



СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

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

16.05.2025 – 22.05.2025



Повышение напряжения в сети 400 кВ привело к отключениям на значительной части Северной Македонии

По сообщению системного оператора Северной Македонии МЕПСО, в 5 часов утра 18 мая произошло масштабное отключение потребителей в сети напряжением 110 кВ. Аварией были затронуты крупнейшие города Северной Македонии, включая большую часть столицы страны Скопье. Причиной отключения, по информации МЕПСО, стало повышение напряжения в сети 400 кВ по всему региону, которое привело к кратковременному отключению силовых трансформаторов 400/110 кВ на трансформаторных ПС.

В МЕПСО считают, что аварийная ситуация, сложившаяся в энергосистеме Северной Македонии 18 мая, – это региональная и европейская проблема, с которой сталкиваются почти все операторы передающих систем и причиной возникновения которой является снижение потребления электроэнергии в ночные часы и выходные дни в это время года, приводящее к недостаточной загруженности ЛЭП и повышению напряжения в передающей сети.

По оценке министерства энергетики Болгарии, недостаточная загруженность ЛЭП 400 кВ в Северной Македонии привела к дополнительным перетокам реактивной мощности и повышению напряжения в сети 400 кВ до 450 кВ, что вызвало срабатывание автоматики ограничения повышения напряжения на ПС 400/110 кВ. Проблемы с надежностью электроснабжения утром 18 мая возникли не только в Северной Македонии, но и в соседних Сербии и Хорватии, что было обусловлено недостаточной энергетической гибкостью энергосистем Северной Македонии, Сербии и Хорватии. При этом болгарская энергосистема, которая располагает 90% долей гибких энергоресурсов на территории Юго-Восточной Европы (включая Чаирскую ГАЭС, которая может работать в режиме синхронного компенсатора, потребляя избыточную реактивную мощность) работала стабильно и проблемы с надежностью электроснабжения не ощущались ни бытовыми, ни промышленными потребителями. Благодаря наличию достаточных генерирующих и компенсирующих мощностей удалось сдержать распространение аварии, и болгарская энергосистема поддержала восстановление нормального уровня напряжения как в Северной Македонии, так и в других соседних странах.

Официальный сайт МЕПСО, информационно-аналитический ресурс Dir.bg
<https://www.mepso.com.mk>, <https://business.dir.bg>

Получено разрешение на строительство шельфовой ВЭС Rampion 2 проектной мощностью 1,2 ГВт в Великобритании

Государственный секретарь Великобритании по вопросам энергетической безопасности и безуглеродности Эд Милибэнд в рамках правительственного «Плана перемен» выдал разрешение на строительство шельфовой ВЭС Rampion 2, которую планируется разместить у побережья графства Суссекс, в Юго-Восточной Англии.

В акватории ВЭС Rampion 2 проектной мощностью 1,2 ГВт планируется установить до 90 ветровых турбин. Вырабатываемая ВЭС электроэнергия по подводным и подземным КЛ будет передаваться на ПС, которую планируется



построить в районе Коуфолда, а затем выдаваться в сеть централизованного электроснабжения в Болни (Средний Суссекс).

Ожидается, что ВЭС Rampion 2 обеспечит возобновляемой электроэнергией более миллиона британских домохозяйств, а на этапе строительства ВЭС будет создано около 4 тыс. новых рабочих мест. Проект строительства ВЭС Rampion 2 готов к участию в будущем аукционе по продаже контрактов на разницу цен (Contract for Difference, CfD), что является важнейшим шагом на пути к выработке партнерами по проекту окончательного финансового инвестиционного решения (FID). После выработки FID можно будет приступить к строительству, а к концу десятилетия, как ожидается, ВЭС Rampion 2 будет введена в эксплуатацию. Помимо проекта строительства ВЭС Rampion 2, RWE разрабатывает еще 8 проектов строительства шельфовых ВЭС в Великобритании.

В прошлом месяце британское правительство объявило об инвестировании свыше £ 55 млн в расширение порта Кромарти-Ферт в Шотландии в целях поддержки строительства плавучих шельфовых ВЭС.

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

Британский Ofgem одобрил изменения NESO для процедуры технологического присоединения

Британский отраслевой регулятор Ofgem одобрил предложенные системным оператором Великобритании NESO изменения в процедуре техприсоединения.

