



СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

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

13.10.2023 – 19.10.2023



Системный оператор Великобритании опубликовал прогноз балансовой надежности национальной энергосистемы на предстоящий зимний период

Системный оператор Великобритании NGESO опубликовал прогноз балансовой надежности национальной энергосистемы на зиму 2023-2024 гг. – Winter Outlook Report, согласно которому в преддверии зимнего периода снизились риски отключения электроэнергии. NGESO отмечает, что ситуация практически вернулась к нормальным показателям, наблюдавшимся до энергетического кризиса. По прогнозам NGESO, в период с конца октября по конец марта системному оператору придется прибегать к специальным мерам только в течение примерно шести минут, что свидетельствует о повышении надежности работы британской энергосистемы.

В соответствии с проведенным NGESO анализом, объем оперативного резерва мощности («de-rated margin») в предстоящий зимний период составит 4,4 ГВт. Этот показатель несколько выше, чем в прошедший зимний период (3,7 ГВт), но в целом соответствует уровню последних зимних периодов.

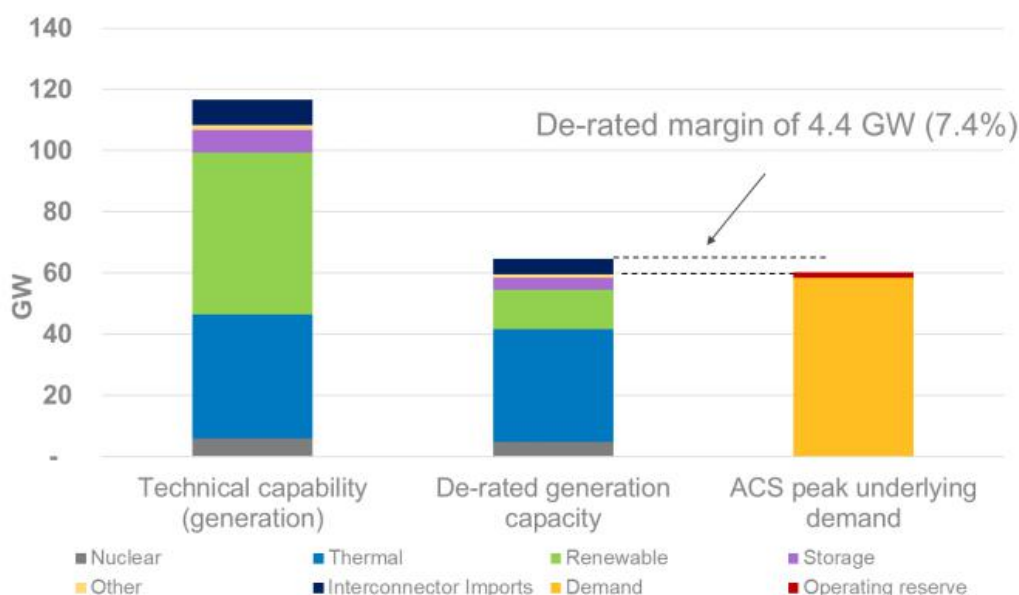


Figure 1. Supply margin in relation to generation capacity and demand

Незначительное повышение «de-rated margin» отражает изменение ситуации на британском и европейском энергетических рынках по сравнению с тем, что было двенадцать месяцев назад. Как наполняемость европейских газовых хранилищ, так и располагаемая мощность французской атомной генерации находятся на более высоком уровне, чем в прошлом году, что способствует поддержанию обменов электроэнергией и газом как в Европе, так и в Великобритании.

В течение прошедшей зимы энергетические рынки Европы работали в соответствии с ожиданиями, а координация действий и сотрудничество между европейскими энергосистемами помогли в удовлетворении спроса на электроэнергию в течение всего зимнего периода.

Этой зимой NGESO вновь будет использовать инновационную услугу по управлению гибкостью потребления (Demand Flexibility Service, DFS), чтобы стимулировать потребителей снижать нагрузку потребления в периоды, когда объем

резервов мощности наиболее низок. Прошлой зимой благодаря DFS удалось сэкономить более 3300 МВт*ч электроэнергии, что эквивалентно потреблению около 10 млн домохозяйств. NGESO намерен продолжать развивать рынок DFS и стремиться к тому, чтобы все больше потребителей и предприятий, как крупных, так и малых, участвовали в DFS для снижения своих затрат на оплату электроэнергии и уменьшения углеродного следа.

