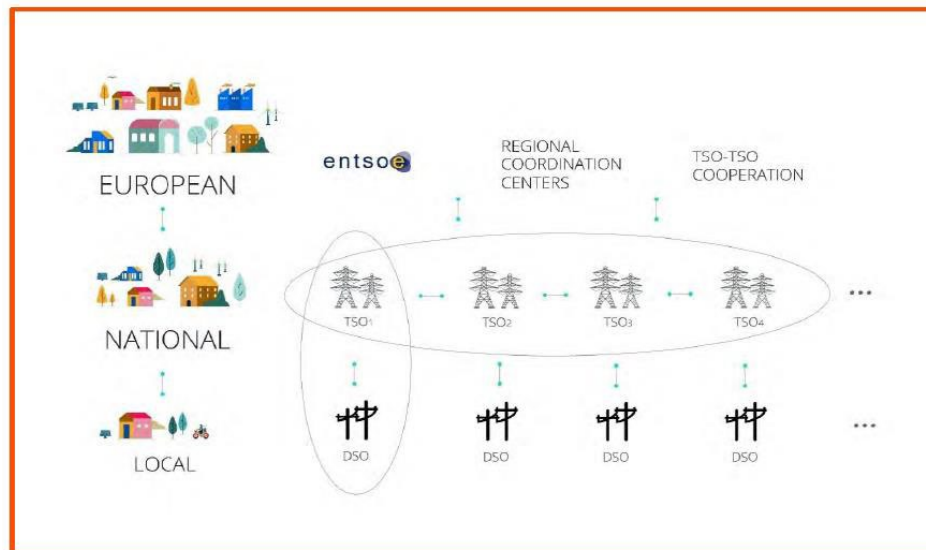


Рис. 32. Схема взаимодействия операторов передающих электрических сетей.

В докладе **C2-204** описаны процесс восстановления энергосистемы после аварии по принципу «снизу-вверх» и роль объектов распределенной генерации и потребителей в этом процессе на примере энергосистемы Италии. Отмечено, что изменяющийся профиль нагрузки в энергосистеме влияет на процессы восстановления энергосистемы после аварии. В энергосистемах с большой долей распределенной генерации при восстановлении нормального режима работы энергосистемы после аварии возможны перетоки мощности из электрической сети среднего напряжения в электрическую сеть высокого

напряжения. Системный оператор Италии проводит периодические испытания (замеры) с записью телеметрических параметров и дальнейшим их анализом. Результатами анализа является формирование достоверного профиля нагрузки и его учета при расчётах установившихся режимов энергосистемы. В докладе описана методология проведения указанных расчётов.

