



Некоммерческое партнерство «Российский национальный комитет Международного Совета по большим электрическим системам высокого напряжения» (РНК СИГРЭ)

109074, Россия, г. Москва, Китайгородский проезд, дом 7, стр.3. ОГРН 1037704033817.
ИНН 7704266666 / КПП 770501001. Тел.: +7 (495) 627-85-70. E-mail: cigre@cigre.ru

ОТЧЕТ

об участии в 45-й Сессии CIGRE и работе Исследовательского Комитета С1 «Планирование развития энергосистем и экономика» CIGRE, 25-29 августа 2014 года, Париж (Франция)



Отчет подготовили:

Пилениекс Денис Викторович,
заместитель директора по управлению развитием
ЕЭС ОАО «СО ЕЭС» (Москва), постоянный
представитель от России в Study Committee C1
«[System Development and Economics](#)» с 2014 г.



Утц Станислав Андреевич,
ведущий специалист Отдела технологий
параллельной работы ОАО «СО ЕЭС», член
рабочей группы JWG C4/C6.35/CIRED с 2013 г.



Контактные данные:

E-mail: pdv@so-ups.ru / utts-sa@so-ups.ru
Тел. +7 (495) 627-95-06 / +7 (499) 788-15-68

Дата отчета:

22.10.2014

Москва, 2014 год

Оглавление

1. Основные направления деятельности комитета	3
2. Общий обзор докладов SC C1 на 45 Сессии CIGRE	3
3. Предпочтительная тема 1 «Совершенствование управления энергосистемой и активами за счет применения передовых методик управления основными производственными фондами»	6
4. Предпочтительная тема 2 «Новые системные решения и технологии планирования»	12
5. Предпочтительная тема 3. «Надежность инвестиций в передающие электрические сети по мере роста доли ВИЭ»	21
6. Выводы по докладам	29
Приложение	30

1. Основные направления деятельности комитета

Основная деятельность Исследовательского комитета (Study Committee) CIGRE C1 «Планирование развития энергосистем и экономика» (System Development and Economics) направлена на исследование вопросов, методов и инструментов развития энергосистем и экономического обоснования принимаемых решений, включая вопросы инвестиционного стимула к развитию электрической сети, увеличения пропускной способности электрической сети, интеграции распределенной генерации и электростанций на возобновляемых источниках энергии (далее – ВИЭ) с поддержанием необходимого уровня надежности энергосистемы.

Область исследования включает в себя вопросы развития энергосистем, обоснование инвестиций и управление активами, требования к потребителям электрической энергии, анализ применения новых технологий, способных снизить цену на электрическую энергию и/или увеличить надежность работы энергосистемы, вопросы старения и продления ресурса работы оборудования и др.

2. Общий обзор докладов SC C1 на 45 Сессии CIGRE

В данный момент в мире продолжается тенденция к увеличению доли электростанций на ВИЭ в структуре генерирующих мощностей, снижению доли выбросов углекислого газа, исследованию вопросов оптимизации использования и определения порядка реконструкции существующих электросетевых и генерирующих объектов, а также оптимизации планов по сооружению новых объектов электроэнергетики. Кроме этого, по мере роста доли электростанций на ВИЭ в энергобалансах различных стран все более актуальными становятся вопросы прогнозирования графиков нагрузки таких электростанций, а также необходимость учета неопределенности их нагрузок при планировании развития энергосистемы, прежде всего, развития электрической сети, а также более жестких требований к управлению активами.

Для 45-й сессии СИГРЭ 2014 года предложены три предпочтительные темы, в рамках которых представлено 33 доклада от авторов со всего мира. Полный перечень докладов, представленных на Сессии, приведен в Приложении к настоящему отчету.

Предпочтительная тема 1 (PS1) «Совершенствование управления энергосистемой и активами за счет применения передовых методик управления основными производственными фондами» (Improvement in system and asset performance through application of enhanced Asset Management methodologies»).

Задача управления активами получила популярность в 90-е годы после реструктуризации множества рынков электрической энергии стран мира и перехода к рыночной конкурентной модели. Таким образом, электросетевые компании получили прямую заинтересованность в максимальной оптимизации своих затрат и структуры производственных фондов. Вместе с этим сохраняется актуальность проблемы старения основных производственных фондов и поиска оптимальных решений по их постепенному замещению.

Основная цель применения системы управления активами – достижение необходимого баланса между использованием оборудования, рисками выхода из строя и затратами на поддержание его в рабочем состоянии.

По предпочтительной теме PS1 представлено 9 докладов, которые были сгруппированы по трем категориям для дискуссии:

- старение инфраструктуры;
- обеспечение покрытия спроса;
- увеличение доли ВИЭ.

При обсуждении докладов на техническом заседании получено 13 вопросов. Большинство вопросов касалось практических результатов применения новых методик управления активами на уровне передающей и распределительной электрической сети, процесса сбора данных для проведения адекватного анализа. Отмечено наличие похожих проблем с решениями вышеописанных вопросов во всех странах.

Предпочтительная тема 2 (PS2) «Новые системные решения и технологии планирования» (New system solutions and planning techniques).

Корректное планирование развития электрической сети с использованием новейших технологий является стартовой точкой для обеспечения эффективного функционирования энергосистемы в будущем. Для достижения этой цели применяется множество аналитических методов.

С учётом тенденций развития ВИЭ и передающей электрической сети, необходимо совершенствование технологий планирования, учитывающих новые особенности.

По предпочтительной теме PS2 представлено 11 докладов, посвященных вопросам использования маневренных характеристик генерирующего оборудования, FACTS и систем управления спросом для обеспечения сглаживания эффектов вследствие масштабного внедрения электростанций на ВИЭ.

При обсуждении докладов на техническом заседании рассмотрен 21 вопрос. Обсуждение касалось взаимосвязи технической составляющей исследований и применения анализа затрат и выгод (Cost benefit analysis), достаточности данного анализа и необходимых количественных оценок при его проведении, а также вопроса стандартизации данного анализа. Кроме

этого, обсуждались наиболее эффективные технологии, возможные к применению в электрической сети в данный момент и на перспективу.

Предпочтительная тема 3 (PS3) «Надежность инвестиций в передающие электрические сети по мере роста доли ВИЭ». (Securing investment in transmission networks with increasing RES).

Увеличение масштабов внедрения электростанций на ВИЭ в долгосрочной перспективе накладывает определенные требования к надежности и эффективности инвестиций в передающие электрические сети. Для этого на национальном и корпоративном уровне создается определенный набор инструментов, в том числе с использованием новых подходов к планированию развития электрической сети, использованию технологий постоянного тока и политических рычагов воздействия.

По предпочтительной теме PS3 представлено 11 докладов.

При обсуждении докладов на техническом заседании подготовлено 16 вопросов. Участники затронули тему развития электрической сети Средиземноморья, вопросы безопасности электроснабжения стран южной части Европы и Северной Африки. Кроме этого обсуждались возможности гармонизации перспективного развития сетевых/системных операторов передающей и распределительных сетей.

Отдельным вопросом являлась оценка выгод и затрат на строительство подводной электрической сети постоянного тока.

3. Предпочтительная тема 1 «Совершенствование управления энергосистемой и активами за счет применения передовых методик управления основными производственными фондами»

Доклад С1-101 посвящен обзору одного из методов оценки эффективности работы электрической сети, учитывающего также требования по обеспечению политической, социальной и экономической стабильности, а также различные экологические ограничения работы электрической сети. Рассмотренный метод состоит из двух этапов:

- определение текущих показателей работы энергосистемы;
- проведение моделирования с использованием оценочной модели.

На первом этапе определяются (учитываются) следующие индексы (показатели): безопасность, надежность, коэффициент использования оборудования, устойчивость, качество электрической энергии, экономические показатели. В составе вышеуказанных показателей применяются дополнительные оценочные показатели.

Для расчёта индексов безопасности и устойчивости использовалось программное обеспечение (ПО) Power System Analysis Software Package (PSASP), для расчёта индекса надежности – Electrical Design System Analysis (EDSA). Степень загрузки оборудования, индекс качества электрической энергии и экономического эффекта определялись с помощью ПО Statistical Product and Service Solutions (SPSS) по реальным данным, полученным из комплекса SCADA/EMS. Расчёты проводились для характерных суток.

Применяемая на втором этапе оценочная модель основана на специальном статистическом «методе анализа поиска наилучшей проекции основных компонентов» (Projection Pursuit Principal Component Analysis). Данный метод решает проблему расчёта нелинейных уравнений с множеством индексов. Оценочная модель имеет несколько этапов: нормализация, приведение к стандартной форме, формирование функции для расчёта, расчёт основных параметров, проведение оценки.

Описанная методика была применена для оценки региональной электрической сети Китая (провинция Хубэй). С помощью методики произведено сравнение расчётных индексов (показателей) работы электрической сети за период 2009-2012 г. Результаты показали, что в 2012 году эффективность работы электрической сети снизилась из-за снижения индекса безопасности и устойчивости, также как и коэффициенты использования оборудования и индекс качества электрической энергии. Остальные индексы немного выросли. Результаты применения оценочной модели соответствует экспертной оценке специалистов местного системного оператора.

Доклад С1-102 посвящен разработке процедуры оценки эффективности программ управления активами в транспортных (магистральных) и распределительных электросетевых компаниях. В предлагаемой процедуре используется набор ключевых показателей эффективности (КПЭ), необходимых для подготовки аналитических отчетов о деятельности электросетевых компаний в таких аспектах, как надежность, качество услуг и финансовая ситуация. Особое внимание уделяется управлению рисками и оценке того влияния, которое финансовые риски оказывают на работу компании. Процедура в целом является комплексной и может использоваться как для оценки отдельной компании в динамике, так и для сравнения нескольких электросетевых компаний и выявления основных трендов развития отрасли.

При разработке набора используемых КПЭ во внимание принималась специфика деятельности электросетевых компаний и их долгосрочные цели, определяемые клиентоориентированным подходом к управлению активами.

В частности, в работе используются такие показатели, как индекс средней продолжительности отключений в системе (SAIDI), индекс средней частоты отключений в системе (SAIFI) и индекс средней продолжительности отключения потребителей (CAIDI).