Необходимость реформы процесса техприсоединения обусловлена тем, что за последние 5 лет количество заявок увеличилось в 10 раз, а крупные потребители вынуждены до 15 лет ожидать рассмотрения заявок, что оказывает значительное сдерживающее влияние на развитие и новые инвестиции. При этом, по данным NESO, на текущий момент суммарная мощность проектов строительства экологически чистых генерирующих активов в очереди составляет свыше 750 ГВт, что в 4 раза больше, чем необходимо для достижения национальных экологических целей к 2030 г. и в 2 раза – к 2050 г.

В основу нового подхода к рассмотрению заявок положен принцип «первый готов – первый рассматривается». Вносимые в процедуру изменения направлены на сокращение сроков рассмотрения заявок, избежание перегрузки очереди т.н. «зомби-проектами» и поддержку тех проектов, которые необходимы для реализации целей по достижению углеродной нейтральности и которые гарантированно будут реализованы. При рассмотрении заявок предпочтение будет отдаваться проектам строительства ВИЭ-генерации (преимущественно ВЭС и СЭС), а также ЦОД и энергообъектам, использующим технологии на базе искусственного интеллекта (ИИ)¹.

Ожидается, что реформа, помимо достижения целевых показателей в области экологически чистой энергетики, принесет также столь необходимую инвесторам и разработчикам проектов определенность, что обеспечит привлечение в отрасль до £ 40 млрд инвестиций ежегодно.

Официальный сайт NESO
<https://www.neso.energy>

¹ По данным британского Министерства энергетической безопасности и безуглеродности (DESNZ), начиная с июля 2024 г. объем планируемых инвестиций в строительство ЦОД в Великобритании превысил £ 38 млрд, однако их реализации препятствует медленное продвижения проектов в очереди на техприсоединение.



Концерн EnBW ввел в эксплуатацию одну из первых в Германии газотурбинных электростанций, готовых к работе на водородном топливе

На фоне интенсивных политических дебатов о правовой базе для финансирования строительства остро необходимой диспетчируемой генерации немецкий энергетический концерн EnBW (после трех лет планирования и согласований, а также двух лет строительства) объявил о вводе в эксплуатацию на площадке ТЭЦ в Штутгарте-Мюнстере одной из первых в Германии ГТЭС, которая может работать в т.ч. на водородном топливе.

ТЭЦ в Штутгарте-Мюнстере занимает особое место в портфеле генерации EnBW. ТЭЦ работает в основном на твердых бытовых и промышленных отходах (мусоре). Помимо выработки электроэнергии ТЭЦ в Штутгарте-Мюнстере (вместе с ТЭЦ в Штутгарт-Гайсбурге и ТЭЦ в Альтбахе/Дейзизау) обслуживает сеть централизованного теплоснабжения, охватывающую центральный регион реки Неккар, обеспечивая теплом более 28 500 домов, 1 400 предприятий и 380 общественных объектов в Штутгарте и его окрестностях. В случае недостаточной выработки тепла в зимний период включались три работающих на угле и мазуте энергоблока, которые теперь заменяются на ГТЭС, способную работать на водородном топливе. ГТЭС будет работать как в базовой, так и в пиковой части графика электрических нагрузок, и снабжать город Штутгарт 124 МВт электрической и 370 МВт тепловой энергии. С апреля 2024 г. к сети централизованного теплоснабжения подключен установленный на площадке ТЭЦ мощный тепловой насос, вырабатывающий дополнительно до 24 МВт тепловой энергии.

После непродолжительного периода параллельной работы весной 2026 г., работающие на угле и на мазуте энергоблоки ТЭЦ в Штутгарте-Мюнстере будут полностью выведены из эксплуатации. Это внесет значительный вклад в смягчение последствий изменения климата в Штутгарте, который стремится к 2035 г. стать полностью безуглеродным городом.

Проведенная EnBW модернизация ТЭЦ в Штутгарте-Мюнстере является важным сигналом к появлению большего количества электростанций подобного типа, особенно учитывая, что юг Германии остро нуждается в маневренных электростанциях для дополнения погодозависимой ВИЭ-генерации и поддержания устойчивости энергосистемы. При этом, по мнению генерального директора EnBW Георга Стамателопулоса, строительство генерации, необходимой для осуществления энергетического перехода, не может быть профинансировано только за счет рынка. Поэтому правительству Германии необходимо создать систему нормативных стимулов для увеличения соответствующих инвестиций в рамках своей программы действий в первые 100 дней пребывания у власти.

В рамках дальнейшей работы по переходу на более экологичные виды топлива EnBW планирует перевести ранее работавшие на угле станции в Альтбахе/Дейзизау и Хайльбронне на водородное топливо. Таким образом, EnBW продолжает декарбонизацию своего портфеля генерирующих мощностей. Совокупная мощность электростанций, переводимых на более экологичные виды топлива, составляет 1,5 ГВт, суммарный объем выделяемых на это инвестиций – около € 1,6 млрд. На долю ВИЭ-генерации уже приходится около 59% суммарной установленной мощности в портфеле генерирующих активов EnBW.