Официальный сайт
<https://www.nationalgrideso.com>

Министерство охраны окружающей среды и энергетической безопасности Италии выдало разрешение на строительство HVDC соединения между Сардинией, Корсикой и Тосканой

Министерство охраны окружающей среды и энергетической безопасности Италии одобрило окончательный проект строительства HVDC соединения Sa.Co.I 3 между Сардинией, Корсикой и Тосканой.

SA.CO.I 3 – HVDC соединение напряжением 200 кВ и пропускной способностью до 400 МВт будет состоять из двух подводных КЛ протяженностью 120 км между Сардинией и Корсикой и двух подземных КЛ протяженностью 20 км, которые будут проложены от мест выхода подводных КЛ на берег до точек подключения к наземной электрической сети. В рамках проекта также будут построены две ППС. Одна ППС будет построена на Сардинии возле действующей трансформаторной ПС в коммуне Кодронджанос, возле г. Сассари, а другая – в Суверето (провинция Ливорно). В местах выхода подводных КЛ на берег планируется использовать технологию горизонтально-направленного бурения, позволяющую ограничить неблагоприятное воздействие на береговую линию и гарантирующую защиту КЛ от возможной эрозии почвы.



Проект строительства SA.CO.I 3 является модернизацией и обновлением соединения SA.CO.I 2 между энергосистемами Сардинии, материковой Италии и Корсики, которое было введено в эксплуатацию еще в начале 1990-х гг. Примерный объем инвестиций в проект строительства SA.CO.I 3 оценивается в ≈€1 млрд. Проект

строительства SA.CO.I 3 в 2017 г. включен Еврокомиссией в список проектов общих интересов ЕС.

Ввод в эксплуатацию SA.CO.I 3 укрепит европейский электроэнергетический рынок, благоприятствуя использованию ВИЭ и увеличивая пропускную способность электрических связей между энергосистемами центральной и северной Италии и островными энергосистемами, что приведет к повышению надежности и безопасности национальной энергосистемы в целом.

Официальный сайт Terna
<https://www.terna.it>

Компании Elevit и Red Eléctrica запустили проект по оптимизации удаленного управления подстанциями с использованием искусственного интеллекта, интернета вещей и анализа критических данных

Компании Elevit и Red Eléctrica приступили к реализации совместного инновационного пилотного проекта, получившего название ASUMO (Advanced Substation Monitoring), который является шагом вперед в цифровизации ПС, в частности, технологических процессов, связанных с техническим обслуживанием подстанционного оборудования, а также проектированием и строительством ПС.



Проект реализуется на ОРУ 220 кВ и 400 кВ ПС Фуэнкарраль в Мадриде. ASUMO обеспечивает интеграцию систем мониторинга оборудования ПС на основе искусственного интеллекта, интернета вещей и анализа критических данных, а также удаленное управление технологическими процессами.

Предполагается, что ASUMO позволит усовершенствовать удаленную эксплуатацию и техническое обслуживание ПС за счет визуализации и обработки изображений и создания цифровых моделей оборудования ПС, ускоренного анализа полученных данных, а также выдачи рекомендаций по профилактике, ремонту и техническому обслуживанию, что позволит значительно сократить присутствие персонала на энергообъектах, а также повысить эффективность и безопасность проведения работ специалистами на местах. Первые результаты реализации проекта будут подведены в 2024 г.

Официальный сайт REE
<https://www.ree.es>

Отраслевой регулятор штата Айова одобрил строительство участка соединения SOO Green на территории штата

Отраслевой регулятор штата Айова одобрил ходатайство компании ProjectCo о предоставлении франшизы на строительство и эксплуатацию HVDC соединения SOO Green Renewable Rail (SOO Green), которое планируется построить на территории штата Айова.