Представлена апробация методики на основе данных реальных электросетевых компаний РФ. Результаты расчёта показали, что с помощью предложенной методики можно оценить текущую ситуацию в отрасли, выявить основные тенденции развития, провести сравнительный анализ эффективности деятельности электросетевых компаний и подготовить рекомендации по стратегическим направлениям развития.

Доклад С1-103 посвящен теме внедрения проекта ALMACENA системным оператором Испании Red Electrica de Espana, который направлен на исследование технических возможностей использования накопителя электрической энергии максимальной мощностью 1 МВт и ёмкостью 3МВтч. Основные задачи – исследование влияния применения больших накопителей на изменение режимов работы энергосистемы (улучшение параметров функционирования) с электростанциями на ВИЭ, а также оценка эффективности его использования за период эксплуатации.

Накопитель состоит из 32-х литий-ионных батарей с номинальным напряжением $U_{ном}=960В$, преобразователя, системы охлаждения (место размещения подстанции характеризуется высокими температурами в летний период), а также систем связи и управления (сброса нагрузки, регулирования частоты/мощности, контроля напряжения). Исследуемый накопитель установлен на ПС 400/220 кВ Кармона в 2014 году (Рис.1).

В нормальном режиме работы планируется, что накопитель электрической энергии будет заряжаться в ночные часы и разряжаться в часы пиковых нагрузок. Управление режимами работы накопителя может

осуществляться непосредственно на объекте или из диспетчерского центра Системного оператора Испании. Накопитель может изменять мощность как автоматически по заданному графику, так и в ручном режиме. Планирование режимов работы накопителя также осуществляется Системным оператором.



Рис.1. Накопитель электрической энергии ALMACENA.

Для поддержания частоты и напряжения осуществляется измерение данных параметров в контрольных точках. В зависимости от направления отклонения частоты и напряжения накопитель может работать в зарядном режиме или в режиме выдачи мощности. В докладе представлены примеры графиков работы накопителя в различных режимах и при реализации различных систем управления (Рис.2).

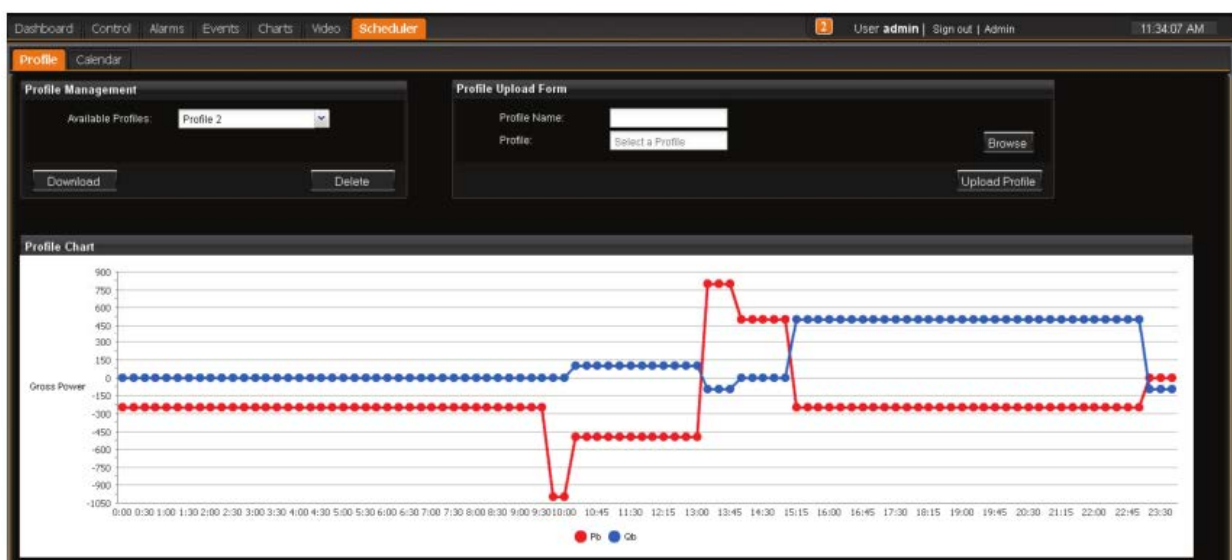


Рис.2. Пример графика работы накопителя электрической энергии.

Функциональность накопителя электрической энергии будет тестироваться Системным оператором Испании в течение 7 лет. Ожидаемая эффективность работы накопителя (КПД) планируется на уровне 80%. При этом срок эксплуатации планируется более 7 лет, но со снижением эффективности.

Доклад С1-104 представляет результаты исследования принципов оценки необходимости замены оборудования, выработавшего свой срок службы. Старение оборудования распределительных электрических сетей является актуальной проблемой для Великобритании. В докладе предложен подход, прогнозирующий степень старения и выход из строя оборудования для обеспечения оптимизации затрат и рисков аварий на оборудовании.

Для получения ответа на вопрос какое оборудование в какое время потребует замены в докладе предложены принципы инвестиционного планирования, состоящие из нескольких стадий:

- ввод данных об активах;
- предварительная количественная оценка риска;
- определение характеристик активов;
- оптимизация рисков и инвестиций путём формирования «идеального плана» инвестиций и замены оборудования в зависимости от рассчитанных рисков;
- формирование реального стратегического плана замены оборудования для минимизации рисков.

Существующий и будущий риск измеряются с использованием индекса жизни оборудования, который подразделяется на 5 различных категорий в зависимости от состояния оборудования. Риск рассчитывается по формуле $\text{Риск} = \text{Вероятность} \times \text{Последствия}$. Для прогнозирования будущего риска используется вероятностная модель, поскольку методологически невозможно однозначно определить зависимость между аварийным событием на оборудовании и его возрастом.

Основным преимуществом данного метода является его адаптивность применения к любому типу производственных активов.

Доклад С1-105 содержит анализ ситуации, сложившейся в электрической сети региона Кансай, Япония. Со снижением темпов роста нагрузки снизились темпы реконструкции и замены существующего оборудования. Таким образом, электросетевые компании вынуждены более серьёзно относиться к вопросу старения оборудования. Для решения данной проблемы в докладе предлагается разработка долгосрочного плана реконструкции и замены производственных активов электросетевых компаний.

При оценке состояния производственных активов и создания планов по их замещению существует множество трудностей: недостаточность и распределенность информации по филиалам компании, наличие большого объема трудоёмкой работы по сбору, обработке и анализу данных.

Для решения указанных проблем с 2004 года внедряется Система управления техническим обслуживанием, в которой реализован электронный сбор информации, учёт всех этапов выполнения работ в одной системе, обмен данными с подрядной организацией, проведение разного рода

анализов информации. Система управления техническим обслуживанием является одной из основ процесса создания плана замены оборудования.

В докладе показано, что при существующей схеме планирования реконструкции и замены активов в долгосрочной перспективе наступит период, в течение которого объем требуемых инвестиций в реконструкцию и замену оборудования будет максимальным (Рис. 3).

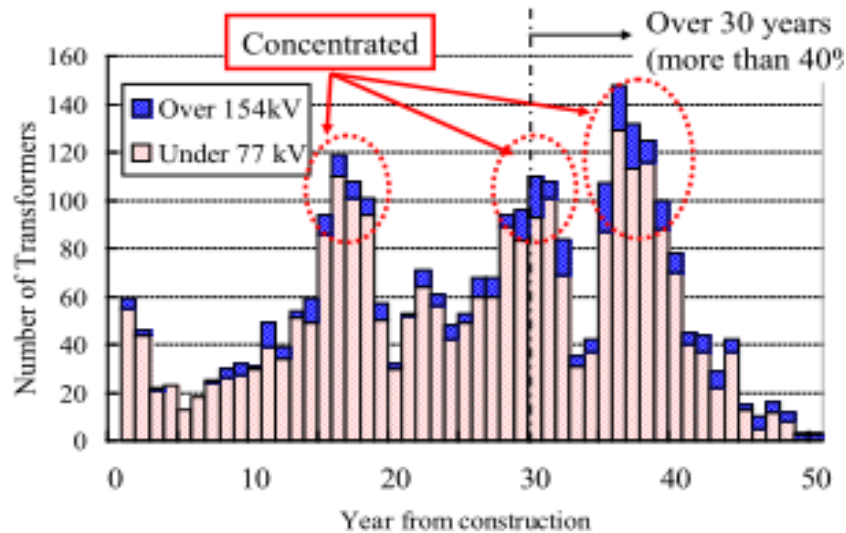


Рис.3. График необходимости замены оборудования на перспективу до 2050 года.

Для снижения финансовой нагрузки применяется метод оптимизации планирования реконструкции и замены активов. После запуска процесса «выравнивания» финансовая нагрузка перераспределяется (Рис. 4).

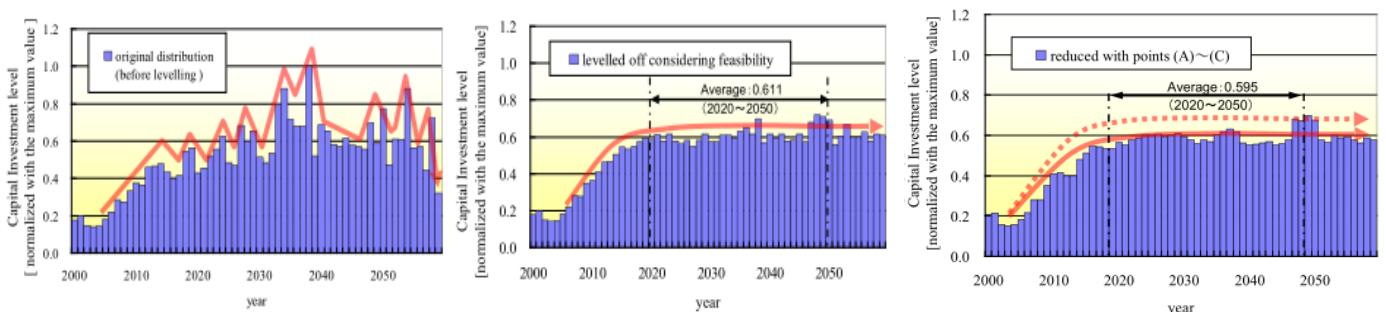


Рис.4. Этапы «выравнивания» графика необходимости замены оборудования на перспективу до 2050 года.