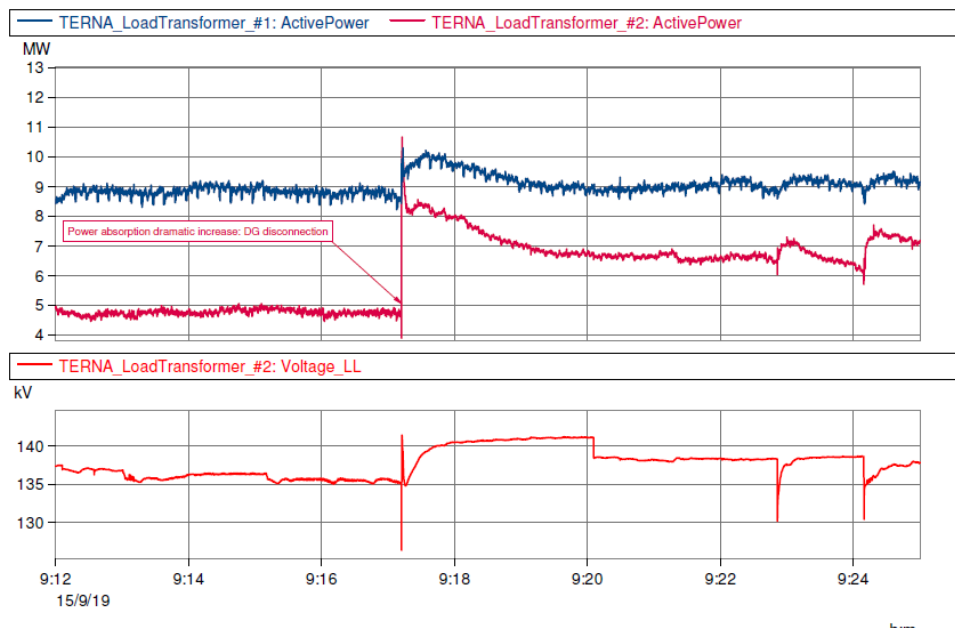


Рис. 33. График нагрузки трансформатора и напряжения на шинах подстанции при включении распределенной генерации.

В докладе **C2-205** исследуются вопросы взаимодействия операторов передающей и распределительной электрической сети. В частности, предлагается использовать следующие области и направления взаимодействия:

- возможность изменения значения генерации и/или потребления активной или реактивной мощности генерирующего оборудования и потребителей, подключенных к распределительной электрической сети с целью минимизации рисков перегрузки электросетевого оборудования,
- расширение перечня данных для обмена между операторами передающей и распределительной электрической сети,

– скоординированное управление реактивной мощностью в передающей и распределительной электрической сети и регулирование напряжения на интерфейсе между передающей и распределительной электрической сетью.

В докладе **C2-206** рассматриваются вопросы координации действий между оператором передающей и оператором распределительной электрической сети для обеспечения услуг компенсации реактивной мощности в энергосистеме Великобритании. В докладе основное внимание уделяется испытаниям, связанным с компенсацией реактивной мощности генерирующим оборудованием, подключенным к распределительной электрической сети, которые подтвердили возможности регулирования напряжения с помощью распределенной генерации. Представлен обзор программного обеспечения и подробно описана программа испытаний, включая описание инструкций по управлению распределенной генерацией в режиме реального времени. Представлены результаты тестов, проведенных с помощью Распределенной системы управления энергетическими ресурсами (DERMS).

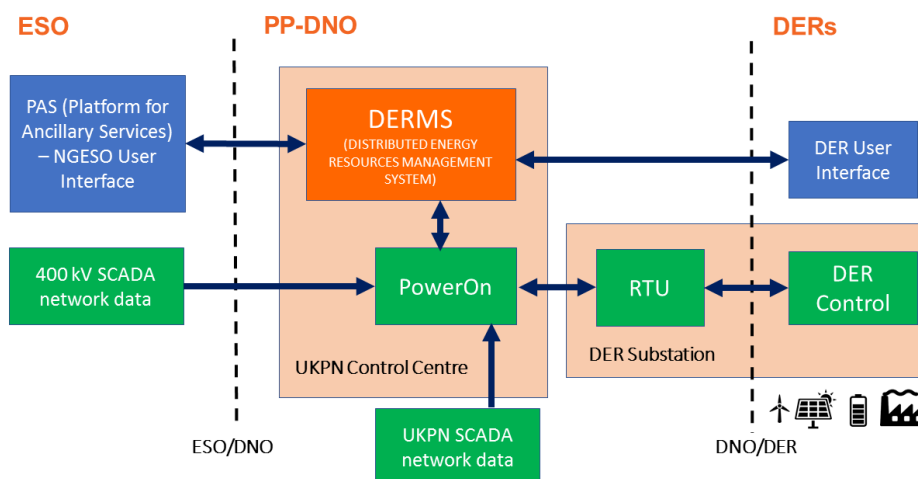


Рис. 34. Структура распределенной системы управления энергетическими ресурсами (распределенной генерацией).

