



СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

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

08.09.2023 – 14.09.2023



Системный оператор Великобритании возобновляет действие системной услуги по управлению гибкостью потребления в зимний период 2023-2024 годов

В преддверии зимнего периода 2023-2024 гг. и в свете сохраняющихся рисков для надежности электроснабжения, британский системный оператор NGESO принял решение вернуться к использованию т.н. услуги гибкого потребления (Demand Flexibility Service, DFS), которая была задействована в прошедший зимний период для стимулирования сокращения потребления электроэнергии в периоды пиковых нагрузок. В рамках DFS потребители снижали нагрузку потребления – отключали электроприборы – в периоды максимальных нагрузок на энергосистему. Анализ рыночных данных, проведенный системным оператором, подтвердил успешную работу DFS в зимний период 2022-2023 гг. В целях получения разрешения на использование DFS в этом году NGESO направил соответствующее предложение национальному регулятору в энергетике Ofgem.

Хотя, по предварительным прогнозам, в предстоящий зимний период ожидается, что объем резервов мощности в энергосистеме будет несколько выше, чем прошлой зимой, системный оператор продолжает внедрять меры, направленные на повышение устойчивости национальной энергосистемы. Наряду с официальным запросом в Ofgem, NGESO также подтвердил детали коммерческого предложения по участию в DFS для поставщиков электроэнергии, агрегаторов и предприятий, заключивших с NGESO прямые договоры.

NGESO подтвердил, что DFS будет действовать с ноября 2023 г. по март 2024 г. Наряду с возможным использованием DFS в режиме реального времени, планируется провести 12 тестирований DFS, чтобы обеспечить коммерческую выгоду и стимулировать участие в DFS коммерческих предприятий и потребителей. Ожидается, что половина тестирований будет проведена до конца 2023 г., а остальные – в период с января по март 2024 г. В этом году в рамках как минимум 6 тестирований поставщикам DFS будет предложена гарантированная цена услуги (Guaranteed Acceptance Price, GAP) – £3000 за МВт*ч (£3 за кВт*ч) за снижение потребления электроэнергии (при условии регистрации на участие в DFS с января 2024 г.). При использовании DFS в режиме реального времени GAP устанавливаться не будет, вместо этого NGESO будет проводить ценовой отбор заявок (по мере возрастания) от участников DFS в целях покрытия спроса на электроэнергию, как это делается при использовании других рыночных услуг. В отличие от прошлой зимы, все зарегистрированные поставщики DFS будут участвовать в тестировании без предварительного опробования.

После подтверждения NGESO коммерческого предложения, провайдеры DFS могут приступить к подготовке своих предложений еще до получения соответствующего разрешения от Ofgem, что позволит их клиентам (домохозяйствам и предприятиям) подключиться к DFS в конце года. Провайдеры DFS могут предоставить коммерческим потребителям, домохозяйствам и предприятиям возможность получить прямую выгоду от снижения или смещения времени максимума потребления электроэнергии в периоды пиковых нагрузок.

Недавнее исследование участия домохозяйств в программе по использованию DFS в 2022-2023 гг., проведенное Centre for Sustainable Energy, показало, что 89% респондентов остались довольны своим опытом участия в программе прошлой зимой, а 83% готовы участвовать в DFS снова. В качестве основных преимуществ участия в DFS участники программы отметили удовлетворение от решения поставленных



задач, полученное вознаграждение и участие в общенациональной коллективной работе. На фоне кризиса стоимости жизни исследование показало, что домохозяйства, испытывающие финансовые трудности, были более мотивированы финансовыми вознаграждениями в рамках программы, чем домохозяйства, находящиеся в комфортных финансовых условиях. Бытовые потребители и предприятия смогут подписаться на участие в DFS в зимний период 2023-2024 гг. в ближайшие месяцы после получения разрешения от Ofgem.

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

В рамках проекта строительства трансграничного соединения между Ираком и Иорданией 500 МВт завершено строительство ПС 132/33 кВ

В рамках строительства трансграничного электрического соединения между Ираком и Иорданией пропускной способностью 500 МВт введена в эксплуатацию ПС 132/33 кВ. ПС расположена в г. Аль-Каим (мухафаза Анбар), расположенном на границе Ирака с Сирией.