При этом осуществляется обследование каждого типа оборудования с целью определения его приближения к критическому сроку эксплуатации.

Доклад С1-106 представляет обзор методики анализа управления активами на уровне распределительных электрических сетей Мексики.

В настоящее время в распределительных электрических сетях Мексики выполняется оценка качества использования оборудования с применением суммы взвешенных индексов, определяемых по различным критериям, с учетом ежегодного развития электрической сети. Выявление направлений улучшения работы электрической сети основано на определении изменения данных индексов для каждой зоны распределительной сети.

В докладе описан метод оценки качества использования активов с использованием Оценочного анализа данных (Data Envelopment Analysis), в результате чего определяется конкретное оборудование, нуждающееся в замене или реконструкции. Данный метод был применен в Зоне распределительной сети Zitasuaro. Результаты его применения представлены в докладе. В качестве основного преимущества метода авторами указывается отсутствие необходимости в формировании какой-либо математической функции и дальнейшем определении её неизвестных параметров. Данная методика предлагается к оценке по всей стране.

Доклад С1-107 рассматривает влияние работы устройств РЗА ЛЭП на надежность электроснабжения на примере энергосистемы Норвегии.

Представлена методологическая база учёта устройств РЗА при расчёте надёжности, а также варианты её практического применения.

Расчёт показателей надёжности проводился в три этапа:

- рыночный анализ;
- анализ последствий аварий;
- анализ надёжности.

Для этого использовались программные комплексы EMPS, PSS-E, OPAL, TPLAN, FASIT. При оценке надёжности рассмотрены четыре типа аварий на ЛЭП в зависимости от наличия, конфигурации и логики работы устройств РЗА.

Расчёт показателей надёжности применен для электрической сети 420 кВ в центральном регионе Норвегии.

Доклад С1-108 посвящен теме влияния установки фазоповоротного устройства (ФПУ) на межсистемной связи между энергосистемами Польши и Германии для увеличения ее пропускной способности и возможного снижения загрузки ЛЭП в энергосистеме Польши. В западной части энергосистемы Польши имеют место кольцевые перетоки мощности, приводящие к перегрузке электросетевого оборудования и дополнительной загрузке существующих межсистемных связей. Одной из причин этого является крупномасштабное внедрение электростанций на ВИЭ на севере Германии. Для решения данной проблемы предлагается установка ФПУ.

Для определения степени эффективности установки ФПУ были проведены расчёты установившегося режима электрической сети на 2014 и 2020 годы для зимнего и летнего периода. Без учёта установки ФПУ расчетный переток мощности по сечению Германия – Польша значительно превышает максимально допустимый переток. Установка ФПУ позволяет обеспечить параметры электроэнергетического режима в допустимых пределах. Дополнительным эффектом внедрения ФПУ является снижение потерь мощности.

По результатам расчёта системный оператор Польши PSE S.A. принял решение об установке ФПУ на ПС 400 кВ Крайник и Микулова в энергосистеме Польши, что позволит, в том числе, отказаться от сооружения большого объема дополнительной генерации в энергосистеме Польши.

Доклад С1-109 рассматривает инициативу системного оператора Португалии REN по долгосрочному анализу рисков функционирования оборудования для оптимизации жизненного цикла оборудования и затрат на его замену. Оценка риска производится на различные временные интервалы в будущем.

Для проведения комплексного анализа авторами принимается информация, получаемая из всех доступных источников.

Методология расчёта предусматривает учёт различных вероятностных данных о наиболее характерных причинах отключения оборудования (например, грозовая деятельность, лесные пожары, климатические явления и пр.).

Для каждой причины представлена своя вероятностная функция. Данная методика позволит системному оператору проводить оптимизационные расчёты в краткосрочной перспективе.

В 2014 году авторами предполагается завершить разработку ПО для реализации данной методики и алгоритмов. В дальнейшем планируется работа над расширением возможностей ПО.

4. Предпочтительная тема 2 «Новые системные решения и технологии планирования»

Доклад С1-201 рассматривает изменение требований к маневренности генерирующего оборудования тепловых электрических станций с увеличением доли электростанций на ВИЭ в Германии.

В соответствии с директивами Европейского Союза (ЕС), Германия обязана увеличить долю электростанций на ВИЭ в покрытии нагрузки потребителей до 18%, в структуре производства электрической энергии до 40% к 2020 году. Авторами проведены расчёты перспективных электроэнергетических режимов при заданной установленной мощности ветряных электростанций (ВЭС) на уровне 60 ГВт, солнечных электростанций (СЭС) – 60 ГВт, гидроэлектростанций (ГЭС) – 5 ГВт, электростанций на биомассе – 7 ГВт.

Расчёты показали, что тепловые электростанции должны покрывать изменение нагрузки до 15 ГВт в течение часа на уровне 2020 года. Таким образом, необходимо иметь маневренные блоки тепловых электростанций, которые демпфируют быстрое изменение генерации электростанций на ВИЭ. Для оценки влияния растущей доли электростанций на ВИЭ на изменение работы тепловых электростанций была сформирована перспективная модель,

учитывающая перспективные вводы электросетевого и генерирующего оборудования, а также необходимость вывода из эксплуатации АЭС до 2022 года (Рис.5).

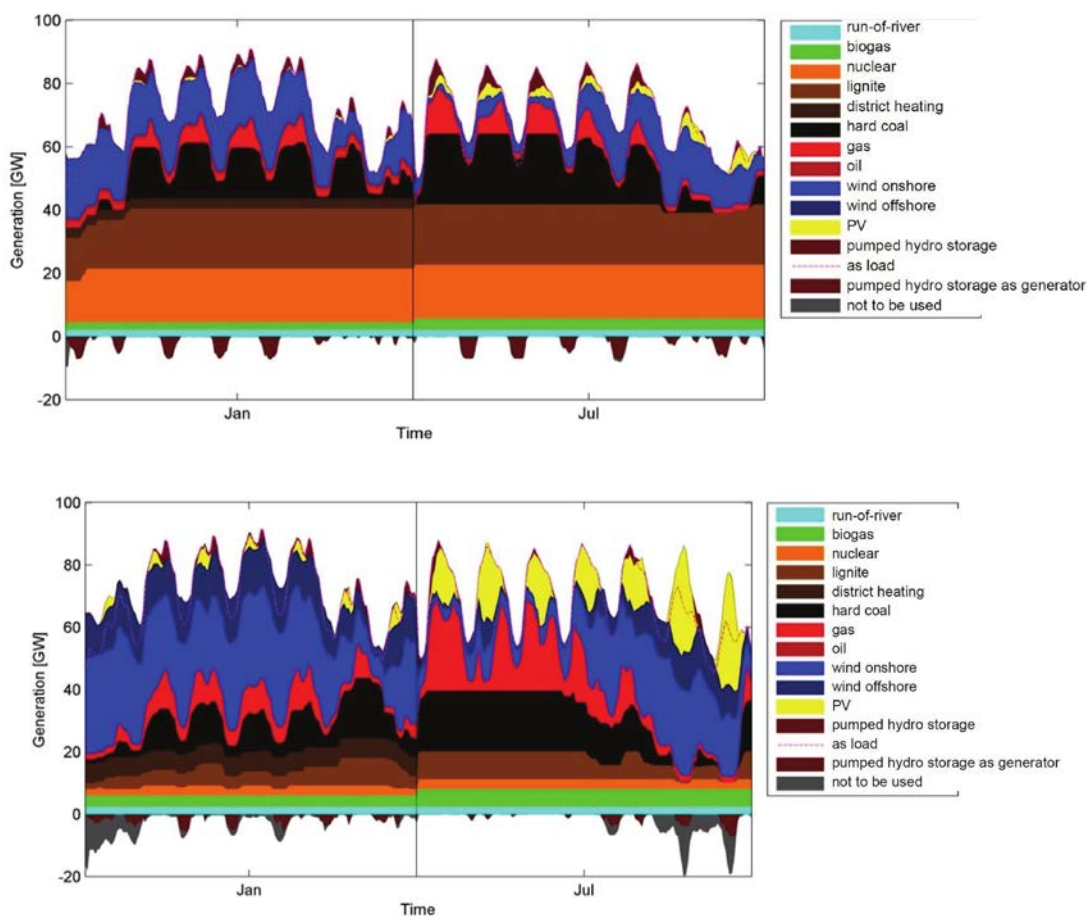


Рис. 5. Изменение установленной мощности электростанций (2009 и 2020 годы).

Расчёты показали изменение роли тепловых электростанций в энергосистеме. Участие в базовой части покрытия графика нагрузки сменяется участием в балансировании графика нагрузки. В базовой части графика работают крупные ГЭС, крупные ТЭЦ, и оставшиеся АЭС. Расчёты показали, что примерно на половине тепловых электростанций в течение суток должен меняться состав включенного генерирующего оборудования. Таким образом, в будущем к тепловым электростанциям могут быть применены следующие требования:

- возможность работы на техническом минимуме на уровне 15-20% от установленной мощности вместо 40%;
- высокая эффективность работы во всем регулировочном диапазоне;
- возможность работы в переменной части графика нагрузки с большими ее изменениями;
- возможность увеличения количества пусков и отключений энергоблоков.

Доклад С1-202 посвящен возможностям применения современных устройств FACTS и D-FACTS для повышения эффективности работы передающей сети на примере энергосистемы Бразилии.

В докладе отдельно выделяется перспективное устройство – распределенный последовательный реактор (DSR) или распределенное устройство FACTS (D-FACTS), позволяющее изменять реактивное сопротивление ЛЭП. Внедрение данного устройства, по мнению авторов, позволит повысить управляемость потоками активной мощности. В докладе рассматривается степень воздействия данных устройств на процесс планирования и управления работой энергосистемы и оценка финансовых выгод от их применения. Для примера используется энергосистема Бразилии.

В перспективе до 2022 года развитие генерирующих мощностей энергосистемы Бразилии сфокусировано на развитие ВИЭ, в том числе строительстве ГЭС. Это накладывает определенные требования к повышению эффективности работы существующего и нового электросетевого оборудования, в том числе с использованием устройств FACTS и D-FACTS. В докладе рассматривается два устройства – тиристорный последовательный конденсатор (TCSC) и распределенный последовательный реактор (DSR) (Рис.6). В энергосистеме Бразилии существует проблема отдаления крупных генерирующих источников от центров потребления, например, ГЭС в большинстве своём сконцентрированы в южной части энергосистемы. Энергосистема характеризуется наличием длинных связей. Таким образом, вариативность режимов работы электрической сети зависит от сезона, водности года, наличия резервов мощности и др.