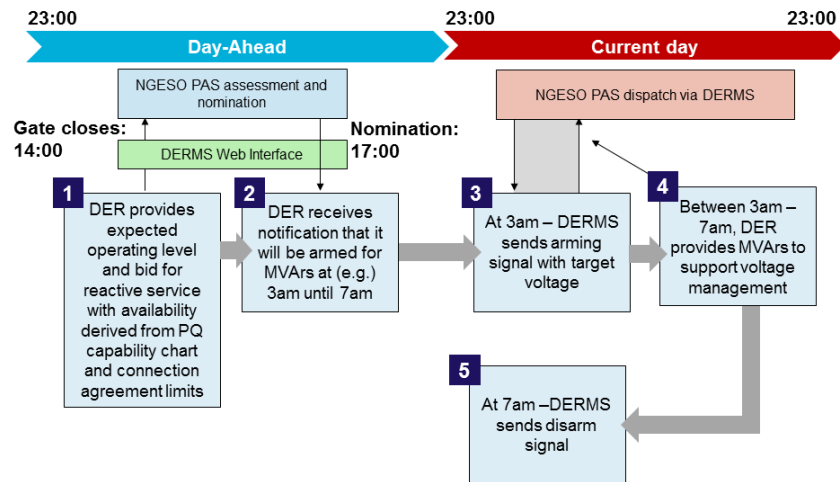


Рис. 35. Процесс планирования компенсации реактивной мощности объектами распределенной генерации.

Доклад **C2-207** описывает взаимодействие операторов передающей и распределительной электрической сети в энергосистемах с большой долей генерации с использованием ВИЭ на примере энергосистемы Германии. Описан процесс координации между операторами передающей и распределительной электрической сети при управлении реактивной мощностью, перегрузками электрической сети и восстановлением нормального режима работы энергосистемы после аварии. Представлена информация об использовании общей модели энергосистемы ЕС и стандартах обмена данными для формирования данной модели. В части управления потоками реактивной мощности координация основывается на следующих базовых принципах: существующие источники реактивной мощности в распределительной сети должны использоваться с максимальной эффективностью; обмен реактивной мощностью должен быть независимым от фактического обмена активной мощностью; реактивная мощность не должна приводить к дополнительной нагрузке электросетевого оборудования и невозможности регулирования активной мощности. В докладе также описана скоординированная процедура управления перегрузками электросетевого оборудования, процессом восстановления нормального

режима работы энергосистемы после аварии. Отмечается необходимость углубления дальнейшей координации между операторами передающей и распределительной электрической сети и усовершенствование существующих процедур и инструментов.

В докладе **C2-208** рассматриваются вопросы взаимодействия операторов передающей и распределительной электрической сети и координация взаимодействия оператора передающей электрической сети с несколькими операторами распределительной электрической сети по обеспечению баланса активной и реактивной мощности на интерфейсе между электрической сетью высокого и среднего напряжения и предоставлению услуг гибкости¹ энергосистемы. Данная задача является актуальной для Европейского союза, поскольку в ЕС работают более 40 операторов передающей электрической сети и около 2700 операторов распределительной электрической сети. Взаимодействие операторов передающей и распределительной электрической сети в основном связано с рыночным управлением перегрузками (использованием активной мощности для устранения перегрузок электросетевого оборудования) и предоставлением резервов активной мощности для поддержания частоты энергосистемы в допустимых пределах. В докладе подробно рассматривается процесс управления перегрузками, инструменты, перечень данных и потребности, которые необходимо учитывать при взаимодействии между операторами, представлены примеры реализации инструментов на уровне Европейского Союза. Отмечена необходимость дальнейшей координации взаимодействия и разработки необходимых инструментов и программного обеспечения.

В докладе **C2-209** описывается скоординированный подход по использованию ресурсов регулирования напряжения между операторами передающей и распределительной электрической сети с использованием

¹ Услуги гибкости энергосистемы - изменение значения генерации и/или потребления активной или реактивной мощности в ответ на внешний сигнал (ценовой или диспетчерский) для обеспечения режимов работы энергосистемы с нормативными параметрами электрического режима.