Пропускная способность соединения Ирак – Иордания на первом этапе составит 50 МВт и будет постепенно увеличена – сначала до 150 МВт и далее до 500 МВт. Соединение, протяженность которого составит 16 км по территории Иордании и 330 км по территории Ирака, берет начало в иорданском г. Требил, расположенном недалеко от иракско-иорданской границы, и пройдет через иракский район аль-Рутба.

Первая очередь соединения Ирак – Иордания должна быть введена в эксплуатацию в конце 2023 г. Ожидается, что электроэнергия, экспортируемая из Иордании, позволит решить проблему постоянных перебоев в электроснабжении потребителей в Ираке.

Информационно-аналитический ресурс Utilities Middle East
<https://www.utilities-me.com>

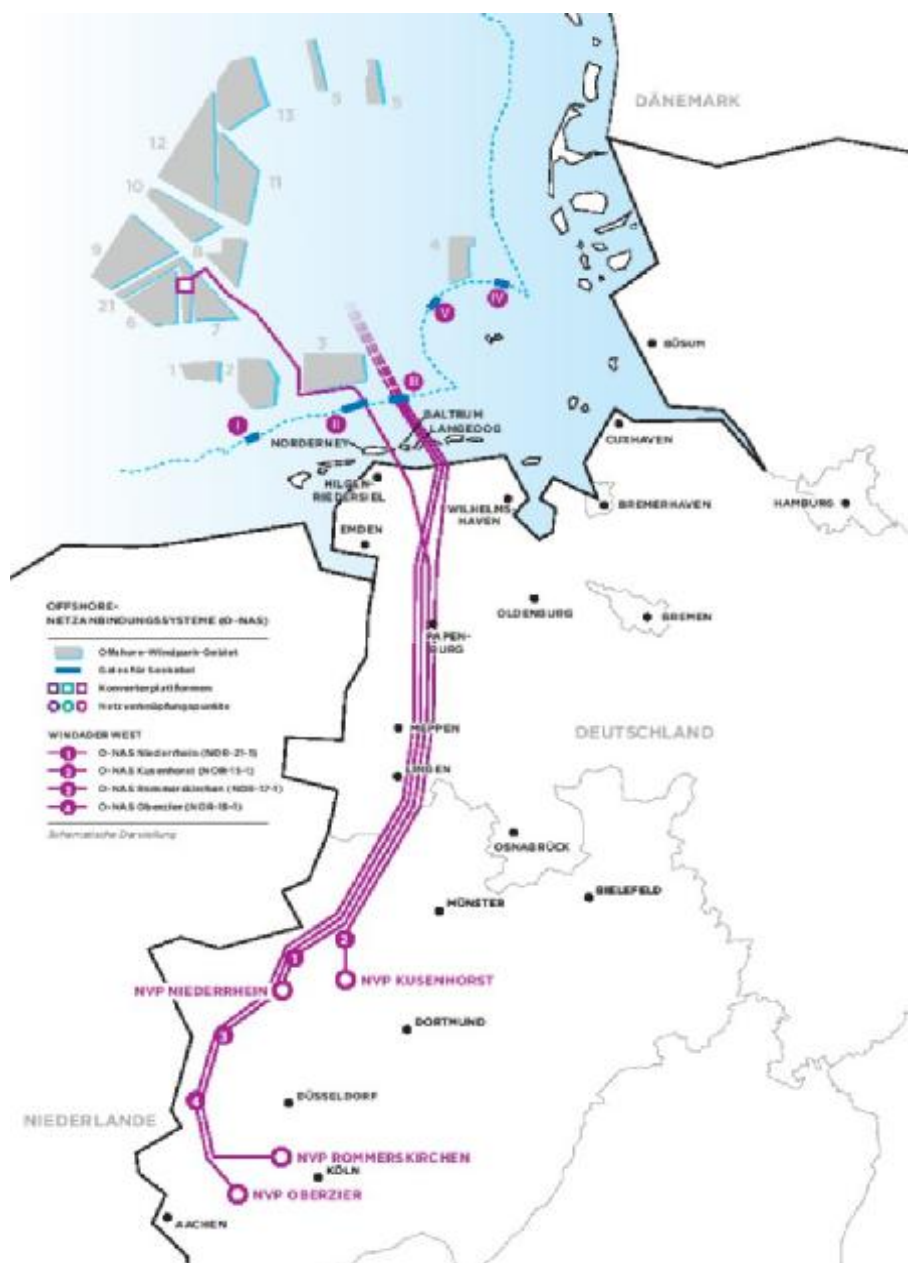
Немецкий Amprion приступил к планированию строительства энергетического коридора Windader West пропускной способностью 8 ГВт