Соединение SOO Green напряжением 525 кВ, пропускной способностью 2,1 ГВт и протяженностью ≈560 км пройдет от преобразовательной подстанции (ППС) Mason City в штате Айова до ППС Plano в штате Иллинойс. SOO Green станет первым HVDC соединением между операционными зонами системных операторов PJM Interconnection (PJM)¹ и Midcontinent ISO (MISO)². Целью сооружения SOO Green является обеспечение поставок электроэнергии, выработанной ветропарками, расположенными в штатах Среднего Запада, потребителям на Восточном побережье США, объединяя таким образом два крупнейших энергорынка в стране, находящихся под управлением MISO и PJM. Основные поставки электроэнергии предположительно будут осуществляться из операционной зоны MISO на восток страны, так как цены на электроэнергию на Среднем Западе обычно ниже, чем на рынке PJM, но возможны поставки и в обратном направлении.

В настоящее время проходит согласование проекта SOO Green со стороны PJM и MISO в рамках установленных системными операторами процедур технологического присоединения к энергосистеме. Как ожидается, PJM заключит соглашение о техническом обслуживании SOO Green в 3-м квартале 2025 г., параллельно с этим разработчик проекта планирует примерно в одни сроки с PJM решить вопрос заключения аналогичного соглашения с MISO. Исходя из текущего положения дел, ввод в эксплуатацию SOO Green планируется к середине 2029 г.

Реализации проекта также должен поспособствовать законопроект BIG WIRES Act, внесенный недавно на рассмотрение Сената США. Законопроект предусматривает для регионов, находящихся в юрисдикции FERC³, требование о

¹ Операционная зона PJM включает полностью или частично штаты Делавэр, Иллинойс, Индиана, Кентукки, Мэриленд, Мичиган, Нью-Джерси, Северная Каролина, Огайо, Пенсильвания, Теннесси, Виргиния, Западная Виргиния и округ Колумбия.

² Операционная зона MISO включает полностью или частично штаты Монтана, Северная Дакота, Южная Дакота, Миннесота, Висконсин, Мичиган, Иллинойс, Индиана, Миссури, Кентукки, Арканзас, Миссисипи, Техас, Луизиана.

³ Федеральная энергетическая комиссия США.



создании условий для экспорта в соседние регионы электроэнергии мощностью не менее 30% пиковой нагрузки к 2035 г. В случае принятия законопроект даст импульс развитию электросетевой инфраструктуры за счет поддержки новых проектов, а также обеспечит гарантии защиты электросетевой инфраструктуры от воздействия участвующих экстремальных погодных явлений.



После вступления законопроекта в силу, у FERC будет 18 месяцев на разработку положения, предписывающего регионам выполнение целевых показателей по выделению пропускной способности электрических связей для межрегиональных обменов электроэнергией. В свою очередь после вступления в силу разработанного FERC положения у регионов будет 2 года на планирование развития электросетевой инфраструктуры.

Информационный ресурс Utility Dive
<https://www.utilitydive.com>

Американская FERC одобрила возмещение затрат PJM на выплату штрафа NERC

По решению FERC системный оператор PJM может возместить затраты на выплату штрафа в размере \$140 тыс. за счет увеличения тарифов для потребителей электроэнергии. Штрафные санкции на PJM были наложены ранее в текущем году одной из региональных организаций NERC⁴ – ReliabilityFirst (RF). PJM согласился на выплату штрафа за нарушение стандартов NERC – NUC-001-3 (координация

⁴ Североамериканская корпорация по обеспечению надежности электроснабжения.



взаимодействия с АЭС) и TOP-001-4 (управление электросетями). Первое нарушение было связано с тем, что PJM не учел данные NPIR⁵ в своем операционном анализе при формировании модели системы управления энергопотреблением (EMS)⁶ на осень 2019 г., когда из-за сбоя ПО были повреждены таблицы предельных уровней падения напряжения NPIR для АЭС Dresden и АЭС Quad Cities в штате Иллинойс. Другие атомные станции в регионе не были затронуты сбоем ПО.

RF определила, что первопричиной нарушения является отсутствие адекватного процесса или внутреннего контроля для обеспечения проверки корректности значения предельных уровней падения напряжения NPIR. RF заявила, что данное нарушение представляет умеренный риск для надежности энергосистемы, отметив, что отсутствие информации о том, соблюдаются ли NPIR, может привести к тому, что диспетчеры не будут иметь достаточной прозрачности в отношении надежности работы АЭС. С другой стороны, RF признала, что даже при наличии ошибочной информации о NPIR операционный анализ все равно был проведен, и обеспечение «некоторой видимости» лучше, чем ничего.