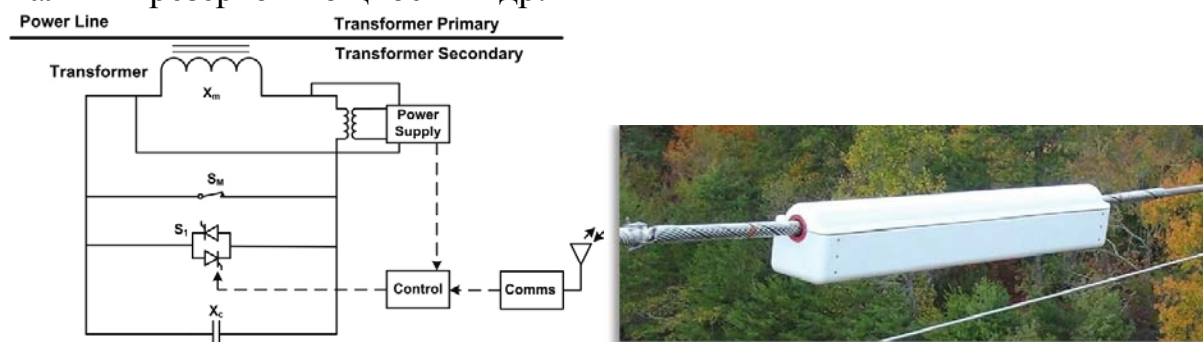


Рис. 6. Схема и физическое исполнение распределенного последовательного реактора.

В докладе рассматривается применение двух различных сценариев планирования - с учётом последовательно включенных устройств и без. Для расчёта был выбран Северовосточный регион Бразилии, зимний период 2016 года, 5 характерных режимов работы.

Результаты расчётов показали, что установка последовательных компенсирующих устройств позволит снизить затраты на строительство новых электросетевых объектов и повысить управляемость энергосистемы.

Доклад С1-203 посвящен обзору внедрения концепции Smart Grid, включающей современные технологии управления режимом работы электрической сети, IT технологии, распределенную генерацию и технологии управления спросом со стороны потребителей, применяемые в Китае.

За последние годы в энергосистеме Китая были внедрены ряд пилотных проектов, в том числе с использованием технологии цифровой подстанции, умной распределительной сети, умной системы диспетчерского управления, электрического транспорта, накопителей электрической энергии, системы управления спросом. В докладе актуализирован весь опыт применения концепции Smart Grid в энергосистеме Китая и определены 5-ти основных частей:

- философия Smart Grid в Китае;
- структура концепции Smart Grid Китая;
- вопросы стандартизации;
- практическое применение концепции Smart Grid в энергосистеме Китая;
- выводы.

Дальнейшее развитие концепции Smart Grid Китая сфокусировано на развитии электрической сети сверхвысокого напряжения как переменного, так и постоянного тока, а также технологий цифровых подстанций, microgrid, систем управления спросом, smart city и др.

Доклад С1-204 посвящен методологии развития общеевропейской энергосистемы и, в особенности, передающей (магистральной) электрической сети в период до 2050 года.

Изменение философии планирования развития энергосистем зависит от крупномасштабного внедрения электростанций на ВИЭ. При этом существует необходимость передачи электрической энергии и мощности на длительные расстояния от точек с большой концентрацией объектов ВИЭ, в том числе с пересечением границ государств и энергосистем. Планируется, что доминирующая доля ветряных электростанций будет расположена в регионе Северного и Балтийского морей, солнечных электростанций – на юге Европы и на Севере Африки, электростанций на биомассе – в восточных областях. По мнению авторов, для обеспечения потоков электрической энергии и мощности через электрические сети Европы необходимо развитие системы передачи электрической энергии на дальние расстояния. Представленная методология предлагает критерии выбора энергосистем для реализации указанной потребности. При планировании берутся во внимание технологические, финансовые, экономические, социально-политические и экологические аспекты. При проведении расчётов рассматривались 5 сценариев развития, учитывающие разные доли и распределение различных типов генерирующего оборудования. Энергосистема Европы была разделена

на части (кластеры), начиная с общеевропейского (макроуровня) и заканчивая национальным уровнем и конкретными энергорайонами (Рис. 7)

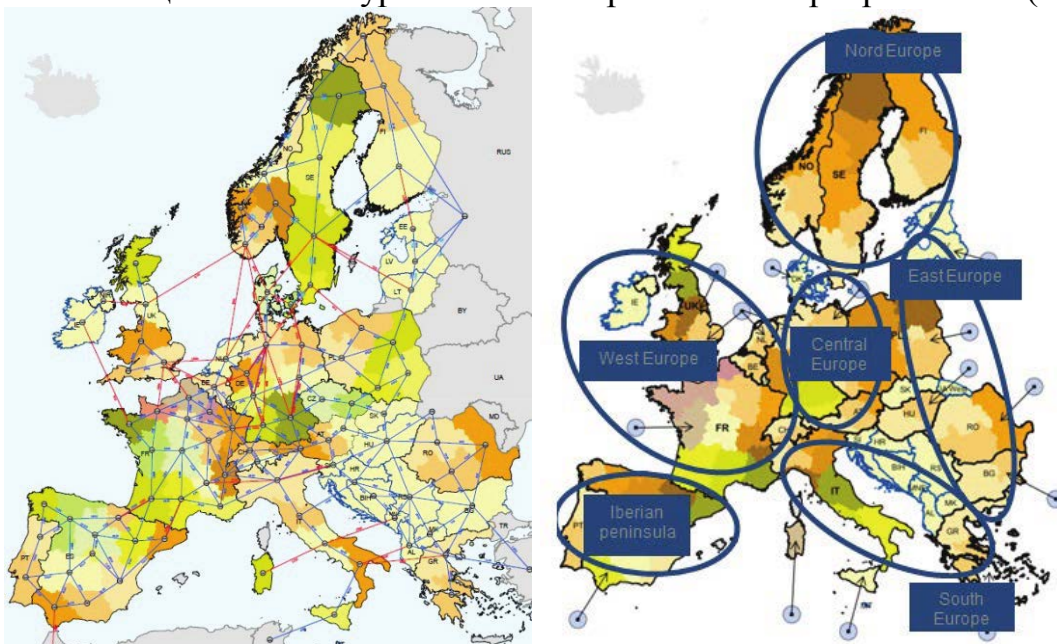


Рис. 7. Иллюстрация моделирования электрической сети ЕС с разделением на общеевропейский и национальный уровень.

В докладе авторы ограничились представлением методологии расчётов с частичным представлением результатов проработки сценариев, технологий и критериев оценки. Глобальным результатом расчётов будет выбор конкретной структуры электрической сети с использованием современных технологий переменного и постоянного тока, в том числе с применением силовой электроники.

Доклад С1-205 посвящен обзору перспективного развития энергосистемы Индии с учётом крупномасштабного внедрения электростанций на ВИЭ.

В соответствии с правительственным планом развития ВИЭ к 2017 году должно быть введено около 30 ГВт новой генерации на основе ВИЭ и 235 ГВт до 2030 года. Для компенсации неопределенности изменения нагрузки электростанций на ВИЭ планируются развитие маневренных генерирующих мощностей в составе парогазовых энергоблоков, ГЭС, ГАЭС, а также развитие накопителей электрической энергии. Так как в энергосистеме Индии доминирует генерация на угле, необходимо создание дополнительных инициатив по модернизации генерирующего оборудования и повышения маневренности энергоблоков с супер-критическими параметрами пара. Кроме этого, требуется развитие систем управления спросом на уровне потребителей электрической энергии. Вместе с этим, для выдачи электрической энергии и мощности новых электростанций на ВИЭ планируется развитие передающей (магистральной) электрической сети Индии с применением устройств FACTS (Рис. 8).

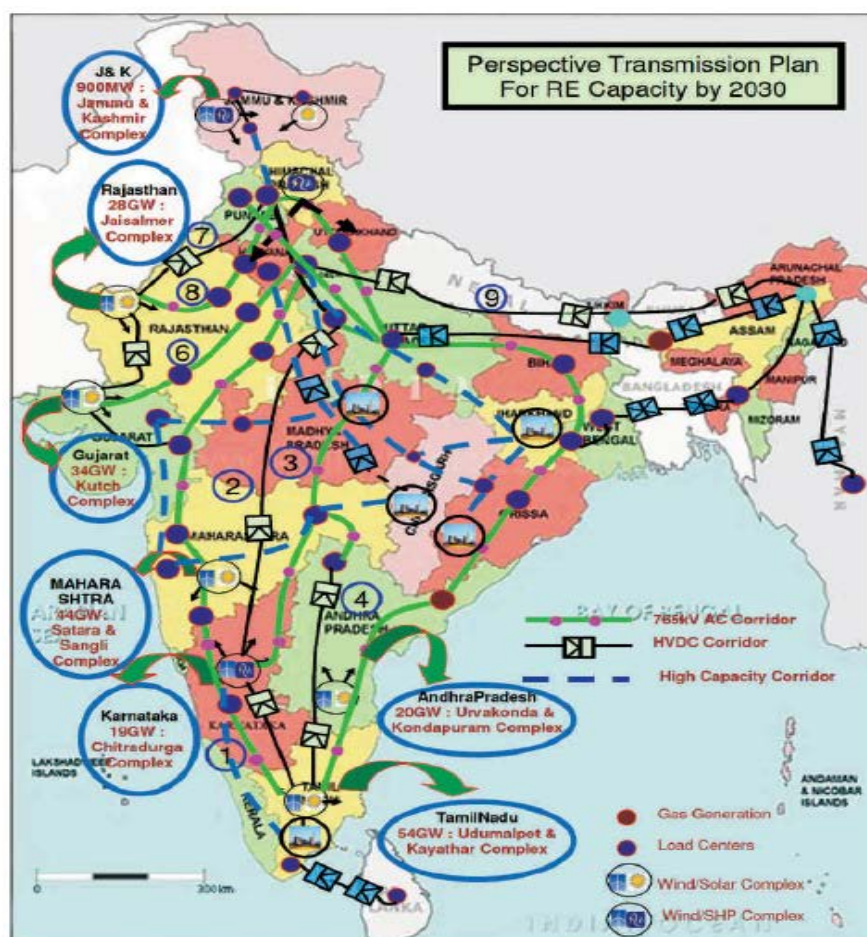


Рис. 8. Перспективная схема развития передающей (магистральной) электрической сети Индии до 2030 года.