Немецкий системный оператор Amprion приступил к планированию строительства т.н. энергетического коридора Windader West пропускной способностью 8 ГВт. Windader West объединит 4 подводных электрических соединения пропускной способностью 2 ГВт каждое – NOR-15-1, 17-1, 19-1 и 21-1, с помощью которых кластеры ветровой генерации, построенные в немецкой части Северного моря, будут подключены к национальной энергосистеме. Точками подключения к энергосистеме станут ПС Niederrhein (для NOR-21-1), ПС Rommerskirchen (для NOR-17-1), ПС Oberzier (для NOR-19-1) и ПС Kusenhorst (для NOR-15-1), которые будут построены в Рейнско-Рурском регионе федеральной земли Северный Рейн-Вестфалия. Также в рамках реализации проекта будут сооружены новые ППС. Первое соединение, которое войдет в Windader West, планируется ввести в эксплуатацию в 2032 г., а остальные – в 2033 г., 2034 г. и 2036 г.

В ближайшее время с участием заинтересованных сторон и общественности будет определена трасса Windader West и выбраны площадки для строительства



ППС. Необходимую документацию на планирование трассы энергетического коридора Amprion планирует направить в компетентные органы в 2024 г.



Официальный сайт Amprion
<https://www.amprion.net>

GE Vernova объявила о начале коммерческой эксплуатации четвертой группы ПГУ на ТЭС Futtsu в Японии

Подразделение Gas Power компании GE Vernova объявило о завершении модернизации и начале коммерческой эксплуатации 4-й группы парогазовых установок (ПГУ) совокупной мощностью 1,5 ГВт на ТЭС Futtsu. ПГУ оснащены тремя газовыми турбинами GE 9HA.01. Суммарная мощность ТЭС Futtsu, расположенной в г.Тиба (Япония) и находящейся в собственности компании JERA, составляет 5,6 ГВт. ТЭС состоит из 4-х групп ПГУ, введенных в эксплуатацию в период с 1985 г. по 2010г.





По информации представителей GE Vernova, модернизация позволит повысить производительность, эффективность и снизить вредные выбросы ПГУ. Помимо того, что ТЭС Futtsu является одним из крупнейших и наиболее важных объектов электроэнергетики в Японии, ТЭС также является крупнейшим в Японии терминалом СПГ, который принимает более 11 млн тонн СПГ ежегодно. ТЭС Futtsu также играет ключевую роль в энергоснабжении столичного региона Токио, обеспечивая надежное электроснабжение жителей и предприятий.

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

Калифорнийский CAISO направил на согласование в FERC проект правил работы нового рынка на сутки вперед для западных штатов США

Системный оператор американского штата Калифорния CAISO направил на согласование в Федеральную энергетическую комиссию (FERC) США итоговые предложения по внесению изменений в правила работы рынка на сутки вперед, направленные на привлечение к участию в рынке субъектов за пределами операционной зоны CAISO, а также по внесению изменений в правила функционирования ИТ-платформ будущего расширенного рынка на сутки вперед (Extended Day-Ahead Market, EDAM).

По аналогии с действующим с 2014 г. балансирующим рынком CAISO, операционная зона которого охватывает все континентальные западные штаты США (т.е. без Аляски и Гавайев), за исключением Колорадо, целью создания EDAM является, в первую очередь, оптимизация затрат на производство электроэнергии за счет перераспределения избыточной дешевой электроэнергии, выработанной ветровой и солнечной генерацией. Проведенный CAISO анализ работы балансирующего рынка показал, что экономия суммарных затрат за счет географической диверсификации производства электроэнергии составила ≈\$ 4,2 млрд за девять лет.



К ожидаемым преимуществам нового энергорынка, по результатам исследования, проведенного Energy Strategies¹ по заказу CAISO в 2022 г., прежде всего, относятся снижение суммарных затрат на производство электроэнергии и закупку мощности в размере до ≈\$1,2 млрд, увеличение выработки ВИЭ-генерации более чем на 1800 ГВт*ч и снижение выбросов CO₂ на 2,92 млн м³ ежегодно.