Для устранения нарушения PJM добавила в процесс построения модели EMS дополнительные проверки на соответствие, а также «проверку предельных уровней падения напряжения NPIR», и обновила код EMS для выявления поврежденных данных в процессе построения модели.

Второе нарушение произошло 1 ноября 2019 г., когда в ходе проведения технического обслуживания на ЛЭП Keystone-South Bend был выведен из работы один из двух автоматических выключателей, при этом оставшийся в работе выключатель был неспособен обеспечить надежное функционирование ЛЭП в текущих режимных условиях. При этом собственник ЛЭП Keystone-South Bend компания FirstEnergy Utilities (FirstEnergy) смоделировала данный сценарий в своей EMS, а PJM этого не сделала, т.к. FirstEnergy не проинформировала системного оператора о том, что проведение технического обслуживания привело к риску возможной перегрузки линейного выключателя, что само по себе является нарушением, которое RF рассмотрела в прошлом году в рамках отдельного урегулирования.

Хотя впоследствии FirstEnergy в тот же день проинформировала PJM об имеющихся проблемах, системный оператор не сразу обновил информацию о состоянии выключателя в EMS, а в течение 3-х дней пытался «оценить несоответствие» своих данных данным FirstEnergy, а в итоге данные в EMS PJM были обновлены лишь 4 ноября.

По мнению RF, основной причиной данного нарушения стандарта NERC стало отсутствие у PJM надлежащей процедуры или эффективного механизма изменения номинальных параметров линейных выключателей. Не имея возможности вручную изменить номинальные параметры выключателя соответствующий персонал системного оператора не понимал, что может разрешить сложившуюся ситуацию путем изменения номинальных параметров затронутой ЛЭП. С другой стороны, по мнению RF, данное нарушение не представляло серьезного риска для надежности

⁵ Nuclear plant interface requirements (NPIR) – комплекс технических требований к информобмену, обеспечивающему работу АЭС в составе энергосистемы, которые согласовываются операторами АЭС и соответствующими организациями, ответственными за передачу электроэнергии.

⁶ EMS (energy management system) -- автоматическая система, которая поддерживает ситуационную осведомленность системных операторов с помощью автоматизированных средств и обеспечивает дистанционное управление оборудованием для обеспечения безопасной и надежной работы национальной электроэнергетической системы (Bulk Electric System, BES).



функционирования энергосистемы, поскольку PJM располагал другими средствами для устранения потенциальной перегрузки выключателя. Системный оператор предпринял меры по снижению негативных последствий, которые включали проверку и валидацию всех автоматических выключателей FirstEnergy и пересмотр соответствующего руководства для обеспечения четкого определения обязанностей сетевых компаний по замене и обслуживанию выключателей. Кроме того, PJM провел обучение своего персонала и персонала сетевых компаний в операционной зоне PJM, чтобы убедиться, что они понимают риски, связанные с несоблюдением требований стандарта NERC.

В конце июня текущего года PJM обратилась в FERC за разрешением компенсировать наложенные на нее штрафные санкции за счет повышения тарифов для потребителей, поскольку ранее штрафы покрывались из средств, выделяемых на возмещение административных расходов, но в результате изменений, внесенных в ОАТТ в январе 2022 г., их стало недостаточно для покрытия расходов на оплату штрафов.

PJM заявил, что запрос о компенсации соответствует критериям приказа FERC №122 от 20 марта 2008 г.⁷, подчеркнув, что а) компания поддерживает надежную внутреннюю программу соответствия (compliance program) стандартам NERC и б) нарушения были непреднамеренными и не нанесли ущерба энергосистеме. Предложенный PJM вариант возмещения расходов на оплату штрафов позволит распределить затраты с минимальным уроном для потребителей – в случае возмещения затрат в течение одного месяца дополнительные расходы на оплату электроэнергии для потребителей составят около \$0,002 за МВт*ч.

Несмотря на возражения организации по защите прав потребителей Public Citizen, FERC не изменила своего решения, подчеркнув, что PJM должным образом предусмотрел все необходимые требования FERC, что стало основанием для удовлетворения запроса PJM о возмещении затрат.