Доклад С1-206 рассматривает различные примеры конфигурации подводных (морских) электрических сетей при крупномасштабном развитии электростанций на ВИЭ, а также технологий постоянного тока.

Рассмотрены нормативные, технические и экономические вопросы строительства подводных (морских) электрических сетей, в том числе особенности координации развития электрических сетей переменного и постоянного тока. Отдельно рассмотрены вопросы создания подводной (морской) сети постоянного тока с необходимостью развития технологий мультитерминальных ВПТ, выключателей постоянного тока и систем управления, выбора оптимального уровня напряжения сети постоянного тока (Рис. 9). В докладе отмечается, что необходима координация развития подводных (морских) электрических сетей и генерирующих источников на ВИЭ различных компаний и системных операторов для выбора оптимальной конфигурации электрических сетей и минимизации затрат на их строительство.

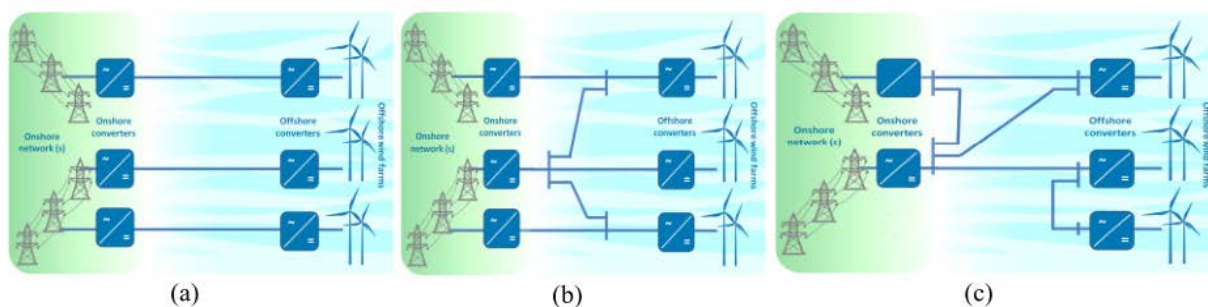


Рис. 9. Возможная структура подводной (морской) электрической сети постоянного тока: а) прямое соединение, б) радиальное и в) смешанное.

В докладе также отмечается необходимость проведения дальнейшей работы по вопросам координации взаимоотношений собственников и диспетчеров подводных (морских) электрических сетей, определения статуса связей, развитие технологий постоянного тока, методов поиска повреждений в сети постоянного тока и др.

Доклад С1-208 посвящен описанию различных мер повышения надежности межсистемной связи Оман – ОАЭ в случае крупных возмущений.

Список мер включает в себя отключение потребителей в случае снижения частоты, а также действие автоматики ликвидации асинхронного режима. В докладе описываются проведенные расчёты динамической устойчивости на программном комплексе Eurostag. Результаты расчётов показали наличие проблем с обеспечением устойчивости энергосистемы Омана в различных схемно-режимных и режимно-балансовых ситуациях.

Доклад С1-210 рассматривает применение специализированного ПО, внедренного в системном операторе Ирландии – ESPAUT.

Данное ПО может оптимизировать процесс перспективного развития электрической сети путём минимизации затрат на строительство и эксплуатацию электросетевых объектов на 15-летний период. Принимая во внимание, что оптимизация затрат на перспективное развитие сети должно учитывать влияние реактивной составляющей мощности, Политехнический институт Милана и системный оператор Ирландии EirGrid разработали надстройку к ПО – ESPAUT AC для оптимизации затрат на компенсацию реактивной мощности путем установки соответствующих средств компенсации (СКРМ).

При расчёте учитывается конструкция кабельных линий, в том числе подводного исполнения, а также особенности ВПТ на преобразователях тока и напряжения. В результате доработанное ПО позволяет получить оптимальную картину потокораспределения и компенсации реактивной мощности при соблюдении условия обеспечения допустимых уровней напряжения в узлах и оптимизации потерь мощности.

Процесс выбора решений по компенсации реактивной мощности с использованием указанного ПО включает в себя оценку баланса реактивной мощности, определение оптимальных мест размещения и типа СКРМ, оптимизацию принимаемых решений.

В докладе представлен пример расчёта с использованием данного ПО.

Доклад С1-211 посвящен стратегическим вопросам развития энергосистем стран Южной Африки, в которых имеет место ограничения режимов работы электрической сети в связи с удаленностью существующих и новых генерирующих мощностей от центров потребления электрической энергии и мощности.

В данный момент в странах Южной Африки существует требование, согласно которому на электростанциях могут быть построены только крупные энергоблоки. Для координации развития энергосистем стран Южной Африки разработаны Стратегические рамочные принципы развития электрической сети. В соответствии с данными принципами был разработан проект электрического кольца вокруг северной и центральной части Зимбабве с целью обеспечения надежности электроснабжения центров растущей нагрузки, а также возможности обмена электрической энергией и мощностью с энергосистемами соседних стран (Рис.10). В дальнейшем данный проект даст развитие другим перспективным проектам межсистемных связей и строительству генерирующих мощностей. Также в докладе рассмотрены существующие ограничения в электрических сетях стран Южной Африки, методы снятия данных ограничений, а также предложены перспективные коридоры развития межсистемных связей.

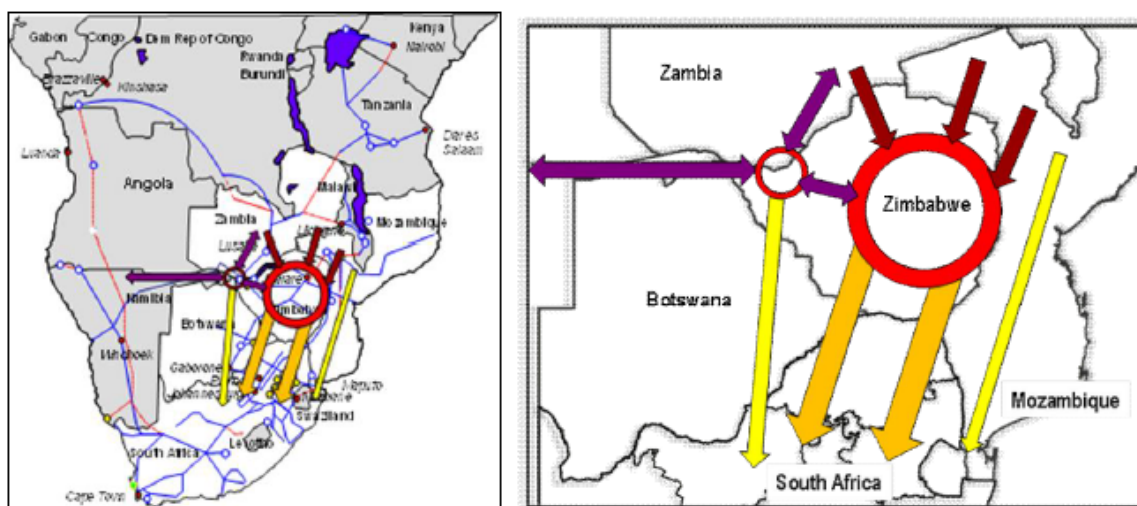


Рис.10. Иллюстрация развития электрической сети стран Южной Африки.

Доклад С1-212 рассматривает вопросы реализации системных услуг с использованием подводной (морской) электрической сети постоянного тока и ВЭС на основе преобразователей напряжения.

Увеличение доли электростанций на ВИЭ с использованием преобразователей тока и напряжения накладывает на них определенные требования по предоставлению таких же системных услуг, в оказании которых участвует и традиционные электростанции. В докладе рассмотрены такие системные услуги, как регулирование реактивной мощности и напряжения, первичное, вторичное и третичное регулирование, разворачивание оборудования после погашения энергосистемы и др.

Возможность использования указанных системных услуг была протестирована на упрощенной схеме электрической сети, включающей элементы переменного и постоянного тока. Особое внимание уделено реакции и схемам управления ВПТ на основе преобразователей напряжения. Также представлены схемы управления ветряными электростанциями при их участии в регулировании частоты и активной мощности.

Результаты исследования показали возможность и необходимость участия ветряных электростанций и всей электрической сети постоянного тока в реализации системных услуг, принимая во внимание особенности конструкции ветряных электростанций, преобразователей ВПТ, а также особенностей электрических сетей постоянного тока.

Доклад C1-213 посвящен рассмотрению общеевропейского проекта GridTech, аккумулирующего всевозможные инновационные технологии, применяемые в энергосистеме ЕС, для достижения целей развития общеевропейской энергосистемы.

Проект GridTech реализуется при поддержке ЕС и включает в себя практически все страны ЕС. На первом этапе проекта были определены барьеры для внедрения инновационных технологий нетехнологического характера – социальные, нормативные и экологические аспекты проблемы. Для передающей сети были определены потенциальные инновационные технологии, непосредственно (оборудование на основе постоянного тока, устройства FACTS, СМПП и т.д.) и косвенно (накопители электроэнергии, системы управления спросом и т.д.) влияющие на передающую сеть.

Представлены планы энергосистем стран по внедрению данных инновационных технологий и методология оценки затрат и выгод (Cost-benefit analysis).

Для детального определения влияния инновационных технологий были рассмотрены три сценария – 2020, 2030 и 2050 гг. Проведены расчёты на двух уровнях – общеевропейском и национальном (Рис. 11). Определены наиболее эффективные технологии для рассматриваемых периодов.