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



Нидерландский TenneT обеспокоен задержкой в модернизации передающей сети в провинциях Северный Брабант и Лимбург

Ввиду участвовавших случаев возникновения т.н. «узких» мест в электрических сетях Нидерландов и достижения максимального уровня загрузки передающей сети, обусловленных растущим потреблением, быстрыми темпами электрификации сферы ЖКХ, транспорта и других секторов экономики, нидерландский системный оператор TenneT предпринимает ряд мер для устранения этой проблемы, таких, например, как расширение и модернизация электросетевой инфраструктуры². Однако, как отмечает TenneT, в провинциях Северный Брабант и Лимбург на юге страны реализация проектов модернизации электросетевой инфраструктуры задерживается. Это означает, что крупные потребители и производители электроэнергии (преимущественно ВЭС и СЭС) будут находиться в листе ожидания на техприсоединение на несколько лет дольше, чем планировалось.

В течение следующего десятилетия TenneT планирует реализовать 700 масштабных проектов, направленных на укрепление и расширение электросетевой инфраструктуры, которые включают в себя модернизацию эксплуатируемых ЛЭП, сооружение новых электрических соединений для подключения строящихся объектов генерации на базе ВИЭ и замену электросетевого оборудования. Задержка сроков реализации проектов модернизации электросетевой инфраструктуры, по информации TenneT, связана с такими проблемами, как более длительные, чем ожидалось, сроки получения необходимых разрешений, задержки с поставкой трансформаторов, длительные процедуры отвода земельных участков и обнаружение охраняемых видов животных в местах планируемого строительства электросетевой инфраструктуры.

Помимо упомянутых задержек с модернизацией сетевой инфраструктуры в Северном Брабанте и Лимбурге, TenneT ожидает, что в ближайшие годы будет отложена реализация проектов, направленных на укрепление и расширение электросетевой инфраструктуры, в других регионах Нидерландов. TenneT прилагает все усилия, чтобы предотвратить это, но не может справиться с данной проблемой в одиночку, поэтому системный оператор призывает правительство, регулирующие органы и другие заинтересованные стороны активно включиться в решение проблем, связанных с задержкой реализации проектов, направленных на укрепление и расширение электросетевой инфраструктуры.

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

Испанский REE запустил интерактивную карту зарядных станций для EVs

В рамках пятого заседания Рабочей группы по развитию инфраструктуры зарядки электромобилей вице-президент, министр экологического перехода Испании Сара Аагесен представила интерактивную карту сети зарядных станций для электромобилей (ЭЗС) на базе программной платформы, разработанной системным

² TenneT совместно с энергокомпанией Enexis также продолжает изучать возможность снижения нагрузки на электросетевую инфраструктуру в часы пиковых нагрузок за счет переноса максимума потребления крупных предприятий на другие часы суток, а также за счет перехода на новый тип договора на передачу электроэнергии, предусматривающий ограничения по времени доступа к передающей сети - гарантированный прием/выдача электроэнергии вне и возможные ограничения в часы пиковых нагрузок на энергосистему, что обеспечивает более эффективное использование пропускной способности передающей сети.



оператором REE – Red de Puntos de Recarga de Vehículos Eléctricos (REVE)³, где в реальном времени представлены данные о 25 600 публичных ЭЗС по всей стране.

Интерактивная карта зарядных станций для электромобилей



Цель создания REVE – облегчить владельцам электромобилей планирование маршрутов поездок и способствовать массовому внедрению электромобилей.

REE, основываясь на информации от более чем 180 операторов, в управлении которых находится 80% от общего количества ЭЗС, обеспечивает пользователям возможность получения обновляемой каждые 5 мин информации о статусе ЭЗС (свободна/занята/забронирована/не работает), типах разъемов и мощности электрораздаточных колонок⁴, тарифе на отпускаемую электроэнергию и способах оплаты. По умолчанию программа построения маршрута предлагает воспользоваться ближайшей ЭЗС в любой точке материковой Испании, которая находится не более чем в 50 км от пользователя.

В настоящее время интерактивная карта сети ЭЗС доступна на ПК по ссылке: <https://www.mapareve.es/>. До конца текущего года REE намерен ввести в эксплуатацию мобильное приложение REVE для операционных систем iOS и Android.