Информационный ресурс RTO Insider
<https://www.rtoinsider.com>

Североамериканская корпорация по обеспечению надежности электроснабжения обновляет правила по регистрации маломощных инверторных энергоресурсов

NERC рассматривает возможность внесения изменений в правила, которые потребуют от некрупных инверторных энергоресурсов (inverter-based resources, IBR's) – ветровых и солнечных установок и накопителей энергии небольшой мощности – регистрироваться в качестве активов национальной энергосистемы (bulk-power system, BPS). Около 14% владельцев и операторов IBR's, подключенных к BPS, в настоящее время не обязаны регистрироваться в NERC или придерживаться стандартов NERC, что приводит к проблемам с надежностью работы BPS.

Требование об обязательной регистрации IBR's в первую очередь коснется тех активов, чья номинальная мощность, указанная в техническом паспорте, равна или

⁷ Приказ FERC от 20 марта 2008 г. №122 о возмещении штрафов за нарушение стандартов по обеспечению надежности в то числе предусматривает для региональных/независимых системных операторов (RTO/ISO) возможность возмещения расходов на оплату штрафов путем распределения этих расходов между участниками энергорынка и/или потребителями в своей операционной зоне при соблюдении определенных критериев.



превышает 20 МВА и которые подключены к BPS на напряжении, равном или превышающем 60 кВ. Согласно информации NERC, владельцы и операторы IBR's мощностью свыше 75 МВА, подключенных к BPS на напряжении 100 кВ и выше, уже подлежат регистрации.

С 2017 г. по 2021 г. суммарная мощность традиционных энергоресурсов подключенных к BPS, снизилась с 1010 ГВт до 981 ГВт, в то время как мощность IBR's выросла с 103 ГВт до 176 ГВт.

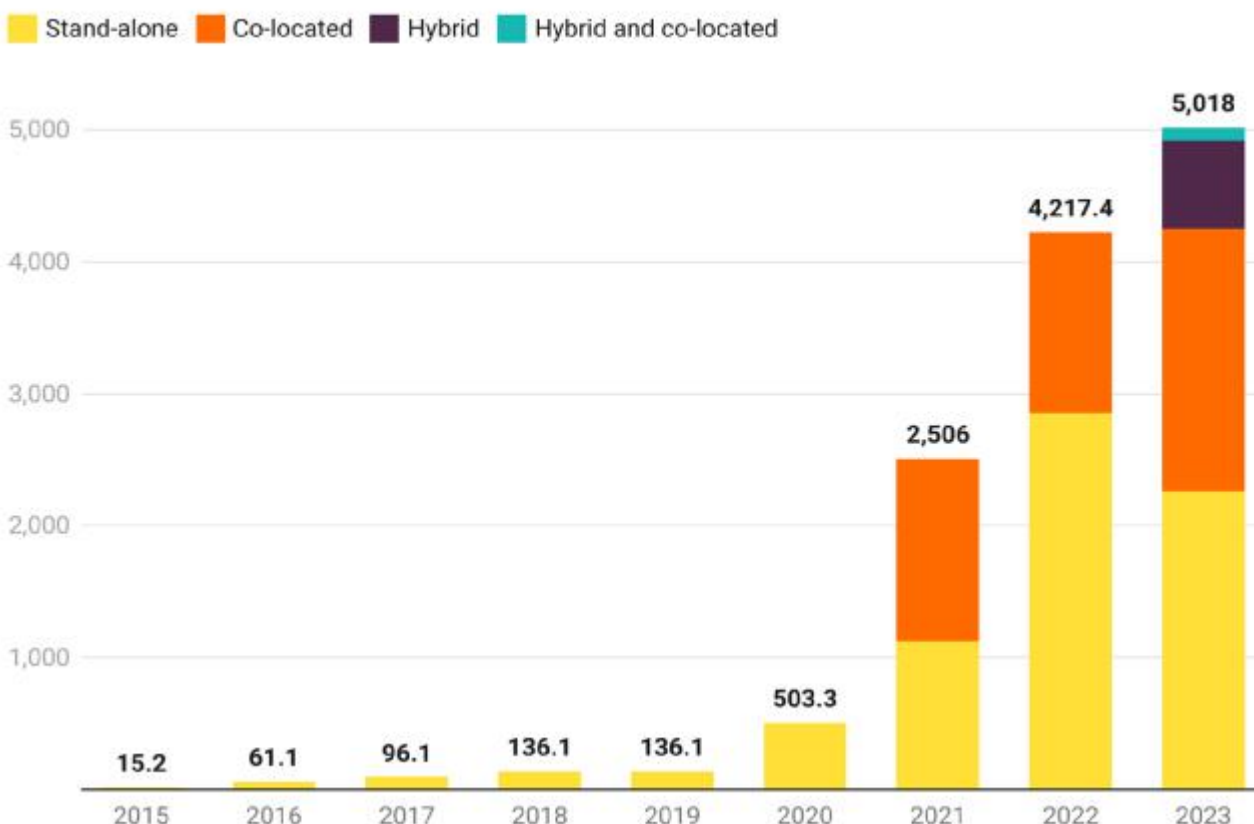
Официальный сайт Utility Dive
<https://www.utilitydive.com>