распределенной генерации ВЭС в энергосистеме Ирландии. Необходимость координации действий возникла вследствие увеличения доли генерации с использованием ВИЭ в энергосистеме и увеличением актуальности потенциальных проблем, связанных с рисками нарушением устойчивости по напряжению при таком составе генерирующего оборудования, приводящем к снижению инерции энергосистемы. В сложившейся ситуации наряду с традиционным генерирующим оборудованием и крупными ветропарками необходимо использование дополнительных источников реактивной мощности для регулирования напряжения в электрической сети. Возможность использования ВЭС, подключенных к распределительной электрической сети, для регулирования напряжения, прорабатывается с 2015 года, в рамках чего реализуется пилотный проект по узловому управлению напряжением.

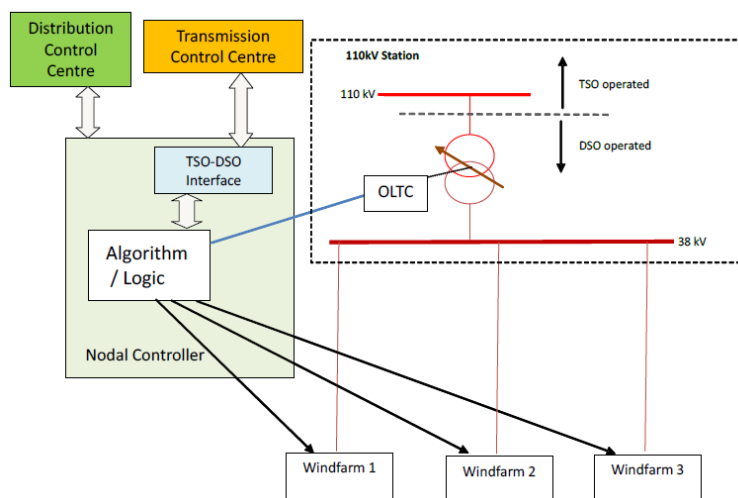


Рис. 36. Структура использования узлового управления напряжением.

В докладе **C2-210** рассмотрен опыт Великобритании по взаимодействию между операторами передающей и распределительной электрической сети с использованием цифровых технологий. Описывается методология оценки рисков системных операторов по критерию недопоставленной электроэнергии. Данный критерий используется для минимизации последствий нарушения электроснабжения потребителей и быстрого восстановления электроснабжения. В долгосрочной перспективе

разработанная методология позволит системным операторам определить «узкие места» энергосистемы и разработать необходимые решения по развитию энергосистемы. В докладе представлены примеры случаев отключения электросетевого оборудования в энергосистеме и нарушения электроснабжения потребителей.

В докладе **C2-211** рассматривается процесс обмена данными между операторами передающей и распределительной электрической сети Франции для улучшения прогнозирования нагрузки и генерации для обоих операторов. При использовании предложенного подхода оператор распределительной электрической сети передает оператору передающей сети информацию о параметрах электросетевого оборудования, ВЭС и СЭС, телеизмерения активной и реактивной мощности трансформаторов, генерации ВЭС и СЭС, прогнозные данные о генерации и потреблении мощности для последующего использования на стадиях краткосрочного планирования. В докладе представлен анализ прогнозных данных, предоставляемых оператором распределительной электрической сети в процессах краткосрочного планирования оператора передающей электрической сети.

В докладе **C2-212** представлена методика регулирования электропотребления в распределительной электрической сети, использующая механизм снижения напряжения в узлах электрической сети. Снижение напряжения в распределительной электрической сети позволяет снизить потребление мощности в часы максимума нагрузки, при этом, необходимо соблюдение требований по надежности работы энергосистемы и допустимым значениям напряжения на шинах подстанций.