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

АМЕРИКА

Североамериканская NERC подготовила новую редакцию стандарта обеспечения надежности генерирующего оборудования в экстремальные холода

Североамериканская корпорация по надежности электроснабжения (North American Electric Reliability Corporation, NERC), ответственная за разработку и

³ Проект реализован в соответствии с Королевским указом 4/2024 и Законом 7/2021 об изменении климата.

⁴ Электрораздаточные колонки выдаваемой мощностью свыше 43 кВт предназначены для быстрой зарядки электромобилей.



контроль соблюдения стандартов по обеспечению надежности, направила в адрес федеральных регулирующих органов проект стандарта EOP-012-3, определяющего требования к готовности и эксплуатации генерирующего оборудования в экстремально холодную погоду, после того как два предыдущих проекта стандарта не получили одобрения заинтересованных сторон. Цель предлагаемого стандарта – улучшить предыдущую версию документа EOP-012-2 за счет:

- предоставления четких критериев того, в каких случаях владельцы генерирующих объектов могут объявить об ограничениях, которые не позволят принять определенные меры, направленные на решение проблем с защитой от замерзания оборудования;
- сокращение сроков выполнения владельцами объектов генерации планов мероприятий, направленных на оперативное решение проблем с защитой от замерзания оборудования;
- требование к владельцам генерирующих объектов, вводящим в эксплуатацию новое генерирующее оборудование, подключаемое к сети централизованного электроснабжения начиная с 1 октября 2027 г., обеспечить возможность работы данного оборудования в экстремально холодную погоду;
- требование к объектам объектов генерации пересматривать имеющиеся ограничения по работе в экстремально холодную погоду не реже одного раза в 36 месяцев (ранее требовалось их пересматривать не реже одного раза в пять лет) на предмет сохранения их актуальности, чтобы обеспечить учет внедрения новых технологий в данном направлении и переоценку обстоятельств, препятствующих их внедрению.

NERC впервые разработала стандарт EOP-012 в 2022 г., чтобы гарантировать, что владельцы генерирующих мощностей примут соответствующие меры по подготовке к экстремально холодной погоде. По информации представителей NERC, начиная с 2011 г. экстремально холодная погода в течение нескольких лет была одним из основных факторов возникновения аварийных ситуаций, кульминацией которых стала аварийная ситуация в феврале 2021 г., когда на США обрушился зимний шторм «Ури», вызвавший веерные отключения электроэнергии в Техасе и приведший к гибели сотен людей. Зимний шторм «Ури» с его разрушительными человеческими и экономическими потерями подчеркнул необходимость внедрения строгих стандартов обеспечения надежности генерирующего оборудования.

Новая редакция стандарта, подготовленная NERC на базе предыдущей редакции и с учетом комментариев широкой группы заинтересованных сторон, представляет собой значительный шаг вперед в решении проблемы рисков, связанных с работой генерирующего оборудования в экстремально холодную погоду. Сосредоточившись на последовательном внедрении мер, направленных на устранение проблем, связанных с замерзанием оборудования, стандарт EOP-012-3 поможет обеспечить лучшую подготовленность энергосистемы к противостоянию экстремальным погодным явлениям.

Официальный сайт NERC
<http://www.nerc.com>

Американская FERC одобрила предложение MISO по увеличению предельной цены поставок для ликвидации дефицита электроэнергии (мощности)

Федеральная комиссия по регулированию энергетики (FERC) США своим приказом разрешила системному оператору штатов Среднего Запада и Юга США



Системный оператор Единой энергетической системы

Midcontinent ISO (MISO)⁵ увеличить предельную цену электроэнергии, поставляемой в целях ликвидации дефицита электроэнергии (мощности), которая характеризуется финансовым показателем Value of Lost Load (VoLL), на уровне 10 000 \$ за МВт*ч – почти в три раза выше нынешнего значения, установленного в 2007 г. и составляющего \$ 3 500 за МВт*ч, который, по мнению системного оператора, является слишком низким и не отражает готовность потребителей платить за надежность электроснабжения. Новое значение VoLL начнет действовать с 30 сентября текущего года и будет использоваться в качестве предельной цены для локальных маржинальных и клиринговых рыночных цен в периоды вынужденного ограничения нагрузки потребления.