В Калифорнии наблюдается рост мощности СНЭЭ, подключенных к энергосистеме

В 2023 г. в штате Калифорния суммарная установленная мощность СНЭЭ, подключенных к энергосистеме штата, превысила 5 ГВт, в то время как в 2020 г. этот показатель достигал лишь 500 МВт. Согласно недавнему отчету системного оператора штата Калифорния CAISO, количество вводов в эксплуатацию СНЭЭ значительно превышает вводы других источников энергии.

Кроме того, растет роль СНЭЭ в обеспечении балансовой надежности энергосистемы в часы пиковых нагрузок, в особенности в вечерние часы, когда выработка СЭС минимальна. Ярким примером такого роста стало участие СНЭЭ в оказании системных услуг во время пиковых нагрузок в период жаркой погоды в сентябре 2022 г.

Battery capacity in CAISO region, in MW



Отмечается, что в форс-мажорных ситуациях, таких как, например, утечка природного газа в 2015 г. в газовом хранилище, расположенном в Aliso Canyon, обусловившая уменьшение выработки ТЭС в Южной Калифорнии из-за снижения поставок газа, СНЭЭ, суммарная мощность которых в Aliso Canyon на тот период составляла 100 МВт, оказались единственным быстрым и эффективным инструментом, способным хеджировать риски отключения потребителей.

В настоящее время в Калифорнии построено почти в четыре раза больше СНЭЭ, чем было запланировано, что позволило опередить запланированный график ввода СНЭЭ в эксплуатацию более чем на год.

Информационно-аналитический ресурс Canary Media
<http://www.canarymedia.com>

Регулятор штата Вирджиния вынес судебный запрет на применение правил технологического присоединения распределенных солнечных ресурсов Dominion

Отраслевой регулятор штата Вирджиния – Virginia State Corporation Commission (SCC) – 30 августа вынес судебный запрет на применение требований к техническим параметрам подключения к сети централизованного электроснабжения для некоторых типов солнечных распределенных энергоресурсов (DR), установленных энергохолдингом Dominion Energy.

Судебный запрет приостанавливает применение требований и позволяет продолжить реализацию проектов строительства солнечных DR средней мощности до получения результатов двух судебных разбирательств по вопросу подключения к сети. По мнению SCC, Dominion Energy нарушил сетевой кодекс штата, введя правила по техприсоединению без одобрения SCC. В свою очередь Dominion Energy утверждает, что установка требований к техническим параметрам солнечных DR была необходима для обеспечения безопасной и надежной работы энергосистемы.

Однако по мнению альянса Virginia Distributed Solar Alliance (VA-DSA), установленные Dominion Energy требования создают «необоснованные» барьеры для небольших проектов в области солнечной энергетики. В своей петиции об отмене правил VA-DSA утверждал, что требования Dominion Energy приводят к существенным новым затратам особенно на реализацию проектов мощностью от 250 кВт до 1 МВт. Судебный запрет был также обусловлен тем, что Dominion Energy нарушил раздел «Недискриминационный доступ к передающим и распределительным сетям» сетевого кодекса штата Вирджиния.

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

Американская FERC отклонила предложения PJM и SPP по правилам кредитования финансовых прав на передачу

FERC выразила недовольство правилами системных операторов PJM и SPP⁸ в области кредитования финансовых прав на передачу (Financial Transmission Rights,

⁸ В операционную зону SPP входят полностью или частично штаты Монтана, Миннесота, Северная Дакота, Южная Дакота, Вайоминг, Небраска, Айова, Канзас, Миссури, Оклахома, Арканзас, Нью-Мексико, Луизиана, Техас.