Что касается Калифорнии, то в рамках решения задачи по обеспечению балансовой надежности энергосистемы EDAM позволит получать более четкое представление о доступности энергоресурсов и иных условиях работы энергообъектов в пределах обслуживаемой территории. Если CAISO в рамках EDAM сможет использовать ресурсы других западных штатов как один из инструментов по обеспечению балансовой надежности энергосистемы штата, совокупные затраты на закупку резервов мощности предположительно удастся снизить на \$95 млн в год. Внедрение EDAM в масштабах всего Запада США, по оценке Energy Strategies, могло бы принести следующие выгоды:

Территория	Снижение затрат на производство электроэнергии	Снижение затрат на закупку резервов мощности	Суммарная экономия
Штат Калифорния	\$214 млн/год	\$95 млн/год	\$309 млн/год
Другие западные штаты	\$329 млн/год	\$557 млн/год	\$886 млн/год
Итого:	\$543 млн/год	\$652 млн/год	\$1195 млн/год

Разработка программного обеспечения и правил работы нового энергорынка велась с 2022 г. и осуществлялась в тесном сотрудничестве с заинтересованными сторонами, включая представителей энергосбытовых компаний, отраслевых регуляторов штатов и других организаций в зоне обслуживания CAISO. Ранее в текущем году руководящие органы CAISO и балансирующего рынка одобрили модель и управленческую структуру EDAM, включая среди прочего совместные полномочия по утверждению правил для работы EDAM.

Запуск EDAM изначально был запланирован на 2024 г., но позднее перенесен на 2025 г. CAISO ожидает, что решение FERC по подготовленным системным оператором документам будет принято до конца декабря 2023 г.

Официальный сайт CAISO
<http://www.caiso.com>

Американский MISO получил разрешение на использование запрета на участие энергоресурсов на базе ВИЭ в оказании услуг по предоставлению резервов мощности с 1 сентября текущего года

Системный оператор штатов Среднего Запада и Юга США Midcontinent ISO (MISO) получил разрешение от FERC на использование запрета на участие диспетчируемых ресурсов с нестабильным характером выработки (dispatchable intermittent resources, DIR's) в оказании услуг по предоставлению резервов мощности с 1 сентября текущего года.

¹ Независимая энергетическая консалтинговая компания, расположенная в Солт-Лейк-Сити.



В начале текущего года Solar Energy Industries Association (SEIA) – участник энергорынка под управлением MISO – подала жалобу, в связи с попыткой MISO запретить объектам генерации на базе ВИЭ выступать в качестве источников резерва мощности. Группа утверждала, что DIR's технически способны участвовать в предоставлении услуг по оперативному регулированию (regulation service) энергобаланса, а также в предоставлении включенных резервов (spinning reserves) и дополнительных резервов (supplemental reserves) мощности, и что действующие сегодня рыночные правила MISO дискриминируют некоторые энергоресурсы, поскольку они ориентированы на крупные централизованные электростанции, участвовавшие в оказании системных услуг в прошлые годы. В жалобе SEIA также отмечается, что предоставление права ресурсам на базе ВИЭ участвовать в оказании таких услуг будет способствовать развитию конкуренции.

В свою очередь, FERC заявила, что действия MISO не являются необоснованной дискриминацией, поскольку в настоящее время системный оператор сталкивается с операционными проблемами и проблемами ценообразования, связанными с тем, что DIR's не могут увеличивать мощность нагрузки в подавляющем большинстве временных интервалов, получая при этом плату на предоставление системных услуг.

Тем не менее, по мнению SEIA, FERC должна была отклонить заявку MISO, поскольку запрет формирует различное отношение к энергоресурсам, находящимся в одинаковом положении. Коалиция защитников экологически чистой энергии в операционной зоне MISO также опротестовала запрет системного оператора на участие DIR's в оказании системных услуг, заявив, что это «необоснованно дискриминирует энергоресурсы, имеющие право на участие в оказании системных услуг» и противоречит «признанной потребности MISO в большей энергетической гибкости» в течение следующих двух десятилетий.