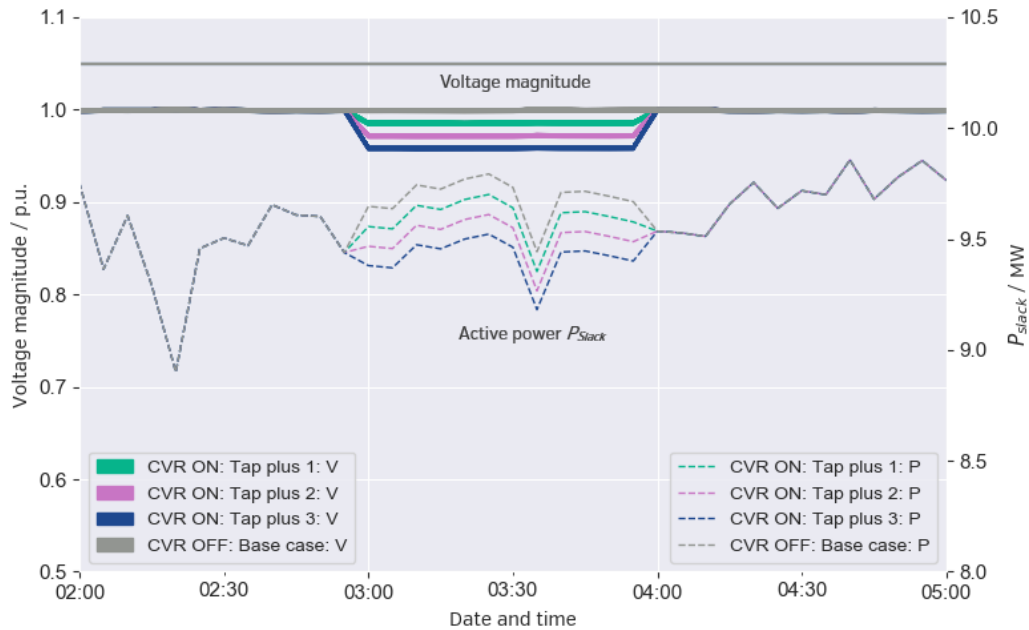


Рис. 37. Зависимость напряжения на шинах подстанции и активной мощности потребителей с использованием и без использования механизма снижения напряжения.

Объединенная предпочтительная тема ИК С2 и ИК С6.

Описание докладов по данной предпочтительной теме представлено в отчете Исследовательского комитета С6. Ниже представлен перечень докладов.

Проблемы управления энергосистемой при увеличении использования распределенной генерации.

C2-C6-301. *A. Chuang, A. Tuohy, D. Lindsey* (США)

Возможности гибкого управления спросом для увеличения надежности и гибкости энергосистемы

C2-C6-302. *A. Guarini* (Бразилия)

Объединенная энергосистема Бразилии: использование ВЭС в процессе восстановления энергосистемы после аварии.

C2-C6-303. *S. Cisneiros* (Бразилия)

Вызовы и мероприятия по интеграции генерации с использованием ВИЭ, распределенной генерации и накопителей электроэнергии в энергосистему Бразилии

C2-C6-304. *C. Wang, Y. Chen, J. Harrison, J. Bladen* (США)

Перспектива интеграции распределенных энергетических ресурсов в энергосистему

C2-C6-305. *M. Richwine, D. Stenlik* (США)

Координация распределенных энергетических ресурсов при предоставлении основных услуг по обеспечению надежности для управления активной мощностью

C2-C6-306. *A. Neve* (Бельгия)

Накопители электроэнергии на основе аккумуляторных батарей для обеспечения устойчивости по частоте энергосистемы Сенегала

C2-C6-307. *L. Szczepaniak* (Польша)

Сотрудничество между Польшей и Японией в области создания специальной схемы защиты в реальном времени в качестве решения для обеспечения безопасности работы энергосистемы

C2-C6-308. *C. Martarelli, L. Michi, G.M. Giannuzzi, L. Ortolano, E.M. Carlini* (Италия)

Оперативное управление и прогнозирование нагрузки в реальном времени с использованием методов интеллектуального анализа данных

