



СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

**Мониторинг событий,
оказывающих существенное влияние
на функционирование и развитие
мировых энергосистем**

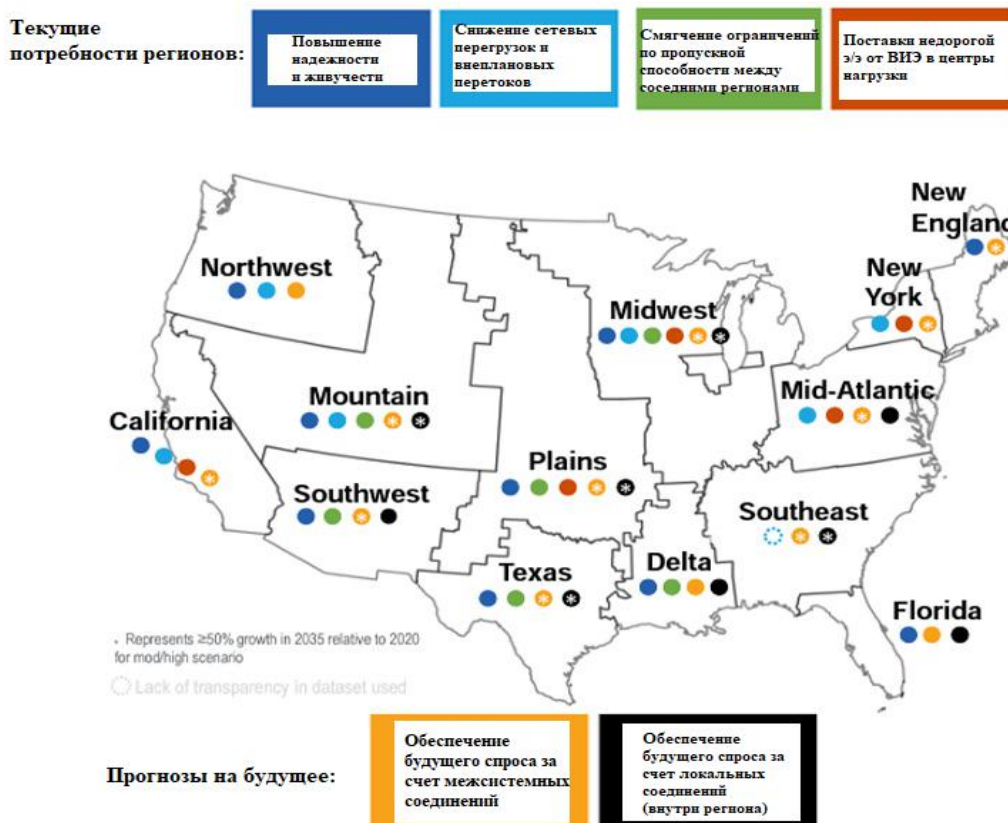
18.08.2023 – 24.08.2023



Системные операторы США представили официальную позицию по внедрению так называемых «коридоров для передачи электроэнергии» национального значения

Ряд системных операторов США – калифорнийский CAISO, Midcontinent ISO (MISO)¹ и PJM Interconnection² – совместно с органами власти отдельных штатов представили официальную позицию на предложения Министерства (департамента) энергетики (Department of Energy, DoE) США о включении проектов строительства ЛЭП в т.н. «коридоры по передаче электроэнергии, представляющие национальный интерес» (National Interest Electric Transmission Corridors, NIETCs).

Системные операторы, как и представители органов власти штатов, торговых и экологических групп, преимущественно поддержали инициативу DoE, при этом DoE было предложено включать в NIETC исключительно те проекты, которые нацелены на повышение надежности функционирования энергосистем, интеграцию ВИЭ-генерации и снижение затрат потребителей. По общему мнению, приоритет должен отдаваться проектам межсистемных соединений, а также поощрению использования технологий, улучшающих работу энергосистемы (grid-enhancing technologies, GET's). Кроме того, при формировании NIETC не рекомендуется поддерживать интересы разработчиков проектов строительства сетевых объектов, поскольку предложенная DoE система формирования NIETC's не должна превалировать над интересами отдельных штатов и существующими процессами планирования регионального развития электрических сетей.



¹ В операционную зону входят полностью или частично штаты Монтана, Северная Дакота, Южная Дакота, Миннесота, Висконсин, Мичиган, Иллинойс, Индиана, Миссури, Кентукки, Арканзас, Миссисипи, Луизиана, Техас.

² В операционную зону входят полностью или частично округ Колумбия и штаты Делавэр, Иллинойс, Индиана, Кентукки, Мэриленд, Мичиган, Нью-Джерси, Северная Каролина, Огайо, Пенсильвания, Теннесси, Виргиния, Западная Виргиния.