Со своей стороны MISO заявил, что его обращение в FERC обусловлено, по крайней мере в настоящее время, «существенными различиями» между способностью возобновляемых и невозобновляемых энергоресурсов обеспечивать необходимую скорость загрузки. По словам представителей MISO, большая часть резервов мощности, формируемых за счет DIR's, нерентабельна и не может быть использована из-за сетевых перегрузок. Текущая схема MISO по отбору резервов мощности не учитывает возможности их выдачи в энергосистему. По мнению FERC, предлагаемые MISO изменения правил справедливы и разумны, не являются неоправданно дискриминационными и не носят преференциального характера, поскольку они позволяют MISO закупать резервы мощности для обеспечения надежной работы энергосистемы только у тех энергоресурсов, которые могут обеспечить надежность выдачи мощности в энергосистему.

По мнению FERC, принятие предложения MISO положит конец ситуации, когда DIR's получают плату за услуги по предоставлению мощности, «несмотря на то, что DIR's не могут обеспечить надежность поставок мощности в 99,7% времени». В сообщении FERC также говорится, что это приведет к устранению некоторых ценовых искажений на энергорынке, поскольку программное обеспечение (ПО) энергорынка MISO сможет отбирать не только DIR's, но и другие типы энергоресурсов, способных обеспечить надежность поставок мощности. По данным Независимого аудитора рынка MISO, DIR's «практически всегда недоступны», когда требуется увеличить выдаваемую мощность для обеспечения балансовой надежности энергосистемы. Независимый аудитор также отметил, что «в идеале MISO должна автоматически



лишать любой энергоресурс права выступать в качестве источника резервной мощности, если он не может обеспечить надежность выдачи мощности, но это технически невозможно для MISO ни сегодня, ни в ближайшем будущем».

FERC также посоветовала MISO усовершенствовать свое ПО для энергорынков, чтобы иметь возможность учитывать ограничения пропускной способности сетевой инфраструктуры, принимая во внимание, что тенденции и ситуации, связанные с обеспечением надежности поставок мощности, могут в будущем измениться, поскольку MISO планирует увеличивать внедрение в энергосистему объектов генерации на базе ВИЭ.

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

Апелляционный суд США по округу Колумбия опротестовал решение FERC об одобрении Юго-Восточного энергетического рынка

Апелляционный суд США по округу Колумбия (Суд) отдельным решением поддержал обращение группы компаний – Advanced Energy United, Solar Energy Industries Association и Southern Alliance for Clean Energy – об отмене вступившего в силу решения FERC о создании Юго-Восточного энергетического рынка (Southeast Energy Exchange Market, SEEM). По мнению Суда, действующие в рамках SEEM рыночные механизмы нарушают федеральные требования к условиям передачи электроэнергии по магистральным сетям, в частности, приказ FERC №888² о свободном доступе к услугам сетевых компаний.

Группа компаний, выступившая против SEEM, утверждает, что этот рынок не принесет потребителям максимальной выгоды и не приведет к появлению дополнительных объектов генерации на базе ВИЭ в энергосистеме. По мнению компаний, SEEM ущемляет интересы независимых производителей экологически чистой энергии и ставит в привилегированное положение членов SEEM, являющихся одними из крупнейших коммунальных предприятий в стране, создавая монопольные условия, которые обеспечивают условия для сохранения в эксплуатации принадлежащих им дорогостоящих углеродоёмких угольных и газовых энергоресурсов.

SEEM позволяет своим членам автоматически проводить двустороннюю торговлю электроэнергией на 15-минутном расчетном интервале, используя для этого доступную пропускную способность принадлежащих участникам SEEM электрических сетей. Такие сделки осуществляются в рамках т.н. услуги по передаче электроэнергии в режиме нефиксированного обмена (non-firm energy exchange transmission service, NFEETS), одобренной FERC в ноябре прошлого года. Однако, по мнению Суда, FERC не смогла объяснить, почему энергорынку разрешено исключать из своих участников компании, находящиеся за пределами Юго-Восточного региона США. Таким образом, из участников энергорынка были исключены 65 партнеров по двусторонней торговле электроэнергией, находящихся вне операционной зоны SEEM.

Суд также указал, что FERC допустила ошибку, отказавшись рассматривать повторные запросы относительно рыночных правил SEEM после вступления их в силу

² Приказ FERC от 24 апреля 1996 г. о поддержке конкуренции на оптовых рынках посредством недискриминационного доступа к услугам по передаче электроэнергии по магистральным сетям коммунальных предприятий и возмещении непокрываемых затрат коммунальных предприятий и организаций, оказывающих услуги по передаче электроэнергии.