C2-C6-309. *G. Sapienza, C. Baldi, L. Delli Carpini, G. Di Lembo, L. D'orazio, M. Giovannini, L. Pimipinella, E. Ruggeri* (Италия)

Проект «Активная электрическая сеть Пулии» - гибкость, обеспеченная региональными проектом Smart Grid

C2-C6-310. *N. D. Hatziaargyriou, D. N. Trakas* (Греция)

Превентивное планирование оптимальной распределительной электрической сети для повышения устойчивости к лесным пожарам

C2-C6-311. *J. Frunt, J. Drewes* (Голландия)

Цели и организация пилотного проект по вторичному регулированию активной мощности в энергосистеме Голландии

C2-C6-312. *D H Wilson, S Norris, N Al-Ashwal, P McNabb, P M Ashton, J Yu* (Великобритания)

Проблемы устойчивости энергосистемы со снижением её инерции и мероприятия по решению проблемы: СВИ и прогнозирование с использованием машинного обучения

C2-C6-313. *P Chandler, D. Auty, S. Waters, N. Miller, C. Foote, S. Hay, D. Gutschow* (Великобритания)

Восстановление энергосистемы после аварии с использованием распределенных энергетических ресурсов

C2-C6-314. *D. Lehmann, L. Kalisch, H. Vennegeerts, A. Moser* (Германия)

Методология для оценки децентрализованной гибкости для резервов восстановления частоты (вторичного регулирования) в энергосистеме Германии

C2-C6-315. *M. Giuntoli, V. Biagini, S. Schmitt, P. Noglik, T. Muehlpfordt, A. Engelmann, V. Hagenmeyer, A. Korompili, A. Monti* (Германия)

Централизованное и децентрализованное управление распределительной электрической сетью: на пути к новой интеллектуальной архитектуре

C2-C6-316. *M. Schrammel, I. Lupandina, W. Gawlik, K. Viereck* (Австрия)

Усовершенствованный метод оценки безопасности установившихся режимов с учётом динамической оценки термической стойкости электросетевого оборудования

C2-C6-317. *M. Tsunematsu* (Япония)

Разработка услуг по балансированию и устойчивости энергосистемы с использованием виртуальной электростанции

C2-C6-318. *S. Oka* (Япония)

Регулирование частоты с интегрированным управлением распределенными накопителями электроэнергии на основе аккумуляторных батарей

C2-C6-319. *H.M. Tróndheim* (Дания)

Регулирования частоты изолированной энергосистемы с большой долей генерации с использованием ВИЭ

C2-C6-320. *W. H. Wellssow, D. Henschel, J. Vanzetta, C. Schneiders, F. Reyer, M. Heidemann, S. Hilgers, A. Mannebach, M. Walter, H. Kuhn, R. Bader, L. Reinig, C. Heck, S. Jacobs, P. Heinen* (Германия, Люксембург)

Отчет по восстановлению нормального режима работы энергосистемы после аварии после тестового восстановления «снизу-вверх» в передающей электрической сети Amprion

C2-C6-321. *P. Mancarella, S. Riaz, J. Naughton, H. Wang* (Австралия)

Обеспечение гибкости и сетевых услуг интегрированными распределенными энергетическими ресурсами с использованием электричества и водорода

C2-C6-322. *S. Cherevatskiy, S. Sproul, R. Korte, H. Klingenberg, A. Oudalov* (Австралия, Швейцария)

Накопители энергии системного назначения для решения проблем интеграции высокой доли генерации с использованием ВИЭ (пример исследования)

C2-C6-323. *K. Doenges, I. Egido, L. Sigrist, E. Lobato, L. Rouco* (Испания)

Участие ветропарка в системе автоматического управления генерацией

C2-C6-324. *Q. Xu, P. Li, Z. Yuan, L. Yu* (Китай)

Применение адаптивного инструмента для оценки с использованием СВИ, способного к множественной самоверификации

C2-C6-325. *H. Xu* (Китай)