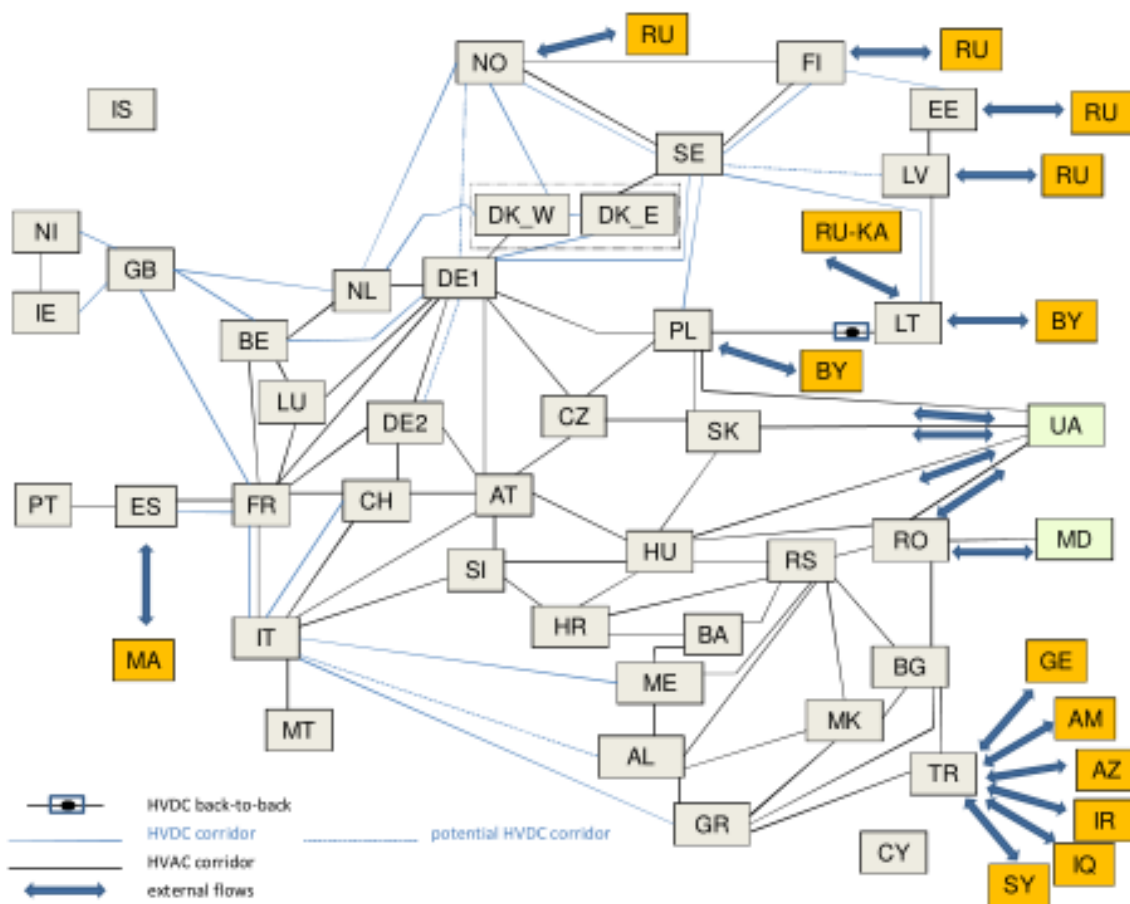


Рис. 11. Структурная схема модели общеевропейской системы на уровне 2020 года.

На национальном уровне расчёты проводились для энергосистем Австрии, Болгарии, Германии, Ирландии, Италии, Голландии и Испании.

5. Предпочтительная тема 3. «Надежность инвестиций в передающие электрические сети по мере роста доли ВИЭ»

Доклад C1-301 представляет оценку обоснования инвестиций в развитие передающей (магистральной) электрической сети энергосистемы Австралии с учётом крупномасштабного развития генерации на ВИЭ на западе континента, принимая во внимание специфику данного региона и необходимость строительства длинных транзитов для передачи электрической энергии и мощности.

В докладе рассматривается проект строительства двухцепной ВЛ 330 кВ и общее развитие передающей сети южного региона Австралии (проект Green Grid) с точки зрения его экономического обоснования. Строительство и технологическое присоединение новых объектов ВИЭ в Австралии субсидируется государством. Для этого были приняты изменения в правила рынка электрической энергии Австралии. Затраты на строительство двухцепной ВЛ 330 кВ будут распределены между компаниями, добывающими железную руду, и потребителями электрической энергии. Для проекта Green Grid первый этап оценивается на уровне 613 млн.

\$, при этом 78% инвестиций приходится на строительство ЛЭП. Второй этап – на уровне 296 млн. \$. В заключении проведено сравнение данных проектов.

Доклад С1-302 посвящен обзору Дорожной карты технологий гидроэнергетики, подготовленной Международным энергетическим агентством и Министерством энергетики Бразилии с привлечением CEPREL и опубликованной в 2012 году.

Основная цель дорожной карты – удвоение производства электрической энергии на ГЭС и сокращение выбросов на 3 млрд. тонн углекислого газа. Технический потенциал гидроэнергетики мира оценивается на уровне 15 000 млрд. кВт.ч в год или 35% от теоретически возможных показателей. При этом неосвоенными остаются больше половины водных ресурсов мира.

В соответствии со сценариями МЭА установленная мощность ГЭС может увеличиться вдвое до 1947 ГВт, производство электрической энергии – до 7100 млрд. кВт.ч (Рис. 12). Основные точки развития планируются в Китае, Бразилии и Индии.

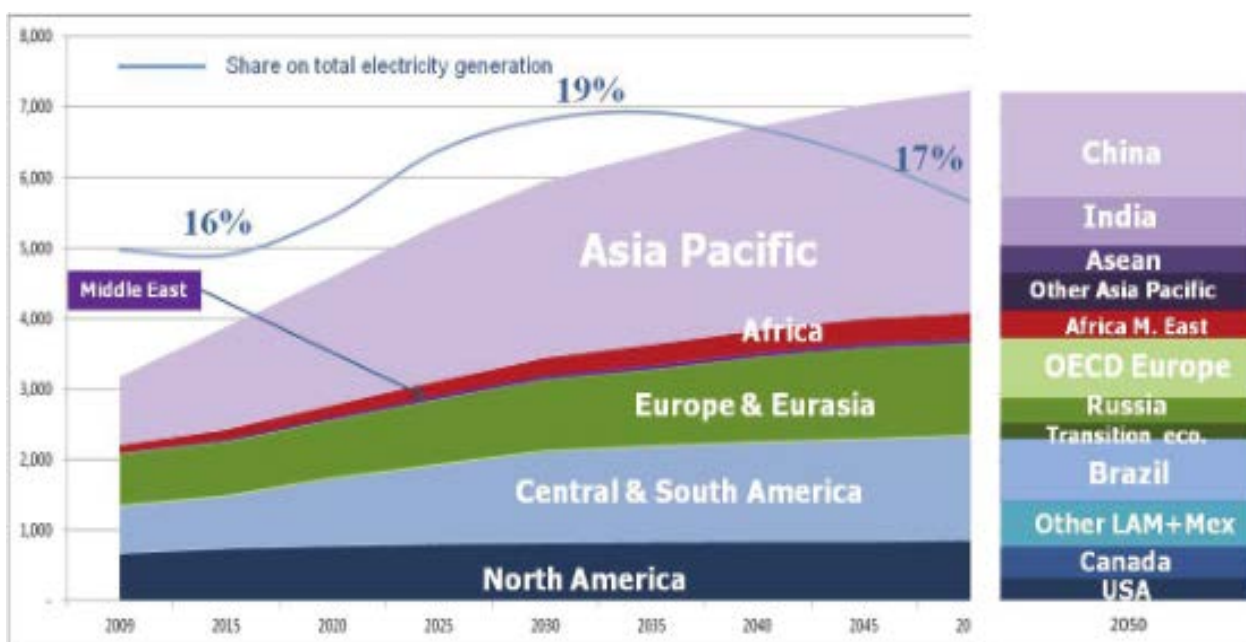


Рис. 12. График изменения производства электрической энергии ГЭС на перспективу до 2050 года.

Отмечена целесообразность развития не только крупных, но и малых ГЭС.

В Дорожной карте проработаны основные перспективные направления действий для стран и национальных регулирующих органов по развитию гидроэнергетики. При этом отмечена необходимость отдельного учета финансовой составляющей проектов и максимальной ее оптимизации.

Доклад С1-303 содержит основные предпосылки и решения по развитию электрической сети средиземноморья, а также количественные

результаты данных оценок. В реализации данного проекта заинтересованы многие страны региона. В странах Средиземноморского региона в перспективе прогнозируется значительный рост нагрузки и внедрение большого объема электростанций на ВИЭ (например, установка 20 ГВт установленной мощности солнечных электростанций к 2020 году).

Исследование вопросов развития электрической сети средиземноморья включает технические, экономические и экологические аспекты, а также развитие межсистемных связей с энергосистемами Марокко, Алжира и Туниса.

Также в докладе представлена методология и программное обеспечение, использованное для расчётов, сочетающее в себе как рыночную модель, так и модель для расчётов режимов работы электрической сети.



Рис. 13. Точки развития электрической сети энергосистем стран Средиземного моря.

Предварительные результаты исследования показывают, что с учётом развития межсистемных связей с северной Африкой достигается необходимое распределение мощности и замещение дорогой генерации с использованием ископаемого топлива дешевой генерацией ВИЭ.

Доклад С1-304 рассматривает изменение роли, требований и концепции работы распределительной сети на примере системного оператора распределительной сети Allgäuer Überlandwerk GmbH (AÜW).

В докладе отмечено, что с увеличением доли электростанций на ВИЭ, присоединяемых к распределительной сети, повышаются требования к качеству планирования и управления режимом работы электрической сети для предотвращения перегрузки в электросетевых объектах. В докладе рассмотрена интеграция электростанций на ВИЭ в южной части Баварии на уровне 2022 года. Проанализированы влияние конкретных вводов на загрузку электрической сети AÜW и необходимость в дополнительных инвестициях в электросетевое оборудование.

Планируется, что в рассматриваемом регионе до 2022 года будет введено 430 МВт солнечных электростанций и 200 МВт ветряных электростанций при максимуме нагрузки региона на уровне 230 МВт. В исследовании учтены три различных сценария и использование ряда новых технологий.

Контроль осуществлялся в отношении таких параметров, как загрузка ЛЭП, трансформаторов, величины изменения напряжения.