на том основании, что они были поданы слишком поздно. По мнению Суда, FERC должна повторно рассмотреть рыночные правила и дать более подробное разъяснение, почему рыночная схема SEEM лучше действующей в настоящее время модели торговли электроэнергией в свете принципов открытого доступа, закрепленных в Приказе FERC №888. Кроме того, Судом был поставлен вопрос о том, может ли SEEM обеспечить проведение экономически эффективных торговых операций не на 15-минутном, а на более длительном расчетном интервале в рамках почасовой торговли электроэнергией, которые позволили бы торговым партнерам за пределами региона участвовать в них.

По мнению Суда, FERC также должна более подробно объяснить свою позицию относительно того, что SEEM не является т.н. «свободным энергопулом» и, следовательно, не обязан придерживаться требований об открытом членстве и предоставлять услуги по передаче электроэнергии субъектам, не являющимся его участниками.

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

Апелляционный суд США по округу Колумбия поддержал решение FERC относительно спора Hecate Energy и NYISO о правилах техприсоединения

Апелляционный суд США по округу Колумбия (Суд) отклонил жалобу компании Hecate Energy на правила технологического присоединения к электрической сети, действующие в Нью-Йорке.

В сентябре 2021 г. FERC отклонила жалобу Hecate Energy, оспаривавшую решение NYISO о возложении на компанию затрат на модернизацию электросетевой инфраструктуры в размере \$10 млн, которые, по мнению компании, должны быть покрыты за счет 6 проектов строительства объектов распределенной генерации. Hecate Energy утверждала, что правила техприсоединения системного оператора штата Нью-Йорк NYISO ведут к задержке реализации проектов в области возобновляемой энергетики.

В частности, Hecate Energy утверждала, что в правилах NYISO отсутствуют положения, позволяющие проектам строительства распределенной генерации, не относящимся к юрисдикции компании, получить статус «утвержденных» и фактически опередить проект, реализуемый Hecate Energy, в очереди на техприсоединение. Эти проекты были включены в базовый сценарий анализа схемы выдачи мощности в рамках проекта, реализуемого Hecate Energy. Компания заявила, что ее жалоба имеет важное значение, поскольку неясности процедуры или правил техприсоединения задерживают реализацию и ставят в невыгодное положение проекты строительства ВИЭ-генерации, направленные на вытеснение старых, менее эффективных традиционных электростанций.

Таким образом, перед Судом стояла задача определить насколько детальными должны быть правила техприсоединения системных/сетевых операторов. По результатам рассмотрения жалобы Hecate Energy Суд принял решение поддержать FERC, указав, что в правилах техприсоединения NYISO указано, что не относящиеся к юрисдикции компании-заявителя проекты могут включаться в анализ схемы выдачи мощности в целях оптимального распределения затрат на модернизацию электросетевой инфраструктуры. По мнению Суда, в правилах техприсоединения



NYISO указано, что системный оператор включает в исследование по вопросу техприсоединения реконструкцию существующих энергообъектов, о которых ему сообщают владельцы электросетевой инфраструктуры.

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

Апелляционный суд США по округу Колумбия отклонил аргументы Ассоциации поставщиков электроэнергии и группы компаний в споре о рынке мощности PJM

Ассоциация поставщиков электроэнергии (Electric Power Supply Association (EPSA), энергосбытовые компании Vistra, Constellation Energy, Calpine, LS Power Associates, Talen Energy Marketing и ряд других не смогли доказать в Апелляционном суде по округу Колумбия, что FERC допустила ошибку, когда отменила т.н. «лимита предложения по умолчанию» («default offer caps») на рынке мощности системного оператора PJM Interconnection (PJM)³.

В марте 2021 г. FERC, реагируя на жалобы, поданные компанией Monitoring Analytics, осуществляющей контроль функционирования рынка PJM, а также защитниками интересов бытовых и крупных потребителей энергии, заявила о необходимости пересмотра установленного системным оператором т.н. «лимита предложения продавца на рынке мощности» («market seller offer cap»). По мнению Monitoring Analytics и защитников интересов бытовых и крупных потребителей энергии, принятые в PJM правила установления предельного предложения мощности приводили к несправедливо высоким ценам на мощность.

В своем решении от сентября 2021 г. FERC предписала PJM принять предложение Monitoring Analytics, согласно которому владельцы электростанций должны получать одобрение контролера энергорынка по ненулевым заявкам на поставку мощности для конкретного объекта генерации, если заявка не соответствует определенным условиям. Когда FERC рассматривала изменения в рыночные правила PJM, Vistra и другие генерирующие и энергосбытовые компании, утверждали, что изменение правил не позволит участникам рынка подавать ценовые заявки, полностью отражающие их финансовые риски.