FTR)⁹ электроэнергии, параллельно с этим прекратив разбирательство в отношении правил кредитования FTR, применяемых системными операторами CAISO, ISO-NE и NYISO, расценив их как «справедливые и обоснованные».

После технической конференции 2021 г. по кредитной практике системных операторов FERC в июле 2022 г. начала расследование в отношении действующих правил на рынках SPP, CAISO, ISO-NE и NYISO. Комиссия выразила обеспокоенность тем, что OATT¹⁰ системных операторов не предусматривают для трейдеров FTR достаточного обеспечения для снижения риска взаимного неисполнения обязательств, когда неплатежеспособность одного участника рынка должна быть распределена между всеми участниками.

Комиссия обязала PJM ввести 99% интервал доверия, который будет включать события, происходящие не реже одного раза в 8,25 лет, тем самым отклонив предложение PJM о 97% интервале доверия.

Далее Комиссия высказала сомнения в отношении OATT SPP, поскольку свод правил не содержит требований о залоговом обеспечении для участников аукционов по распределению TCR¹¹ («mark-to-auction»). Данный механизм позволяет снижать риски перегрузок электрической сети, позволяя системному оператору требовать финансовое обеспечение в случае снижения стоимости портфолио FTR. По мнению Комиссии, действующая методика SPP по определению базовых цен на TCR опирается исключительно на исторические данные о перегрузках и не учитывает обновленные данные оценки портфеля TCR, а, кроме того, новые кредитные требования SPP к участникам рынка TCR не учитывают напрямую возросший риск невыполнения обязательств на рынке SPP. Системный оператор планирует дать ответ по существу претензий FERC к 20 ноября 2023 г.

В отношении CAISO разбирательство было прекращено, поскольку Комиссия пришла к выводу, что применяемая системным оператором методика оценки «mark-to-auction» учитывает риск того, что используемый CAISO портфель прав на получение доходов от устранения перегрузок (congestion revenue rights, CRR) может со временем снизиться в цене. По мнению FERC, существует еще несколько факторов, которые снижают общий риск на рынке CRR CAISO: CRR предлагаются с максимальной открытой позицией только на три месяца и могут быть приобретены только в случае физических поставок электроэнергии. Как было отмечено Комиссией, подход CAISO к методике оценки «mark-to-auction» отличается от применяемых в PJM, MISO или SPP и требующих фиксированной суммы в \$/MB*ч для портфелей FTR.

Требования системного оператора штатов Новой Англии¹² ISO New England (ISO-NE) к финансовому обеспечению FTR Комиссия расценила как «справедливые и разумные». FERC подтвердил, что OATT ISO-NE предписывает участникам рынка поддерживать залоговое обеспечение в соответствии с размером и риском их

⁹ Владельцы опционов FTR имеют возможность получить компенсацию, равную положительной разнице в ценах на электроэнергию в точке ее поставки и в точке приема, в соответствии с количеством приобретенных опционов. Использование FTR, как считается, повышает ликвидность и прозрачность рынка.

¹⁰ Правила по обеспечению доступа к магистральным сетям - документ, разрабатываемый каждым предприятием США, занятым в сфере энергоснабжения населения (public utility), которое владеет, распоряжается или управляет электросетевыми объектами.

¹¹ Transmission Congestion Rights (TCR) Markets – финансовые права на передачу электроэнергии, которые могут быть использованы для хеджирования перегрузок на рынке на сутки вперед между двумя расчетными точками.

¹² Новая Англия – регион на северо-востоке США, включающий в себя штаты Коннектикут, Мэн, Массачусетс, Нью-Гэмпшир, Род-Айленд и Вермонт.

портфеля FTR. Тем не менее, Комиссия выразила недовольство отсутствием у ISO-NE требования о минимальном объеме обеспечения FTR, на что системный оператор сообщил, что надежно защищен от рисков благодаря действующим требованиям к финансовому обеспечению FTR и тому факту, что не предлагает долгосрочные FTR.