Системные операторы в числе прочего настаивают, что любые разработанные DoE процедуры (в т.ч. по подаче заявок на присвоение статуса проекта, входящего в NIETC) должны соответствовать существующим процедурам планирования. PJM и ряд других отраслевых организация заявили, что DoE должно закрепить требование о включении проектов в региональные планы по развитию энергосистем до получения статуса «проекта NIETC». В противном случае такой статус может быть присвоен проектам, не соответствующим критериям по обеспечению надежности, рыночной эффективности и целевым показателям отдельных штатов по развитию отрасли, которые системные операторы обязаны учитывать при отборе в региональные планы.

Системный оператор штата Техас ERCOT, со своей стороны, заявил о решении не участвовать в отборе проектов для формирования NIETC, соответственно, DoE при формировании NIETC не должно рассматривать объекты сетевой инфраструктуры на территории операционной зоны ERCOT.

Дополнительно некоторые отраслевые организации поставили под сомнение правомерность предложенного DoE подхода по отбору в NIETC, основанного на принципе «по запросу заявителя и с учетом особенностей маршрута», что фактически означает принудительное отчуждение земельных участков под строительство новых ЛЭП. Собственники земельных участков в большинстве штатов выступили против предложения DoE, критикуя потенциальную возможность использования «жадными разработчиками» права на отчуждение их собственности.

Официальный сайт RTO Insider
<http://www.rtoinsider.com>

Системные операторы США оценили предложения EPA по внесению изменений в правила по ограничению вредных выбросов для действующих электростанций

Ряд системных операторов США – ERCOT, MISO, PJM и SPP³ – опубликовали официальные совместные комментарии к предложениям федерального Агентства по защите окружающей среды (Environmental Protection Agency, EPA) об изменении правил по ограничению выбросов парниковых газов от действующих электростанций путем введения требования об использовании ими систем улавливания и хранения углерода (carbon capture and storage, CCS) и работе на топливной смеси, включающей водород (технология «hydrogen co-firing»).

По оценке системных операторов, новые требования способны усугубить тревожную тенденцию и растущий риск для балансовой надежности, когда вывод электростанций из эксплуатации опережает ввод новых ресурсов, необходимых для обеспечения надежности. В настоящем виде предложения EPA, а также временные рамки их внедрения, окажут существенное отрицательное влияние на надежность электроснабжения, даже несмотря на то, что посредством создания различных подкатегорий объектов EPA пытается ослабить негативное воздействие и избежать массового вывода из работы диспетчируемой генерации. Агентство исходит из того, что к моменту вступления в силу обновленных правил будут:

1. либо разработаны новые технологии, позволяющие заменить ресурсы или системные услуги, которые участвуют в поддержании надежности, новыми ресурсами/услугами, обеспечивающими низкий уровень выбросов;

³ В операционную зону входят полностью или частично штаты Монтана, Миннесота, Северная Дакота, Южная Дакота, Вайоминг, Небраска, Айова, Канзас, Миссури, Оклахома, Арканзас, Нью-Мексико, Луизиана, Техас.



2. либо выполнены мероприятия по модернизации традиционной генерации путем оснащения системами CCS или переводом на работу по технологии «hydrogen co-firing» в зависимости от экономической целесообразности.

При этом в анализе ЕРА завышена коммерческая жизнеспособность систем CCS и технологии «hydrogen co-firing» и игнорируются стоимость и практические аспекты разработки новой вспомогательной инфраструктуры в течение отведенного срока.

Системные операторы отдельно отметили, что совокупный эффект от действий ЕРА и его нормотворчества в области электроэнергетики последних лет в ближайшей перспективе может отрицательно повлиять на приток инвестиций в поддержание в работоспособном состоянии диспетчируемой генерации, пока не будут разработаны новые технологии. Во всех операционных зонах уже наблюдается и вызывает беспокойство сокращение доли традиционной генерации, и основной причиной является нежелание инвесторов брать на себя обязательства по поддержанию в рабочем состоянии таких капиталоемких ресурсов. Вместе с тем, из-за увеличения доли ВИЭ роль электростанций, способных обеспечивать балансовую надежность, заметно возрастает, но при продолжающемся и потенциально ускоренном их выводе из эксплуатации запас надежности сократится до критического уровня.