В связи с этим группа поставщиков электроэнергии в операционной зоне PJM подала иск в суд с требованием отменить решение FERC, поскольку, по их мнению, Комиссия не представила достаточных обоснований своего решения. Они также заявили, что FERC не учла риски, которым подвергаются участники энергорынка, и что это решение FERC нарушает их права на установление тарифов на мощность путем подачи ценовых заявок в соответствии с разделом 205 Федерального закона об электроэнергетике.

По результатам рассмотрения иска суд не согласился с тем, что FERC не учла предполагаемые риски участников торгов, такие как неустойка, непредвиденные простои, трудовые споры, снижение доходов от продажи электроэнергии, погодные условия, ограничения в цепочке поставок и работоспособность энергоблоков. Согласно заявлению суда, в предыдущих постановлениях FERC было четко указано, что возможные риски не должны учитываться в ценовых заявках, подаваемых в

³ В операционную зону PJM входят полностью или частично округ Колумбия и штаты Делавэр, Иллинойс, Индиана, Кентукки, Мэриленд, Мичиган, Нью-Джерси, Северная Каролина, Огайо, Пенсильвания, Теннесси, Виргиния, Западная Виргиния.



рамках рынка мощности, поскольку такие риски уже, как правило, принимаются на себя всеми участниками рынка мощности PJM. FERC же, разрешая поставщикам учитывать в своих заявках все возможные негативные факторы, необоснованно переложила бы риски с поставщиков на потребителей. Суд также отклонил аргумент о том, что ценовые заявки участников энергорынка являются тарифами на поставку мощности, а не исходными данными для определения рыночной цены мощности и поэтому защищены от изменений со стороны контролера рынка.

По мнению суда, когда поставщики мощности и контролер энергорынка подают отличающиеся ценовые заявки, заявка контролера рынка не может автоматически вытеснить заявку, направленную поставщиком. Основную роль в определении того, какая из ценовых заявок будет принята энергорынком, играет PJM. Также Суд отметил, что предложения поставщиков, поданные в рамках рынка мощности, не являются тарифами на поставку мощности, а являются исходными данными для определения рыночной цены мощности в соответствии с правовым значением раздела 205 Федерального закона об электроэнергетике.

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

Системный оператор штата Нью-Йорк озвучил свою позицию относительно продления срока выполнения очередного этапа процедуры техприсоединения СЭС Hill Solar мощностью 140 МВт

Компания Oxbow – разработчик проекта строительства СЭС Hill Solar мощностью 140 МВт в округе Мэдисон (штат Нью-Йорк) – обратилась в FERC с запросом о продлении срока прохождения одного из этапов процедуры техприсоединения до 11 августа 2024 г. в связи с тем, что компания не сможет по «независящим от нее обстоятельствам» выполнить очередной этап, связанный с окончательным согласованием места размещения СЭС и заключением соглашений о техприсоединении. По информации Oxbow, задержка произошла в связи с принятой Управлением энергетических исследований и развития штата Нью-Йорк New директивы, ужесточившей требования для получения кредитов на реализацию проектов в области ВИЭ.

Системный оператор штата Нью-Йорк в направленных в FERC комментариях по запросу Oxbow не занял определенной позиции, но, ссылаясь на приказ FERC №2023 и предыдущие указания FERC относительно необходимости соблюдения сроков техприсоединения, подчеркнул важность всех этапов процедуры техприсоединения и выразил обеспокоенность тем, что предоставление отсрочки без ограничений может негативно сказаться на других проектах, находящихся в очереди на техприсоединение. Как FERC, так и NYISO стремятся разгрузить очередь на техприсоединение: приказом №2023 были установлены штрафные санкции для проектов, не выполнивших установленный срок реализации этапов процедуры техприсоединения, а NYISO оптимизировал некоторые процессы анализа проектов, находящихся в очереди на техприсоединение.

NYISO признал, что удовлетворение разовой просьбы по проекту СЭС Hill Solar не представляет непосредственной угрозы, но заявил, что длительные задержки в выполнении установленных этапов техприсоединения могут увеличить вероятность негативных последствий. Также NYISO поддержал просьбу Oxbow к FERC о принятии



решения до 30 октября текущего года и заявил, что если Комиссия одобрит отступление от правил, то запрошенный Oxbow срок отсрочки выполнения очередного этапа процедуры техприсоединения является приемлемым.