Результаты исследования показали, что при установке заявленного объёма электростанций на ВИЭ возможно возникновение перегрузок в электрической сети, и появляется необходимость в значительных инвестициях. В качестве решения проблемы предлагается оптимальная комбинация генерирующих объектов на ВИЭ, традиционных источников электрической энергии и устройств Smart Grid, позволяющих эффективно использовать ресурсы распределительной сети.

Доклад С1-305 представляет пути и сценарии развития энергосистем стран центрального Востока и Северной Африки (ЦВСА) с использованием концепции декарбонизации DESRTEC на уровне 2050 года.

В докладе прогнозируется, что страны ЦВСА должны покрывать 50% электропотребления за счёт собственных ресурсов ВИЭ. Расчётная модель учитывает национальный уровень энергосистем, то есть предполагается, что один узел расчётной модели соответствует одной энергосистеме.

При расчёте использовалась почасовая оптимизация на каждый день года. В расчёте использовались два сценария работы электрической сети – полная интеграция электрической сети ЕС и ЦВСА и отдельная работа данных энергосистем. В докладе представлен детальный обзор каждого компонента расчётной схемы и зависимости от расчётного сценария.

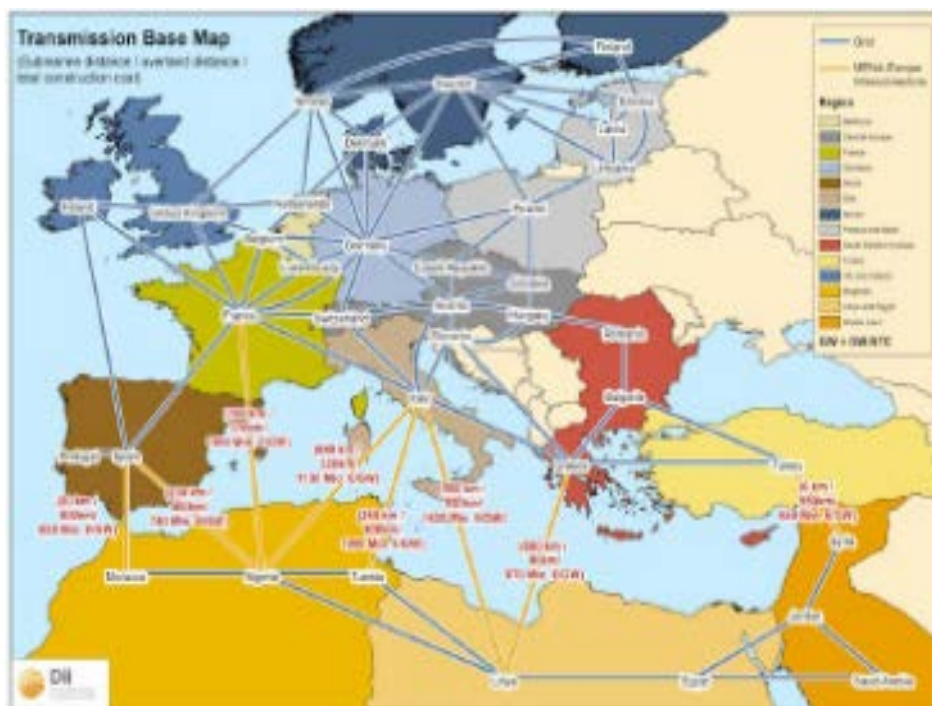


Рис. 14. Схема развития электрической сети ЕС, стран центрального Востока и Северной Африки.

Результаты проведенных расчетов показали возможность создания «декарбонизированных» энергосистем и энергообъединений с достижением необходимого уровня надежности работы энергосистемы. При этом увеличивается уровень конкуренции на рынке электрической энергии. Также в докладе приводятся доказательства устойчивой работы энергообъединения с доле электростанций на ВИЭ до 90%. Однако, как указано в докладе, реализация данного проекта требует конкретных политических шагов.

Доклад С1-306 рассматривает вопросы эффективной конфигурации электрической сети постоянного тока, в частности, подводного исполнения с учётом новых технологий постоянного тока, включая гибкие системы управления параметрами ВПТ и преобразователей постоянного тока в постоянный ток.

В докладе представлена экономическая оценка электрической сети постоянного тока с использованием ПО GridView, позволяющая моделировать вышеуказанные компоненты. При этом основные данные об электрической сети и установленном оборудовании могут быть импортированы из PSS/E. Пример расчёта был учтен в работе РГ В4-58. В исследовании рассматривалось сравнение изолированной и интегрированной электрической сети постоянного тока (Рис.15).

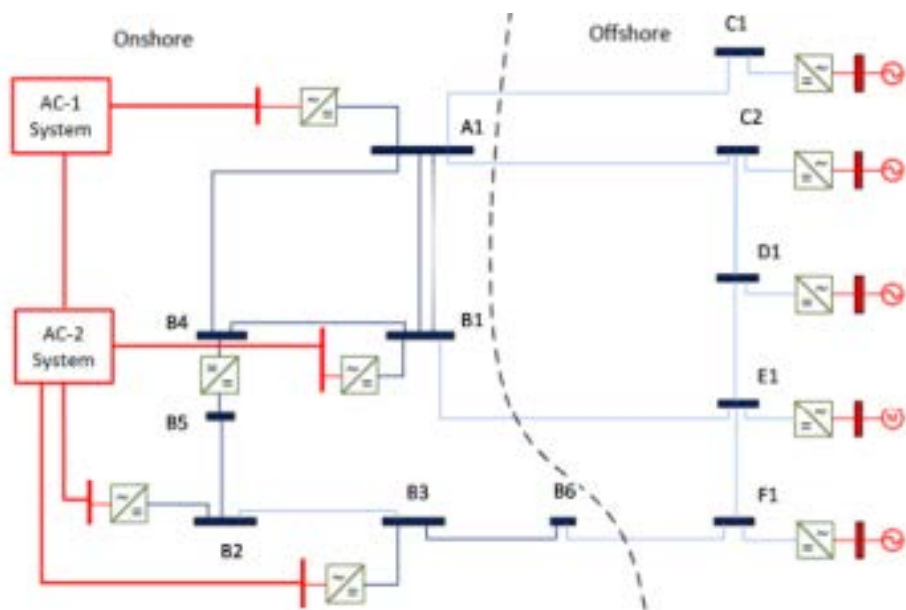


Рис. 15. Схема электрической сети постоянного тока, используемая для расчётов

Результаты расчёта показали, что использование интегрированной сети постоянного тока более выгодно в части реализации потенциала ВИЭ и повышения надежности электроснабжения региональных энергосистем.

Доклад С1-307 представляет оценку динамической устойчивости электропередачи между энергосистемой Крита и энергосистемой Греции.

В данный момент энергосистема Крита работает изолировано с нагрузкой около 670 МВт и потреблением электрической энергии на уровне 3 млрд. кВт.ч. Покрытие потребления осуществляется в большинстве своём за счёт тепловых электростанций и электростанций на ВИЭ (ВЭС и СЭС), которые составляют около трети установленной мощности и обеспечивают покрытие 20% потребления.

Дальнейшее развитие ВИЭ ограничивается проблемой изолированной работы энергосистемы. Предварительная проработка создания межсистемной связи показала значительную экономию топлива и возможность дальнейшего развития ВИЭ в энергосистеме. Однако расчёты также показали наличие проблем обеспечения динамической устойчивости электростанций энергосистемы Крита при отключении межсистемной связи или при определенном составе включенного оборудования.

Пропускная способность электропередачи оценивается на уровне 700-1000 МВт. Были проведены расчёты с различными сценариями и различными долями электростанций на ВИЭ от нагрузки энергосистемы. В расчёте принимались следующие возмущения: отключение наиболее крупного энергоблока электростанций, отключение одного поля ВПТ, 3-хфазное КЗ на самой загруженной ЛЭП, 3-хфазное КЗ на трансформаторе связи одного поля ВПТ и энергосистемы Крита.

Результаты расчёта показали, что в энергосистеме потребуется изменение структуры противоаварийного управления.

Доклад С1-308 посвящен обзору новой методологии планирования развития энергосистемы Польши с использованием экономического и рыночного подхода.

Изменение данного подхода обуславливается изменением структуры генерирующих мощностей с увеличением доли электростанций на ВИЭ, развития межсистемных связей и дальнейшей интеграции рынков электрической энергии.

В связи с этим, представляется внесение следующих изменений в существующую методологию:

- более детальное представление модели энергосистемы;
- расчёт для типовых часов должен быть расширен до расчёта на неделю, месяц, год;
- должна быть улучшена методология расчёта потокораспределения;
- при определении «узких» мест энергосистемы должны использоваться, в том числе, расчёты узловых цен;
- необходим совместный учёт технических, экономических и рыночных условий.

Представлены результаты практического применения новой методологии для планирования развития электрической сети энергосистемы Польши на перспективу 15-ти лет. Сравнение двух методологий перспективного планирования показало, что совершенствование методологии позволяет получить более оптимальные и точные результаты.

Доклад С1-309 посвящен рассмотрению вопросов развития электростанций на ВИЭ в странах Южной Африки, потенциал которых оценивается на уровне 17,8 ГВт до 2030 года.

Для этого была разработана программа стимулирования независимых производителей электроэнергии. Для определения возможных ограничений электроснабжения были произведены соответствующие расчёты. Также целью расчёта было определение наиболее дешёвых проектов. Результаты расчётов были использованы для определения стратегических инвестиций в передающую электрическую сеть. При этом перспективные проекты ВИЭ учитывались по географическому принципу.

Доклад С1-310 рассматривает процесс оценки инвестиций в передающую сеть Чили при активном развитии электростанций на ВИЭ.

В Чили активное развитие получили частные электростанции на основе ВИЭ. Для определения «узких» мест энергосистемы системный оператор Чили ежегодно проводит оценку достаточности развития передающей (магистральной) электрической сети.

При планировании развития энергосистемы необходимо понимать сроки строительства генерирующих объектов и электросетевых объектов, т.к. эффективное внедрение ВИЭ возможно только при соответствующем развитии передающей электрической сети для присоединения новых электростанций. По оценкам чилийских специалистов, на строительство генерирующих объектов на ВИЭ достаточно 24 месяца, для строительства электросетевого оборудования – 60 месяцев. В докладе представлены предложения по преодолению данных проблем.