Совместная позиция системных операторов предусматривает необходимость не создавать угрозы для балансовой надежности при любом будущем окончательном решении по вредным выбросам от электростанций, принятом ЕРА, т.е. агентству необходимо дополнительно изучить и обязательно устранить возможные негативные последствия, прежде чем устанавливать какие-либо правила в данной области. Тем не менее, в ситуации, когда ЕРА примет решение внести предложенные изменения без учета полученных замечаний, ряд дополнительных мер сможет частично смягчить ожидаемые риски, а именно:

- введение новой подкатегории для действующей генерации, чтобы дать возможность системным операторам в ограниченный временной период определить классы объектов, обязательных для поддержания надежности на локальном и региональном уровне до тех пор, пока не станут доступны альтернативы (например, новая сетевая инфраструктура, новые объекты генерации или СНЭЭ);
- введение мониторинга и корректировки графика выполнения обновленных требований применительно к существующим газовым и угольным ТЭС на основе анализа о темпах развития технологий CCS и «hydrogen co-firing», чтобы сбалансировать сроки вывода из работы генерации, необходимой для оказания критически важных системных услуг, и сроки ее замещения новыми ресурсами;
- возможность торговли квотами на выбросы на региональном и даже на национальном уровне для стимулирования опережающе установленных сроков и эффективного выполнения ресурсами обновленных требований;
- обновление определения «аварийная ситуация в энергосистеме» («System Emergency») для уменьшения неопределенности в отношении того, когда тот или иной объект генерации может быть задействован для обеспечения балансовой надежности.



Немецкие TenneT и Numbat запустили совместный пилотный проект, направленный на устранение перегрузок в передающей сети

Один из системных операторов Германии TenneT и немецкая компания Numbat, специализирующаяся в области возобновляемой энергетики, запустили совместный пилотный проект, направленный на устранение перегрузок в передающей сети и балансирование энергосистемы.

В рамках проекта TenneT использует зарядные станции для электромобилей (ЗС) Numbat для ликвидации перегрузок в сети путем изменения режима потребления из системы централизованного электроснабжения и выдачи обратно электроэнергии, аккумулированной накопителями, установленными на ЗС. Работа объединенных в единую сеть ЗС оптимизирована таким образом, чтобы клиенты, заряжающие свои электромобили, не испытывали дискомфорта от участия ЗС в ликвидации перегрузок.

Причиной сотрудничества TenneT и Numbat стало увеличение т.н. «узких мест» в немецкой передающей сети из-за того, что всё большие объемы электроэнергии, выработанной ВЭС на севере Германии, передаются в крупные промышленные центры на юге и западе страны. В настоящее время системным операторам уже приходится бороться с перегрузками. До сих пор в таких ситуациях привлекались электростанции на ископаемом топливе (например, газовые), которые в кратчайшие сроки увеличивали выдаваемую мощность, но на фоне амбициозных заявлений о декарбонизации экономики и роста цен на энергоносители (например, на природный газ) потребовался поиск альтернативных вариантов управления перегрузками.

Управление режимами работы сети ЗС должно быть реализовано на базе разработанной TenneT совместно с другими европейскими системными операторами блокчейн-платформы Equigy – Crowd Balancing Platform, которая обеспечивает возможность интеграции энергоустановок малой мощности (ЗС, аккумуляторы электромобилей, бытовые СНЭЭ, тепловые насосы и др.) и управления режимами их работы в автоматическом режиме, что, в свою очередь, открывает возможности для участия таких энергоустановок в различных европейских рынках по оказанию услуг «энергетической гибкости».

Официальный сайт TenneT
<http://www.tennet.eu>

Британский NGESO внедряет новый механизм по привлечению распределенных ресурсов к оказанию системных услуг

Системный оператор Великобритании NGESO в партнерстве с компаниями UK Power Networks (UKPN) и National Grid Electricity Distribution (NGED) объявил о запуске нового проекта, чтобы при помощи интеллектуальных технологий распределенные ресурсы (DER) – подключенные к распределительным сетям маломощные объекты генерации – могли участвовать в оказании системных услуг по всей стране.

Новая услуга (MW Dispatch Service) обеспечит более широкий инструментарий для NGESO в рамках т.н. механизма обеспечения балансовой надежности (Balancing Mechanism, BM) – ключевого для NGESO при поддержании баланса между спросом и предложением в национальной энергосистеме.

MW Dispatch Service позволит NGESO через диспетчерские центры UKPN и NGED отдавать команды операторам DER на снижение нагрузки при возникновении системных ограничений на условиях полной компенсации стоимости вынужденного



недоотпуска электроэнергии. Кроме того, NGENSO будет получать сведения о подключении новых DER и сможет более эффективно управлять ограничениями в передающей сети. MW Dispatch Service, как ожидается, станет более дешевой альтернативой существующему процессу управления ограничениями, что обеспечит снижение совокупных затрат для потребителей.