Первоначально планировалось, что СЭС Hill Solar будет введена в эксплуатацию к концу 2026 г.

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

Американская FERC одобрила сниженный размер выплат за сохранение в работе угольной ТЭС в штате Миссури для поддержки балансовой надежности

FERC одобрила решение о снижении размера выплат MISO за сохранение в работе угольной ТЭС Rush Island, которую планировалось вывести из эксплуатации в начале 2024 г.

В 2022 г. MISO подал заявку в FERC на сохранение в работе двухблочной ТЭС Rush Island мощностью 1195 МВт до 2025 г. По заявлению MISO, закрытие ТЭС может вызвать сложности с обеспечением балансовой надежности энергосистемы.

MISO заключил с Ameren Missouri – дочерней компанией энергохолдинга Ameren и собственником ТЭС Rush Island – соглашение о ресурсах для поддержки надежности энергосистемы (System Support Resource Agreement, SSR Agreement) сроком на 12 месяцев с возможностью ежегодного продления. Ameren Missouri для вывода генерирующего объекта из эксплуатации должна получить разрешение MISO, который, со своей стороны, имеет право заключить SSR для сохранения объекта генерации в работе, если его закрытие угрожает надежности функционирования энергосистемы в условиях прогнозируемого дефицита мощности в северных и центральных районах операционной зоны MISO, в том числе в штате Миссури.

Первоначально Ameren Missouri предложила ежемесячный платеж со стороны MISO в рамках SSR в размере \$9,3 млн, но FERC предупредила, что эта сумма может оказаться слишком высокой. В мае текущего года компания Ameren в досудебном порядке урегулирования спора предложила снизить размер ежемесячного платежа до \$8,3 млн., который, по мнению FERC является обоснованным и отвечает общественным интересам.

По информации MISO, необходимость сохранения в работе ТЭС Rush Island в целях поддержания балансовой надежности энергосистемы сохранится, вероятно, еще около двух лет, пока не будет завершена модернизация электросетевой инфраструктуры и не будут введены в эксплуатацию ВЭС, СЭС и СНЭЭ, строительство которых запланировано в штате Иллинойс.

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

Вывод из эксплуатации шестого энергоблока австралийской угольной ТЭС Muja мощностью 400 МВт отложен на шесть месяцев

Вывод из эксплуатации энергоблока Muja C – 6 энергоблока угольной ТЭС Muja, расположенной в г.Колли (штат Западная Австралия), отложен на шесть месяцев в



соответствии с обновленным прогнозом по обеспечению балансовой надежности в предстоящий летний период, подготовленным АЕМО, совмещающего функции оператора национального энергорынка и системного оператора Восточной и Южной энергосистем страны. Вывести энергоблок Муја С из эксплуатации планировалось в октябре 2024 г. в соответствии с программой правительства штата по поэтапному выводу из эксплуатации всех угольных ТЭС к 2030 г. и достижению углеродной нейтральности к 2050 г.

Угольная ТЭС Муја мощностью 1094 МВт, эксплуатация которой осуществляется австралийской энергетической компанией Synergy, была введена в работу в 1966 г. На текущий момент в составе ТЭС Муја функционируют энергоблок Муја С, оснащенный 2 паровыми турбинами мощностью 200 МВт каждая, и энергоблок Муја D, также оснащенный 2 паровыми турбинами мощностью 227 МВт каждая. Энергоблоки Муја А и Муја В были выведены из эксплуатации в 2013 г.

Для обеспечения балансовой надежности энергосистемы штата в период пиковых нагрузок в предстоящий летний период энергоблок Муја С будет находиться в резерве с 1 октября 2024 г. по 1 апреля 2025 г. При необходимости энергоблок может быть запущен и начнет выдавать электроэнергию в сеть по запросу АЕМО, направляемому за 3 дня до планируемого начала работы энергоблока в составе энергосистемы.

Ожидается, что энергоблок Муја С будет полностью выведен из эксплуатации в 2025 г. Это не повлияет на планы правительства по закрытию 2 остающихся в эксплуатации угольных ТЭС Collie и Муја в 2027 г. и в 2029 г. соответственно.

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