Доклад С1-311 посвящен оценке возможности покрытия 100 % потребления электрической энергии Венесуэлы за счёт электростанций на ВИЭ и затрат, необходимых для реализации этого сценария.

Для проведения расчётов было выбрано программное обеспечение LEAP. Для проведения расчётов также учитывались показатели ВВП, численность населения, объёмы инвестиций в генерирующие объекты, экологические критерии, потери электрической энергии, потребление электрической энергии и др.

Результаты расчёта показали, что энергосистема Венесуэлы теоретически готова для обеспечения покрытия 100 % нагрузки за счёт электростанций на ВИЭ, однако для этого необходимы жёсткие политические решения. Кроме этого, данный сценарий развития энергосистемы достаточно затратен по сравнению с традиционным развитием энергосистемы.

6. Выводы по докладам

По первой предпочтительной теме в основном затрагивались вопросы создания более детализированных методов, процессов, алгоритмов и моделей для прогнозирования и оптимизации структуры основных производственных фондов в передающей и распределительной сети.

По второй предпочтительной теме в основном затрагивались вопросы стратегического развития электрической сети на долгосрочную перспективу для реализации потенциала ВИЭ. Также было рассмотрено применение новых технологий, их учёт и взаимосвязь при построении оптимальной электрической сети будущего. Кроме этого была оценена возможность перспективного развития электрических сетей постоянного тока, их взаимосвязь с электрической сетью переменного тока, участие в системных услугах.

По третьей предпочтительной теме в основном затрагивались вопросы влияния развития ВИЭ на объем инвестиционных затрат в передающую и распределительную электрическую сеть, координации развития генерирующих и электросетевых объектов, а также развития сети постоянного тока и межсистемных связей.

Результаты технического заседания Исследовательского комитета С1 позволяют определить следующие тенденции.

1. Наиболее актуальными вопросами для мирового сообщества является оптимальное использование существующего электросетевого оборудования для проведения своевременной кампании по его замене и реконструкции с точки зрения, с одной стороны, минимизации рисков отказа оборудования и, с другой стороны, максимального сглаживания (растягивания по времени) затрат на его реконструкцию/замену.

2. Наличие похожих проблем при определении оптимальной структуры производственных активов, связанных с трудностями процесса сбора данных для проведения адекватного анализа.

3. Сохраняется проблематика поиска решений по сглаживанию негативных для энергосистем эффектов в связи с существенным ростом доли электростанций на ВИЭ.

4. Выдвигаются предложения, что необходимым условием развития энергосистем является интеграция рынков электрической энергии соседних стран или создание общего рынка энергообъединения для максимально эффективного использования потенциала ВИЭ, в том числе, в случае Европы, развитие передающей сети и межсистемных связей с развивающимися странами (в основном Африки).

5. Перспективное развитие энергосистем невозможно без внедрения инновационных технологий, в том числе устройств FACTS, электрических сетей постоянного тока, систем управления спросом и др.

Приложение

Перечень докладов, представленных на 45-й Сессии CIGRE 2014 г. по направлению SC C1 «Планирование развития энергосистем и экономика»

PS1: Совершенствование управления энергосистемой и активами за счет применения передовых методик управления основными производственными фондами

- **C1-101** Y.W. Wu, L.L. Song, J. Yang, Y.Z. Sun, B.W. Zhou, T. Littler (Китай, Великобритания).
Метод полномасштабной комплексной оценки эффективности работы электрических сетей.
- **C1-102** V. Kolibaba, A. Filatov (Россия).
Методика оценки эффективности управления активами электросетевых компаний.
- **C1-103** M. Ordiales, A. Sainz, C. Gomez, R. Lin, B. Donahue (Испания, США).
Проект ALMACENA. Электрохимический накопитель электрической энергии для работы в энергосистеме.
- **C1-104** A. Johnson, S. Strachan, A. Graham (Великобритания).
Рамочные принципы для замены активов и планирования инвестиций в распределительные электрические сети.
- **C1-105** Y. Ogama, A. Matsuda, N. Fujioka (Япония).
Методика управления активами для оптимизации процедуры долгосрочных планов по замене устаревшего оборудования.
- **C1-106** R. Borrayo, Z. Jiménez, A. Guzmán, A. Avalos, J. Cerda (Мексика).
Измерение воздействия электросетевого оборудования в условиях реконфигурации распределительной электрической сети для управления активами.
- **C1-107** V.V. Vadlamudi, O. Gjerde, G. Kjølle (Норвегия).
Учёт срабатывания релейной защиты в передающей электрической сети при оценки надежности электроснабжения – изучение конкретного примера.
- **C1-108** W. Lubicki, H. Kocot, R. Korab, M. Przygodzki, K. Żmuda, G. Tomasik (Польша).
Увеличение трансграничной пропускной способности в энергосистеме Польши с использованием фазоповоротного устройства.
- **C1-109** N. Pinho Da Silva, J. Casaca, L. Campos Pinto, F. Azevedo, J. Gomes-Mota (Португалия).
Прогнозное моделирование надежности и срока службы воздушных линий электропередачи

PS2: Новые системные решения и технологии планирования

- **C1-201** G. Brauner, S. Bofinger, W. Glaunsinger, I. Рус, F. Steinke, U. Schwing, W. Magin (Австрия, Германия).
Маневренность тепловых электростанций Германии для обеспечения выдачи электрической энергии и мощности ВИЭ в период до 2020 г.
- **C1-202** R.C. Perez, G.C. Oliveira, M.V. Pereira, D.M. Falcão, F. Kreikebaum, S.M. Ramsay (Бразилия, США).
FACTS and D-FACTS: Гибкость работы, требуемая при расширении задач планирования режима работы передающей сети с увеличением доли ВИЭ.
- **C1-203** Z. Liu (Китай).
Концепция Smart grid в Китае: разработка и практическое применение.
- **C1-204** T. Anderski, G. Migliavacca, E. Peirano, G. Sanchis (Германия, Италия, Франция).
Методология развития общеевропейской передающей системы на уровне 2050 года.
- **C1-205** I.S. Jha, Y. K. Sehgal, Subir Sen, Kashish Bhambhani (Индия).
Крупномасштабная интеграция генерации на основе ВИЭ в сеть – инициативы в энергосистеме Индии.
- **C1-206** K.R.W. Bell, L. Xu, T. Houghton (Великобритания).
Рекомендации по проектированию подводной (морской) электрической сети.
- **C1-208** O.H. Abdalla, A. Al-Busaidi, H. Al-Hadi, H. Al-Riyami, A. Al-Nadabi, K. Karoui, S. Wagemans (Оман, Бельгия).
Стратегический план по обеспечению надежности межсистемной связи Оман – ОАЭ.
- **C1-210** A. Mansoldo, S. Cuni, R. Zuelli, M. Norton, A. Berizzi, C. Vovo (Ирландия, Италия).
Разработка инструмента планирования изменения реактивной мощности для стратегического планирования развития сети.
- **C1-211** K. Leask, R. Marais (ЮАР).
Стратегические рамочные принципы развития энергосистемы Южной Африки.
- **C1-212** L. Zeni, J. Glasdam, T. Lund, P.E. Sørensen, A.D. Hansen, P. Kjær, B. Hesselbæk (Дания).
Скоординированные системные услуги ветряных электростанций, присоединенных к сети посредством электрической сети постоянного тока высокого напряжения.

- **C1-213** A. L'abbate, R. Calisti, A. Zani, H. Auer, G. Koerbler, G. Lettner, P. Frias, L. Olmos, C. Fernandes, T. Maidonis, S. Vitiello, G. Fulli, G. Schauer, S. Sulakov, A. Andreev, M. Ivanov, A. Mansoldo, C. Vergine, P. Tisti, O. D'addese, A. Sallati, K. Jansen, R. Van Houtert, J. Bos, B. Heyder, I. Radulov, J. Wolpert (Италия, Австрия, Испания, Германия, Голландия, Болгария, Ирландия).

Роль инновационных электросетевых технологий по отношению к развитию будущей общеевропейской энергосистемы - проект GridTech.

PS3: Надежность инвестиций в передающие электрические сети по мере роста доли ВИЭ

- **C1-301** G. Coble-Neal, D. Thompson, D Pankhurst, D. Bones (Австралия).
Обоснование инвестиций в передающую электрическую сеть с большой долей ВИЭ.
- **C1-302** A.C.G. Melo, M.E.P. Maceira, M.P. Zimmermann, F.R. Wojcicki, P. Frankl, C. Philibert (Бразилия, Франция).
Дорожная карта технологий гидроэнергетики – путь к удвоению общемировой выработки электроэнергии ГЭС к 2050 году.
- **C1-303** H. Pouliquen, J. Kowal, P. Adam, P. Lahirigoyen, M. Chammas (Франция).
Возможности и решения для развития электрической сети Средиземного моря.
- **C1-304** H. Müller, V. Meyer, R. Koeberle, M. Fiedeldey (Германия).
Изменение энергетики Германии и её влияние на инвестиционные затраты на примере распределительной сети AÜW.
- **C1-305** A. Ilceto, F. Zickfeld (Италия, Германия).
Применение концепции Desertec в количественных сценариях – моделирование и анализ оптимальной декарбонизации для энергосистемы EUMENA.
- **C1-306** J. Zhu, H. Li, M. Callavik, J. Pan, R. Nuqui (США, Швеция).
Экономическая оценка электрической сети постоянного тока высокого напряжения.
- **C1-307** M. Karystianos, Y. Kabouris, T. Koronides (Греция).
Работа энергосистемы Крита при совместной работе с материковой частью энергосистемы – исследование устойчивости.
- **C1-308** W. Lubicki, M. Przygodzki, G. Tomasik (Польша).
Новая методика планирования развития передающей сети Польши на основе экономического и рыночного подхода.
- **C1-309** P.N. Govender, K.P. Ijumba, C. Mushwana (Южная Африка).

Расширенные рамочные принципы для стратегических инвестиций для возможности интеграции ВИЭ.

- **C1-310** J.C. Araneda, R. Valpuesta (Чили).
Оценка инвестиций в передающую электрическую сеть в рынке электрической энергии Чили.
- **C1-311** S. Bautista Herman (Венесуэла).
Сценарий 100% генерации от ВИЭ для генерирующего сектора Венесуэлы в 2050 году и оценка затрат на его реализацию.