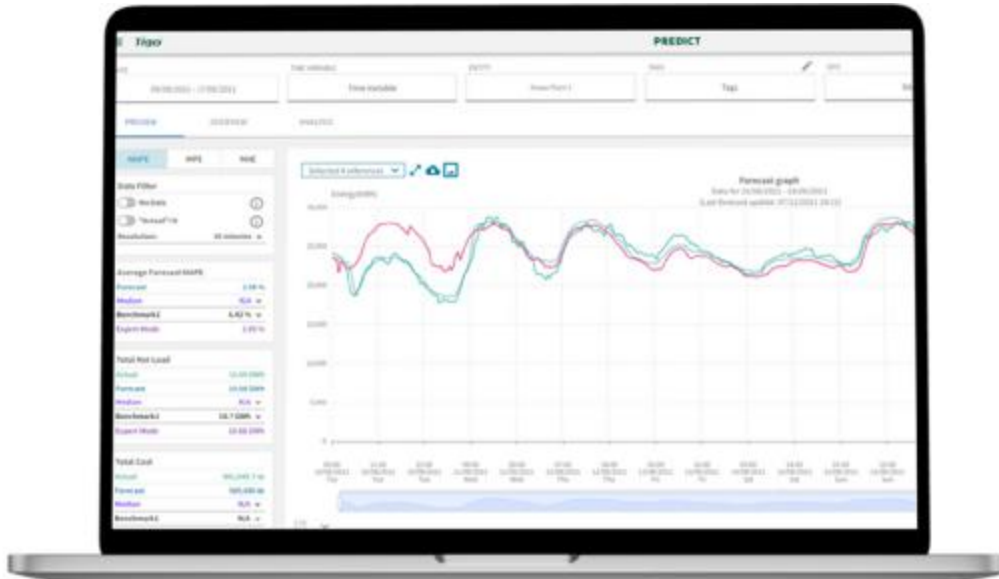
Использование MW Dispatch Service также должно способствовать созданию условий для подключения дополнительных 2 ГВт DER (объектов генерации и СНЭЭ) на юго-западе операционной зоны NGED и 1 ГВт – в операционной зоне UKPN. В настоящее время UKPN и NGED ведут подготовку потенциальных участников к подключению к MW Dispatch Service, которую планируется запустить в ближайшие месяцы.

Для MW Dispatch Service должны быть разработаны технологические процессы, отвечающие новому функционалу распределительных компаний: координировать работу, обмениваться данными с NGENSO и управлять режимами работы объектов генерации при возникновении сетевых ограничений.

Официальный сайт NGENSO
<http://www.nationalgrideso.com>

Американская Tigo Energy предоставит EDF Renewables программную платформу для управления активами на базе ВИЭ

Американская компания Tigo Energy⁴ предоставит компании EDF Renewables Israel⁵ программную платформу собственной разработки Tigo Predict+ для повышения эффективности управления работой СЭС в Израиле.



Tigo Predict+ является частью программной платформы Tigo Energy Intelligence (Tigo EI) – комплексной цифровой платформы, предназначенной для оптимизации планирования строительства, монтажа, ввода в эксплуатацию, мониторинга работы и

⁴ Основана в 2007 г. в Калифорнии и специализируется на разработке и производстве интеллектуальных аппаратных и программных решений, способствующих повышению надежности и эффективности работы, а также снижению эксплуатационных расходов для различных типов СЭС.

⁵ Израильское подразделение французской группы компаний EDF Renewables, ведущий разработчик и оператор объектов генерации на базе ВИЭ.

обслуживания всех типов солнечных установок. Tigo EI предоставляет пользователям инструменты для снижения затрат на эксплуатацию и техническое обслуживание, повышения производительности установок и доходов от их эксплуатации, а также возможность повышения квалификации разработчиков и владельцев солнечных активов.

Платформа обеспечивает высокоточную визуализацию работы солнечных (и ветровых) установок благодаря точным прогнозам, анализу рынка, анализу прибыли и функциям регулирования. Tigo Predict+, используя технологии искусственного интеллекта и машинного обучения, позволяет прогнозировать потребление электроэнергии отдельными и агрегированными потребителями как на день вперед, так и на долгосрочную перспективу на основе данных интеллектуальных счетчиков электроэнергии и данных из внешних источников. При этом прогнозы могут быть сформированы даже при неполных исходных данных. Для конечных потребителей Tigo Predict+ способна подготовить коммерческое предложение от энергокомпании, основанное на анализе и прогнозировании нагрузки конкретного клиента.