FERC также одобрила предложения MISO по внесению изменений в формирование кривой спроса на оперативные резервы мощности (Operating Reserve Demand Curve, ORDC), на основе которой определяются закупочные цены при дефиците резервов мощности и которая скоррелирована с VoLL. Хотя в периоды вынужденного ограничения нагрузки потребления MISO может использовать VoLL в размере 10 000 \$ за МВт*ч в качестве максимальной почасовой цены оперативных резервов мощности, системный оператор предложил установить максимальное почасовое значение ORDC на уровне \$ 6 000 за МВт*ч и сохранять его неизменным до тех пор, пока не будет обеспечено до 50% необходимого объема оперативных резервов мощности, после чего ORDC начнет плавно снижаться до подтверждения MISO наличия более 80% оперативных резервов. После этого ORDC примет форму двухступенчатой кривой, где первая ступень в \$ 1 100 за МВт*ч и вторая ступень в \$ 600 за МВт*ч – почасовые цены оперативных резервов мощности вплоть до достижения 88% и 100% объема необходимых оперативных резервов мощности соответственно. Текущая форма ORDC, используемая MISO – две длинных плоских ступени в \$ 1 100 за МВт*ч и \$ 2 100 за МВт*ч, которые затем переходят в восходящую кривую до достижения максимума на уровне \$ 3 500 за МВт*ч.

FERC разрешила MISO использовать два значения VoLL – одно для ORDC, а другое для оценки финансового ущерба от вынужденного ограничения нагрузки для всех классов потребителей. Комиссия считает, что более высокое значение VoLL и более гибкое максимальное значение ORDC дадут участникам энергорынка эффективные финансовые стимулы для реагирования на дефицит генерирующих мощностей и побудят их действовать таким образом, чтобы поддерживать балансовую надежность энергосистемы в операционной зоне MISO путем увеличения предложения или снижения потребления электроэнергии. MISO ожидает, что более высокий потолок цен в целях ликвидации дефицита электроэнергии (мощности) снизит частоту возникновения и продолжительность ситуаций вынужденного ограничения нагрузки потребления.

MISO планирует ограничивать цены на поставку электроэнергии (мощности) в случае продолжительных ограничений нагрузки потребления. Так, планируется снижать VoLL вдвое – до \$ 5 000 за МВт*ч – после четырех часов постоянного ограничения нагрузки потребления в чрезвычайных ситуациях в условиях максимальной загрузки генерации. Если активные меры по снижению нагрузки потребления не будут отменены до закрытия рынка на сутки вперед, в 10:30 EST⁶, MISO продлит действие VoLL в размере \$ 5 000 за МВт*ч на следующий

⁵ Операционная зона MISO включает полностью или частично штаты Техас, Монтана, Северная Дакота, Южная Дакота, Миннесота, Висконсин, Мичиган, Иллинойс, Индиана, Миссури, Кентукки, Арканзас, Миссисипи, Луизиана.

⁶ Eastern Standard Time (EST) – североамериканское восточное время.



операционный день. При ограничении нагрузки потребления, продолжающемся в течение 2-х и более суток, MISO снизит значение VoLL на рынке на сутки вперед и на балансирующем рынке до \$ 2 000 за МВт*ч в течение последующих операционных суток до возобновления нормального режима работы энергосистемы. Значение VoLL в \$ 2 000 за МВт*ч выбрано MISO в соответствии с приказом FERC № 831 и стремлением системного оператора ограничить цены на электроэнергию (мощность) в случае экстремально длительных ограничений нагрузки потребления.

Информационно-аналитический ресурс RTO Insider
<http://www.rtoinsider.com>

FERC частично одобрила предложенные NYISO и ISO-NE изменения правил рассмотрения заявок на технологическое присоединение объектов генерации

FERC одобрила значительную часть изменений в правила рассмотрения заявок на техприсоединение к энергосистеме новых объектов генерации, предложенных системными операторами штата Нью-Йорк NYISO и Новой Англии⁷ ISO-NE, которые разработаны во исполнение приказа FERC от 28 июля 2023 г. № 2023, направленного на совершенствование процедуры техприсоединения. Приказ обязал системных операторов пересмотреть процедуры техприсоединения новых объектов генерации, в том числе внедрив процедуру комплексного (кластерного) анализа заявок по принципу «первый готов – первый рассматривается». При этом системным операторам дано право выдвигать встречные предложения с учетом региональных особенностей.