Исследование общих технологий диспетчерского управления генерацией с использованием ВИЭ на основе кибер-физико-социальных систем

C2-C6-326. *S. Wende-Von Berg, B. Requardt, Z. Wang, M. Braun, S. Stock, L. Löwer, W. Albers, C. Calpe, M. Staudt, J. Schwedler* (Германия)

Платформа расширения центра управления электрической сетью для гибкой агрегации распределенных энергетических ресурсов – проект "EUSysFlex"

C2-C6-327. *D. Ilisiu* (Румыния)

Идентификация и сравнение моделей виртуальных электростанций для использования при расчётах обоснования перспективных проектов

C2-C6-328. *K.B.V. Ramkumar* (Индия)

Использование синхронных двигателей с целью улучшения работы энергосистемы с высокой долей генерации с использованием ВИЭ

C2-C6-329. ДОЛАД ОТМЕНЕН. Вызовы для управления энергосистемой с учётом распределенных ВЭС в энергосистеме Индии – пример исследования

C2-C6-330. *Pankajbhai Suthar* (Индия)

Вызовы для управления энергосистемой с учётом крупных генерирующих блоков и распределенной генерации

C2-C6-331.R. Martins (Португалия)

Виртуальная электростанция – мультисервисная структура для координации возможностей гибкости энергосистемы

Выводы

По итогам 48-й сессии СИГРЭ в 2020 году и 2021 году по тематике ИК С2 выделены следующие актуальные вопросы, рассматриваемые экспертами мировой электроэнергетики по направлению ИК С2.

1. Использование данных систем векторных измерений в процессе планирования и управления режимами работы энергосистем, а также для повышения эффективности принятия решений диспетчерским персоналом.

2. Формирование адаптивного и интуитивно понятного интерфейса и инструментов для диспетчерского персонала при управлении режимами работы энергосистемы, в том числе с использованием данных системы векторных измерений, для совершенствования принятия решений диспетчерским персоналом.

3. Совершенствование алгоритмов работы противоаварийной автоматики с учётом специфики режимов работы энергосистем с большой долей генерации с использованием ВИЭ.

4. Совершенствование систем метеорологического прогнозирования и прогнозирования стихийных бедствий для оценки влияния на режимы работы энергосистемы и реализации превентивных мероприятий в энергосистеме в ответ на увеличение количества стихийных бедствий вследствие глобального потепления.

5. Необходимость расширения степени использования системы векторных измерений для оценки причин и последствий колебаний частоты и активной мощности, в том числе низкочастотных колебаний, особенно в условиях снижения инерции энергосистемы. Использование данных системы векторных измерений для мониторинга и прогнозирования состояния

энергосистемы, в том числе при восстановлении нормального режима работы энергосистемы после аварии.

6. Обеспечение поддержания и реализации резервов первичного и вторичного регулирования не только с помощью традиционной генерации, но и генерации с использованием ВИЭ, распределенной генерации и накопителей электроэнергии. Возможность использования генерации с использованием ВИЭ и распределенной генерации для восстановления нормального режима работы энергосистемы после аварии или полного погашения.

7. Обеспечение резервов активной мощности для покрытия отклонений фактических графиков выдачи мощности генерирующего оборудования, отклонений прогнозных графиков потребления мощности и сальдо перетоков мощности от плановых в связи с увеличением неоднородности структуры генерирующих мощностей, трудности прогнозирования выдачи мощности генерации с использованием ВИЭ и большого объёма распределенной генерации.

8. Обеспечение и усовершенствование координации взаимодействия операторов передающей электрической сети между собой, а также с операторами распределительной электрической сети по следующим вопросам:

- a. Регулирование напряжения и реактивной мощности,
- b. Совершенствования противоаварийной автоматики на межсистемных связях,
- c. Предоставление услуг гибкости энергосистемы,
- d. Привлечение объектов распределенной генерации к регулированию частоты,
- e. Использование объектов распределенной генерации при восстановлении нормального режима работы энергосистемы после аварии.