Являясь частью Tigo EI, Tigo Predict+ позволит EDF Renewables интегрировать множество различных данных для создания высокоточных и настраиваемых прогнозных моделей и осуществлять:

- прогнозирование и моделирование нагрузки потребителей, включая точное прогнозирование спроса на сутки вперед и на долгосрочную перспективу;
- управление рыночной информацией о спросе на электроэнергию, предложении от ВИЭ-генерации и ценообразовании на израильском рынке,
- проведение высокоточного анализа прибыли с учетом прогнозируемых и фактических выплат конечных потребителей, а также интеграцию с биллинговыми системами на уровне программного интерфейса для получения данных об объемах потребления конечных потребителей и выставления счетов;
- подготовку точных, последовательных и соответствующих нормативным требованиям отчетных данных для израильского системного оператора NOGA.

Официальный сайт Tigo Energy Inc.
<http://www.tigoenergy.com>

Американская FERC одобрила изменения в IEP системного оператора штатов Новой Англии

Федеральная комиссия по регулированию энергетики (FERC) США согласовала предложенные системным оператором Новой Англии⁶ ISO New England (ISO-NE) изменения в программу «инвентаризации ресурсов»⁷ (Inventoried Energy Program, IEP) – замену используемых в IEP в настоящее время фиксированных форвардных и спотовых тарифы на электроэнергию индексируемыми, отражающими изменение цен

⁶ Новая Англия (New England) – регион на северо-востоке США, включающий в себя штаты Коннектикут, Мэн, Массачусетс, Нью-Гэмпшир, Род-Айленд и Вермонт.

⁷ Специальная разработанная ISO-NE своего рода инвентаризационная программа для обеспечения топливной безопасности, которая будет действовать в зимние периоды 2023-2024 гг. и 2024-2025 гг. Участие в IEP доступно для ТЭС на газе, угле и мазуте, АЭС, некоторых типов ГЭС, станций на биомассе и потребителей с управляемым спросом (Demand Response). IEP, как ожидается, частично решит вопрос обеспечения топливной безопасности за счет прямой компенсации расходов электростанций на формирование запасов топлива, в первую очередь, в период резкого роста спроса на газ.



на природный газ, для повышения топливной безопасности. Комиссия поддержала позицию системного оператора, несмотря на протесты официальных защитников прав потребителей в штатах Массачусетс, Коннектикут, Нью-Гэмпшир и Мэн, а также экологических организаций, которые утверждали, что предлагаемые нововведения приведут к увеличению затрат на покупку электроэнергии для потребителей.

По заявлению FERC, изменения не влияют на общую структуру IEP и при этом обеспечат обновление тарифной политики, направленное на выполнение IEP своей цели – стимулировать владельцев энергоресурсов к обеспечению запасов топлива в периоды повышенных рисков для балансовой надежности.

В рамках IEP объектам генерации, в основном электростанциям, работающим на нефтепродуктах и газе, возмещаются затраты на создание и хранение, по крайней мере, трехдневного запаса топлива на станционных площадках в зимний период в целях обеспечения балансовой надежности в регионе. FERC согласилась с ISO-NE в том, что обновленные тарифы более точно отражают рыночные условия, отметив, что вносимые в IEP изменения позволят отказаться от использования фиксированных тарифов, базирующихся на данных о ценах на топливо за 2019 г.

В совместных комментариях, направленных в FERC, противники предложения ISO-NE утверждали, что вносимые изменения приведут к существенному увеличению расходов для потребителей и могут в течение двух лет повысить общую стоимость IEP с \$ 300 млн до \$ 800 млн (согласно верхнему пределу увеличения стоимости программы, рассчитанному ISO-NE), а предполагаемые выгоды для потребителей глубоко не проанализированы. Комиссия указала, что ряд таких вопросов уже решен и не согласилась с тем, что ISO-NE не показал должным образом необходимость самой IEP, реализация IEP может привести к необоснованным выплатам для станций на нефтепродуктах, а затраты на реализацию IEP для потребителей перевесят выгоды.

Официальный сайт RTO Insider
<http://www.rtoinsider.com>

В Германии началось строительство кабельного соединения постоянного тока SuedLink протяженностью ≈700 км

Немецкий системный оператор TransnetBW объявил о начале строительства кабельного HVDC соединения SuedLink ±525 кВ, пропускной способностью 4 ГВт и общей протяженностью ≈700 км.

SuedLink проходит с севера на юг – от Шлезвиг-Гольштейна через западную Нижнюю Саксонию, северный Гессен и южную Тюрингию до Баварии и Баден-Вюртемберга, – считается самым крупным национальным проектом последних лет и станет самым протяженным электрическим соединением в стране. Целью сооружения SuedLink является обеспечение передачи «чистой» электроэнергии, вырабатываемой ветропарками на севере Германии, в крупные центры потребления на юге.