Перед NYISO стояла задача адаптировать некоторые сроки, установленные в приказе FERC № 2023, под действующую процедуру отбора заявок на техприсоединение на определенный квалификационный период – Class Year, где системный оператор уже применяет процедуру кластерного анализа заявок. Так, например, NYISO предложил увеличить максимальный срок, выделяемый FERC на проведение общего цикла исследований, с 585 до 596 дней, а также увеличить время взаимодействия с разработчиками проектов с 60 до 70 дней. При этом, приняв значительную часть предложений NYISO, Комиссия отклонила часть предложений и потребовала, чтобы NYISO представил доработанный с учетом замечаний FERC документ в течение 60 дней, в том числе:

- О запрете заявителям привлекать сторонних консультантов для проведения исследований в рамках процедуры техприсоединения.
- О применении штрафных санкций только в конце процедуры, а не по завершении первого этапа. Комиссия отметила, что это не создает для NYISO достаточных стимулов своевременно завершить первый этап.
- Об установлении 300-дневного срока проведения исследования влияния нового энергообъекта на надежность энергосистемы. Комиссия предложила NYISO либо придерживаться регламентированного приказом № 2023 150-дневного срока, либо предоставить веские обоснования своего предложения.
- О применении разработанной NYISO методики распределения затрат на проведение нескольких исследований. Комиссия расценила данное предложение, как выходящее за рамки приказа № 2023, предоставив при этом NYISO возможность направить данное предложение в качестве отдельной инициативы.

⁷ Новая Англия – регион на северо-востоке США, включающий в себя штаты Коннектикут, Мэн, Массачусетс, Нью-Гэмпшир, Род-Айленд и Вермонт.



Что касается предложений ISO-NE, то комиссия одобрила предложения:

- Об установлении 270-дневного срока проведения кластерного анализа в рамках процедуры техприсоединения вместо 150 дней, установленных приказом № 2023. Комиссия отметила при этом, что 150-дневный срок проведения кластерного анализа невыполним для региона Новая Англия.
- О сокращении сроков проведения повторного кластерного анализа с 150 до 90 дней. Комиссия отметила, что ISO-NE будет использовать те же базовые данные, что и для первичного кластерного анализа, но с меньшим количеством заявок на техприсоединение, что позволит ускорить процедуру техприсоединения.
- О необходимости внесения фиксированного депозита при подаче заявки на техприсоединение в размере \$ 250 тыс. и сбора за проведение кластерного анализа в размере \$ 50 тыс.
- Об установлении первоначального депозита коммерческой готовности (commercial readiness deposit, CRD) проекта в размере \$ 500 тыс.⁸ Комиссия отметила, что такой размер CRD поможет предотвратить подачу спекулятивных заявок на техприсоединение.

FERC согласовала введение ISO-NE временного запрета на использование гарантийных обязательств для депозитов, хотя данный запрет не соответствует положениям приказа № 2023. Комиссия согласилась с тем, что ISO-NE необходимо дополнительное время для разработки процедуры приема таких гарантийных обязательств, и потребовала представить в FERC предложения о планируемых сроках начала приема гарантийных обязательств в отношении CRD и депозита за проведение исследований.

Кроме того, комиссия отметила, что проведение ISO-NE в переходный период кластерного исследования сетевых ресурсов – Transitional Capacity Network Resource (CNR) Group, которое позволяет проектам, уже завершившим исследования воздействия на энергосистему, получить право на подключение без прохождения полного кластерного анализа в соответствии с новой процедурой, облегчает переход к новой процедуре и учитывает интересы и инвестиции участников текущего процесса техприсоединения, находящихся на завершающих этапах. В дальнейшем право на подключение будет предоставляться только после проведения стандартизированного кластерного анализа.

Информационно-аналитический ресурс RTO Insider
<https://www.rtoinsider.com>

Техасский ERCOT прогнозирует рост нагрузки потребления до 145 ГВт к 2031 году

Системный оператор штата Техас ERCOT представил долгосрочный прогноз увеличения нагрузки потребления с горизонтом до 2031 г., скорректированный относительно прогнозов, подготовленных ранее на основе исторических данных энергосбытовыми компаниями, и учитывающий неопределенный характер роста мощности ЦОД и других крупных потребителей. Так, согласно прогнозу системного оператора, максимальная нагрузка потребления к 2031 г. вырастет на 60 ГВт

⁸ В соответствии с приказом FERC № 2023 размер CRD должен в два раза превышать общую сумму сборов за проведение исследований в рамках процедуры техприсоединения.



относительно текущего рекордного максимума⁹ – до 145 ГВт, вместо прогнозируемых сбытовыми компаниями 218 ГВт.

Новая методология долгосрочного прогнозирования нагрузки потребления является результатом принятого в 2023 г. закона штата – House Bill 5066, который обновил правила регионального планирования развития электросетевой инфраструктуры и обязал ERCOT при региональном планировании учитывать прогнозируемый рост нагрузки потребления, опираясь на данные энергосбытовых компаний. Ранее законодательство штата ERCOT разрешало при планировании развития электросетевой инфраструктуры учитывать только нагрузку тех энергообъектов, с которыми были заключены договора о техприсоединении.