Системный оператор штата Нью-Йорк NYISO смог убедить Комиссию в достаточной защите от неисполнения обязательств на рынке FTR (так называемые контракты на перегрузку (transmission congestion contracts, TCC) несмотря на отсутствие минимального финансового обеспечения. Комиссия сослалась на альтернативный подход ISO, согласно которому участники рынка поддерживают некоторый минимальный уровень финансового обеспечения, который зависит от размера их портфеля FTR, и не могут минимизировать требуемое обеспечение без соответствующего снижения хеджирования своих рисков для надежности поставок электроэнергии. В отличие от PJM и MISO NYISO требует полной оплаты по TCC по завершении аукциона, за исключением оплаты второго года для двухлетних TCC.

Информационный ресурс RTO Insider
<https://www.rtoinsider.com>

Независимый рыночный наблюдатель оспорил эффективность нового рыночного механизма, внедренного системным оператором на рынке на сутки вперед, направленного на повышение балансовой надежности энергосистемы штата Техас

По данным независимого рыночного наблюдателя (Independent Market Monitor, IMM) в результате запуска тexasским системным оператором ERCOT летом 2023 г. нового рыночного механизма – ERCOT Contingency Reserve Service (ECRS), предусматривающего закупку аварийных резервов мощности, объем закупаемых системным оператором резервов мощности был увеличен почти вдвое, что привело к значительному росту затрат на покупку мощности и ценообразованию в условиях дефицита предложения мощности на рынке на сутки вперед.

ECRS – системная услуга (ancillary service, AS), запущенная 10 июня 2023 года. Разработка ECRS началась с изменения протокола оказания AS, утвержденного в 2019 г., и направлена на устранение дефицита мощности, обусловленного неточностью планирования в связи с увеличением доли ВИЭ в структуре энергобаланса или на замещение использованных оперативных резервов мощности. Изменения коснулись также направленности действия AS, которая теперь активируется преимущественно в случае отклонения частоты в энергосистеме. ECRS предусматривает активацию резерва мощности в течение 10 минут и поддержание его на заданном уровне в течение 2-х часов подряд. ECRS является первой системной услугой (за более чем 20 лет), ежедневно закупаемой системным оператором на энергорынке. ECRS дополнит и обеспечит поддержку 4-х других AS – по предотвращению повышения и снижения частоты, предоставлению балансирующего, аварийного и «холодного» резервов мощности, закупаемых ERCOT.

Внедрение ECRS привело к увеличению объема закупок резервов мощности в рамках AS на 2500 МВт. По мнению IMM, это привело к искусственному ценовому дефициту при высоком уровне суммарного объема резервов мощности и негативному влиянию на управление перегрузками, поскольку больший объем резервов мощности, которые могли бы быть использованы для устранения перегрузок в электрической сети, теперь резервируется в рамках ECRS или других закупаемых ERCOT системных



услуг частотного регулирования (responsive reserve service, RRS). По данным IMM, после запуска нового механизма снизился суммарный объем предложения электроэнергии на рынке на сутки вперед, что привело к снижению ликвидности рынка. При этом значительно вырос спрос на AS, что привело к неоправданным скачкам цен на системные услуги. Со времени запуска ECRS до августа 2023 г. совокупные затраты на AS составили \$1,56 млрд, из которых на долю ECRS пришлось чуть более \$608 млн ($\approx 39\%$). По мнению IMM, увеличение закупок резервов мощности в рамках ECRS вероятно привело к повышению совокупных затрат на покупку электроэнергии на балансирующем рынке на \$8-10 млрд за 3 месяца.

IMM рекомендует ERCOT снизить требования по 2-х часовой продолжительности поддержания заданного резерва мощности до 1 часа, чтобы стимулировать более активное участие СНЭЭ в ECRS; снизить объем закупок резервов частотного регулирования в рамках ECRS; отменить требование о закупке 2800 МВт RRS и ряд других рекомендаций. Рекомендации IMM основаны на действующей методологии AS, и IMM планирует актуализировать их, когда ERCOT опубликует свои рекомендации по обновлению методологии AS на 2024 г.

ERCOT со своей стороны отметил, что ECRS обеспечивает необходимый уровень балансовой надежности энергосистемы, несмотря на недостаточную экономическую эффективность и дополнительные рыночные затраты. Затраты на AS ниже, чем затраты на хеджирование последствий исключения закупок дополнительных резервов мощности на внутрисуточном рынке. Кроме того, системный оператор выступил против предложенных IMM рекомендаций по обновлению методологии AS.

Информационный ресурс RTO Insider
<https://www.rtoinsider.com>