Дать старт началу строительства позволило получение всех необходимых разрешений для первого участка соединения – между Бад-Фридрихсгаллом и Лейнгартеном (федеральная земля Баден-Вюртемберг). Параллельно TransnetBW продолжит проведение публичных консультаций с заинтересованными сторонами и процессы утверждения маршрута остальных участков SuedLink.

Одновременно с строительством первого участка начинаются также работы по строительству ППС Лейнгартен, за которое отвечает Siemens Energy. Ввод ППС в



эксплуатацию запланирован в 2026 г. Всего в рамках проекта SuedLink планируется построить четыре ППС, которые, работая в режиме параллельного статического компенсатора реактивной мощности (STATCOM), повысят устойчивость по напряжению национальной энергосистемы за счет потребления или выдачи в сеть централизованного электроснабжения реактивной мощности, тем самым заменяя традиционные электростанции, которые будут выведены из эксплуатации в связи с постепенным отказом Германии от угольной и атомной энергетики.

Проект SuedLink реализуется TransnetBW совместно с немецким системным оператором TenneT, который отвечает за северный участка соединения и ППС в Шлезвиг-Гольштейне и Баварии. TransnetBW контролирует южный участок и ППС в Баден-Вюртемберге. Полностью ввод в эксплуатацию SuedLink планируется в 2028 г.

Официальный сайт TransnetBW
<http://www.transnetbw.de>

Американская FERC одобрила финансовую поддержку проекта строительства межсистемной ВЛ 345 кВ между штатами Айова и Иллинойс

FERC США одобрила стимулирование проекта строительства межсистемной ВЛ 345 кВ протяженностью ≈ 200 км между округом Генри (штат Айова) и округом Фултон (штат Иллинойс) – компании ITC Midwest будут возмещены все разумные понесенные затраты в случае приостановки или закрытия проекта по независящим от компании причинам. ITC Midwest отвечает за строительство участка ВЛ, проходящего по территории Айовы, в качестве генерального подрядчика. Компания является собственником инфраструктуры по передаче электроэнергии на территории Айовы, Миннесоты, Иллинойса и Миссури⁸.

По мнению FERC, ITC Midwest как разработчик проекта предоставила веские аргументы, подтверждающие уязвимость проекта в связи с определенными рисками в области нормативно-правового регулирования, охраны окружающей среды и маршрута будущей ВЛ, которые могут привести к его закрытию. Комиссия не приняла во внимание доводы коалиции потребителей, в которую входят в т.ч. представители Coalition of MISO Transmission Customers, о том, что меры стимулирования проекта будущей ВЛ в отношении ITC Midwest должны быть отклонены, поскольку Верховный суд штата Айова приостановил действие закона о ROFR⁹ на территории штата. FERC указала, что наличие неопределенности в нормативно-правовом регулировании или судопроизводстве не препятствует комиссии оценивать или удовлетворять запрос на стимулирование строительства ЛЭП.

Подрядчик строительства участка межсистемной ВЛ на территории Иллинойса, где не принят закон о ROFR, будет определяться по результатам конкурсного отбора. Завершение строительства ВЛ запланировано на 2029 г. Новое соединение входит в утвержденный в 2022 г. пакет проектов электросетевой инфраструктуры Tranche 1, реализуемых в рамках программы по развитию передающей сети в долгосрочной перспективе системного оператора MISO для субрегиона Север/Центр с совокупным объемом инвестиций \$ ≈ 10 млрд.

Официальный сайт Utility Dive
<http://www.utilitydive.com>

⁸ ITC Midwest владеет и эксплуатирует 6600 км ЛЭП и 262 ПС и РУ.

⁹ Закон о ROFR предоставлял коммунальным компаниям Айовы преимущественное право строительства ЛЭП на территории штата.



Американский NYISO выступил против исключений из правил технологического присоединения для проекта строительства СНЭЭ на о. Статен-Айленд

Компания Hecate Grid Swiftsur обратилась в FERC США за разрешением не применять к проекту строительства СНЭЭ 650 МВт на о. Статен-Айленд в штате Нью-Йорк регламентированный срок выполнения требований системного оператора штата NYISO в рамках процедуры техприсоединения новых объектов. Hecate требуется увеличить на один год установленный NYISO срок проведения ОВОС. Компания рассчитывает завершить экологическую оценку в процессе получения согласования проекта от отраслевого регулятора штата (New York Public Service Commission, NYPSC).