Кроме того, House Bill 5066 обязывает ERCOT ежегодно публиковать отчет с количественной оценкой потенциала существующих и планируемых генерирующих мощностей, а также уровня электропотребления. Для подготовки данного отчета системный оператор будет использовать выпускаемый им каждые полгода аналитический отчет о балансовой надежности энергосистемы в операционной зоне ERCOT – «Capacity, Demand and Reserves» (CDR). Последний, выпущенный системным оператором CDR на период 2026-2029 гг., подготовленный с учетом прогнозов энергосбытовых компаний и в соответствии с требованиями нового законодательства, был опубликован в декабре 2024 г.

Корректировка прогнозируемой нагрузки потребления была произведена ERCOT на основании трех ключевых факторов:

- 180-дневная отсрочка ввода в эксплуатацию для всех новых крупных потребителей;
- снижение объемов прогнозируемого строительства новых ЦОД – до 49,8% от заявленных ранее;
- уменьшение официально подтвержденной прогнозируемой суммарной присоединенной мощности потребителей до 54,55% от заявленной изначально.

Информационно-аналитический ресурс RTO Insider
<https://www.rtoinsider.com>

Американский CAISO подготовил новые предложения о распределении доходов от ликвидации сетевых перегрузок для регионального рынка на сутки вперед

В рамках подготовки к запуску Расширенного рынка на сутки вперед (Extended Day-Ahead Market, EDAM) в западных штатах США системный оператор Калифорнии CAISO подготовил очередные предложения о распределении доходов от устранения сетевых перегрузок. FERC согласовала внесение изменений в общие требования к работе в составе энергосистемы (OATT)¹⁰ CAISO для запуска EDAM еще в 2024 г. – начало работы энергорынка запланировано на 2026 г.

Согласно действующим рыночным правилам EDAM, участники энергорынка в одной зоне балансирования (Balancing Authority Area, BAA) в конечном итоге вынуждены нести дополнительные расходы, связанные с перераспределением

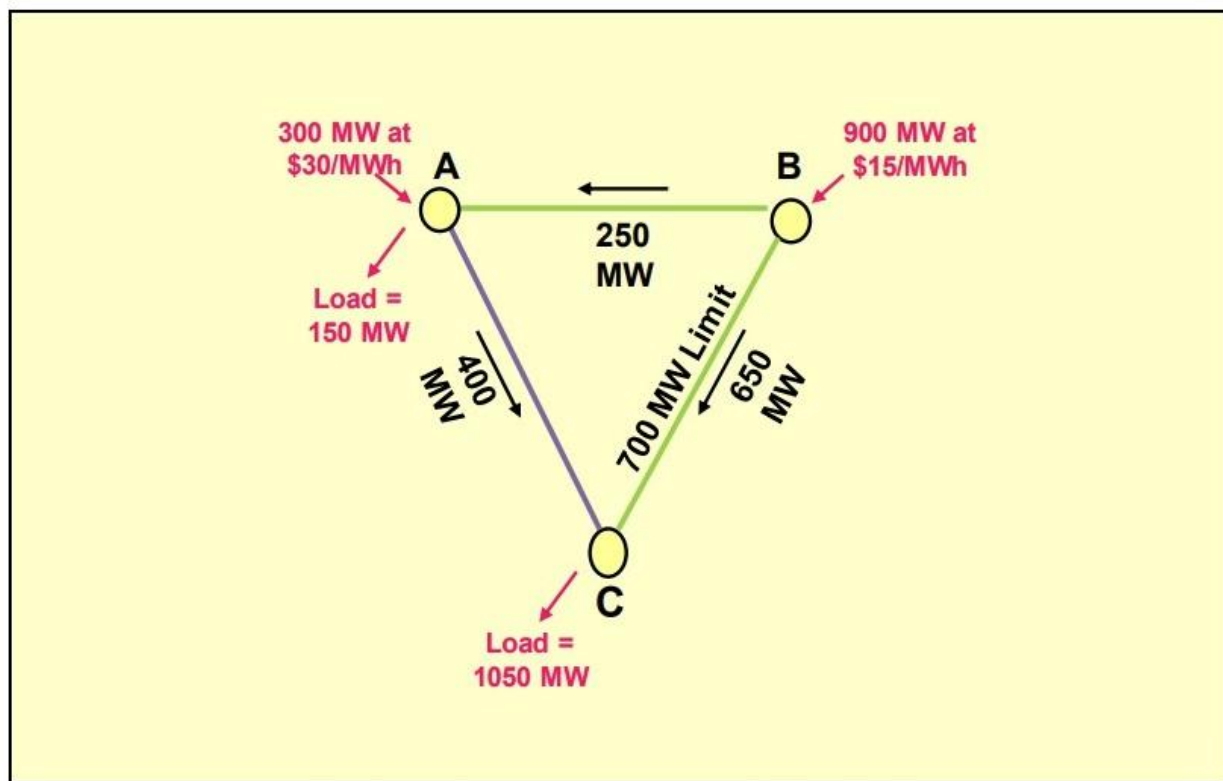
⁹ 85,5 ГВт в августе 2023 г.