Обращение в FERC обусловлено тем, что Hecate не укладывается в сроки и поэтому будет исключена из очереди на техприсоединение, что в итоге приведет к закрытию проекта, а компания потеряет гарантийный депозит в размере \$ 15 млн и около \$ 1 млн, уже потраченных на разработку СНЭЭ. Общая стоимость проекта оценивается в \$ 300 млн.

Процедура техприсоединения NYISO, как и других системных операторов в США, включает ряд необходимых требований, при невыполнении которых происходит отсев тех проектов, шансы на реализацию которых крайне невелики. NYISO, со своей стороны, уже предупредил FERC, что изменение условий техприсоединения для Hecate может создать очень плохой прецедент и вызвать обоснованные вопросы о предъявляемых требованиях в отношении других проектов. При этом NYISO не высказывал официального мнения по существу обращения Hecate и просил комиссию в случае удовлетворения запроса ограничить действие решения рамками данного конкретного проекта.

Hecate рассчитывает подать заявку на участие СНЭЭ на о. Статен-Айленд в конкурсном отборе проектов строительства накопителей, инициируемого штатом в рамках программы поддержки развития возобновляемой энергетики. В соответствии с конкурсной заявкой компания планирует ввести СНЭЭ в эксплуатацию к началу июня 2028 г.

На текущий момент суммарная мощность портфеля проектов строительства СНЭЭ, принадлежащих Hecate и находящихся на разных стадиях разработки, составляет 7 ГВт. Недавно Hecate подала в NYPSC заявку на получение компанией сертификата общественной полезности и необходимости.

Официальный сайт Utility Dive
<http://www.utilitydive.com>

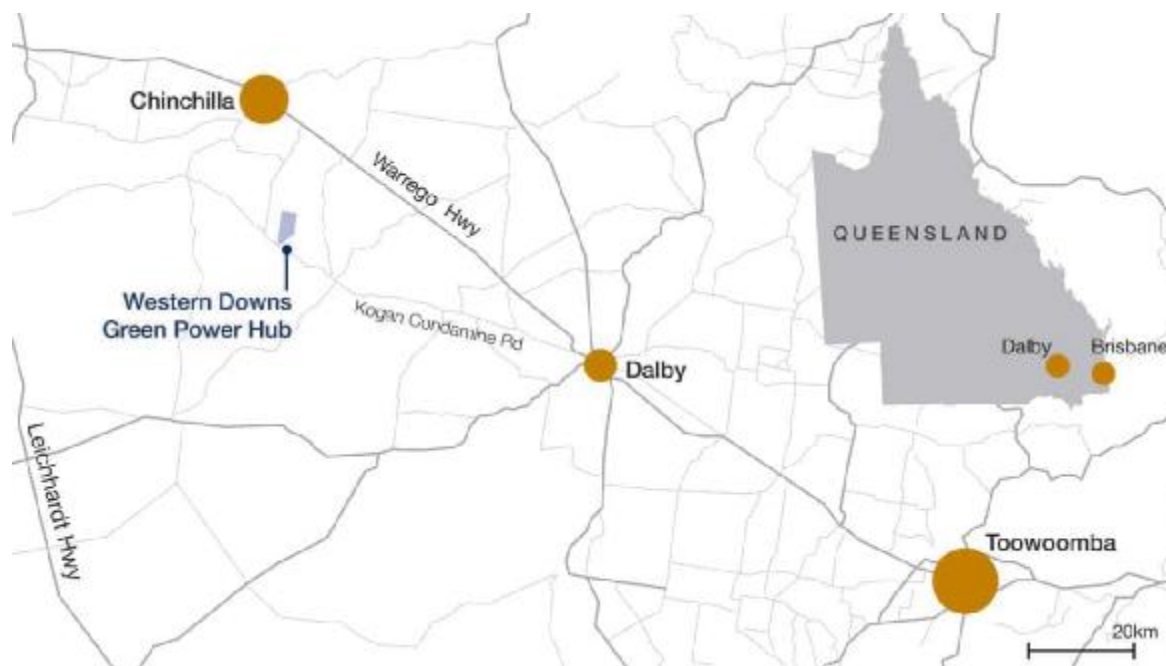
Мощность и энергоемкость строящейся в Австралии СНЭЭ Western Downs будут увеличены до 200 МВт и 400 МВт*ч соответственно

Французская компания Neoen объявила о планах расширения СНЭЭ Western Downs в австралийском штате Квинсленд, в результате чего проектная мощность и энергоемкость СНЭЭ будут соответственно увеличены с первоначальных 200 МВт и 400 МВт*ч до 270 МВт и 540 МВт*ч, что позволит повысить значение будущей СНЭЭ в ускорении «энергоперехода» в Квинсленде.