¹⁰ Open Access Transmission Tariff (OATT) – документ, регулирующий вопросы подключения к электрической сети и передачи электроэнергии, разрабатываемый каждым предприятием США, занятым в сфере энергоснабжения населения (public utility), которое владеет, распоряжается или управляет электросетевыми объектами.



перетоков электроэнергии (мощности) в целях устранения сетевых перегрузок, причиной которых стали ограничения пропускной способности передающей сети в соседних ВАА.

Пример перераспределения перетоков мощности между ВААs А, В и С из-за ограничения пропускной способности электрических связей между ВАА В и ВАА С



Purple and Green are transmission of different TSPs
All lines have equal reactance and zero resistance

Предусмотренная в ОАТТ услуга передачи электроэнергии (мощности) «от точки приема к точке доставки» (Transmission Service Provider's Point-to-Point, TSP PTP) предоставляется без полного учёта возможных параллельных перетоков, а управление перетоками электроэнергии (мощности) при отклонении от планового графика поставок в настоящее время требует принятия таких мер, как сокращение объема негарантированных (non-firm) TSP PTP и неплановое перераспределение загрузки генерирующих мощностей (out-of-merit redispatch) в ВАА, участвующей в устранении сетевых перегрузок.

В целях предоставления участникам энергорынка расширенных возможностей хеджирования или иных способов управления расходами на устранение сетевых перегрузок, CAISO предлагает ввести в рыночные правила EDAM такие понятия, как права на получение доходов от устранения сетевых перегрузок (congestion revenue rights, CRR), что обеспечит участникам энергорынка возможность хеджирования расходов на устранение сетевых перегрузок. Однако реализация данного предложения, по мнению эксперта рынка под управлением CAISO, потребует времени для разработки и внедрения механизма CRR в правила энергорынка, а также обеспечения возмещения соответствующих затрат для поставщиков TSP PTP.

Информационно-аналитический ресурс RTO Insider
<https://www.rtoinsider.com>



АВСТРАЛИЯ

Введена в эксплуатацию первая очередь HVAC-соединения EnergyConnect между штатами Южная Австралия, Новый Южный Уэльс и Виктория

Системный оператор австралийского штата Южная Австралия ElectraNet объявил о вводе в эксплуатацию первой очереди межсистемного HVAC-соединения EnergyConnect¹¹ между Робертстауном (штат Южная Австралия), Буронгой (штат Новый Южный Уэльс) и Ред Клиффсом (штат Виктория). Протяженность участка EnergyConnect в операционной зоне ElectraNet – от ПС Robertstown до границы с Новым Южным Уэльсом – составляет 206 км. Также на данном участке была построена ПС 330 кВ Bunday¹². Ввод в эксплуатацию первой очереди соединения позволит передавать до 150 МВт мощности между тремя штатами.



Проект строительства EnergyConnect является крупнейшим в области передачи электроэнергии, когда-либо реализованным ElectraNet. EnergyConnect значительно укрепит электрическую сеть штата и повысит надежность электроснабжения потребителей в Южной Австралии, которая поставила перед собой цель полностью перейти на «чистую» энергию к 2027 г. EnergyConnect является последним из крупных проектов, реализованных ElectraNet за последние пять лет, которые необходимы для достижения данной цели.

Продолжается строительство участка в Новом Южном Уэльсе (между Буронгой и Вагга-Ваггой) протяженностью 540 км. После ввода в эксплуатацию второй очереди и соответствующих испытаний, которые планируется провести в конце 2027 г., все 800 МВт пропускной способности EnergyConnect будут доступны для Национального рынка электроэнергии Австралии.

Официальный сайт ElectraNet
<https://electranet.com.au>

¹¹ HVAC соединение EnergyConnect напряжением 330 кВ, протяженностью 900 км и пропускной способностью 800 МВт свяжет энергосистему штата Южная Австралия с энергосистемами штатов Новый Южный Уэльс и Виктория.

¹² За реализацию проекта строительства ElectraNet в Новом Южном Уэльсе отвечает системный оператор штата Transgrid.