СНЭЭ на базе литий-ионных аккумуляторных батарей Tesla Megapack 2XL войдет в состав принадлежащего Neoen центра возобновляемой энергетики – Western Downs Green Power Hub в 22 км от г. Шиншилла в австралийском регионе Вестерн



Даунс. В состав хаба также входит недавно введенная в эксплуатацию крупнейшая в Австралии СЭС мощностью 460 МВт.



Для подключения СНЭЭ к энергосистеме штата должна быть построена новая высоковольтная ЛЭП и новая ПС Western Downs. Работы по строительству ЛЭП и техприсоединению СНЭЭ будут осуществлять системный оператор штата Квинсленд – компания Powerlink.

Проект строительства СНЭЭ реализуется компанией Tesla. К начальному этапу Tesla приступила в январе 2023 г. Ввод в эксплуатацию запланирован в 2024-2025 гг.

Информационно-аналитический ресурс Energy Magazine
<http://www.energymagazine.com.au>

Компания Carlton Power получила разрешение на строительство крупнейшей в мире СНЭЭ в Траффорде

Британская компания Carlton Power получила разрешение от городских властей Траффорда в графстве Большой Манчестер на реализацию проекта строительства СНЭЭ стоимостью £ 750 млн. Будущая СНЭЭ мощностью 1040 МВт и энергоемкостью 2080 МВт*ч станет крупнейшим в мире накопителем подобного типа и разместится на месте старой угольной ТЭС в Траффордском парке низкоуглеродной энергетики (бывшей промышленной зоне).

Carlton Power уже ведет переговоры с компаниями, которые будут участвовать в финансировании, строительстве и эксплуатации СНЭЭ в Траффорде – втором крупном энергетическом проекте Carlton Power, в отношении которого получено разрешение на работу. Строительство планируется начать в первом квартале 2024 г. при условии принятия окончательного инвестиционного решения по проекту. Начало коммерческой эксплуатации намечено на первый квартал 2025 г.

Carlton Power приобрела выведенную из эксплуатации угольную ТЭС в 2008 г. с целью реконструировать станционную площадку для реализации новых проектов. После одобрения строительства СНЭЭ совокупная инвестиционная стоимость



приобретенного участка достигла £ 2 млрд, что обеспечит заметную экономическую выгоду для региона.

В Траффордском парке низкоуглеродной энергетики Carlton Power планирует реализовать и другие проекты на базе ВИЭ, в т.ч. построить станцию на водородном топливе мощностью 200 МВт – Trafford Green Hydrogen. Первая очередь Trafford Green Hydrogen на 15-20 МВт по плану должна быть введена в коммерческую эксплуатацию в четвертом квартале 2025 г.

Информационно-аналитический ресурс NS Energy
<http://www.nsenegybusiness.com>

В Румынии стартует первый раунд аукционов по отбору проектов строительства ВИЭ-генерации по схеме «контракт на разницу цен»

В рамках государственной программы поддержки возобновляемой энергетики в Румынии готовится первый раунд аукционов по отбору проектов строительства объектов ВИЭ-генерации по схеме «контракт на разницу цен» (contract-for-difference, CfD). Отобранные по результатам аукционов проекты строительства наземных ВЭС и фотоэлектрических СЭС совокупной мощностью 2 000 МВт будут поддерживаться по схеме CfD в течение 15 лет.

Первый аукцион планируется провести в ближайший месяц, победители торгов будут объявлены в ноябре 2023 г. Накануне аукциона на веб-сайте Министерства энергетики Румынии будет опубликована информация для участников.

Двусторонняя схема CfD обеспечит стимулы для инвестиции в возобновляемую энергетику за счет стабильности доходов разработчикам проектов и поддержит интеграцию ВИЭ-генерации в рынок. Первый раунд является частью многолетнего плана, который предусматривает заключение контрактов на поставки по схеме CfD для в общей сложности 10 ГВт наземных ВЭС и СЭС к 2030 г.

Европейский банк реконструкции и развития (ЕБРР) совместно с Минэнерго и другими органами власти Румынии продолжает работу над созданием необходимой нормативно-правовой базы для CfD и реализацией конкурсных процедур для первого раунда. Банк поддерживает проведение аукционов по продаже электроэнергии, выработанной из ВИЭ, во многих странах и на сегодняшний день инвестировал уже € 10,5 млрд в 514 проектов в Румынии.

Информационно-аналитический ресурс NS Energy
<http://www.nsenegybusiness.com>

