



СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

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

10.10.2025 – 16.10.2025



ЕВРОПА

Итальянский Terna провел первый аукцион по отбору СНЭЭ в рамках MACSE

Итальянский системный оператор Италии Terna завершил первый аукцион по отбору СНЭЭ на базе литий-ионных аккумуляторных батарей в рамках специального нового фьючерсного механизма (Electricity Storage Procurement Mechanism / Mercato a termine degli stoccaggi, MACSE).

Концепция MACSE, разработанная Terna, была одобрена Еврокомиссией в декабре 2023 г. и затем Министерством окружающей среды и энергобезопасности Италии в октябре 2024 г.

Аукцион проводился для четырех отдельных торговых зон, и для каждой Terna определил минимальную и максимальную совокупную энергоемкость СНЭЭ. Общая энергоемкость отобранных СНЭЭ составила 10 ГВт*ч, что полностью покрывает потребности в необходимом объеме аккумулирования электроэнергии. Победители аукциона обязуются построить СНЭЭ и предоставлять услуги по аккумулированию другим участникам рынка через ИТ-платформу под управлением энергобиржи (Gestore del Mercato Elettrico, GME) и имеют право на получение ежегодной фиксированной премии от Terna.

Аукцион вызвал значительный интерес: число заявок на участие превысило запрос Terna более чем в четыре раза. Средневзвешенная цена аккумулирования электроэнергии для отобранных СНЭЭ составила € 12 959 за МВт*ч в год: для Центрально-Южной зоны – € 14 566, для Южной Италии и Калабрии – € 12 146, для Сицилии – € 15 846, для Сардинии – € 15 029, что значительно ниже цены резервных генерирующих установок (€ 37 000 за МВт*ч в год). Энергообъекты, получившие контракты, должны быть введены в эксплуатацию в 2028 г.

По мнению Terna, СНЭЭ, построенные в рамках MACSE, будут играть ключевую роль в работе энергосистемы в ближайшие годы, поскольку доля недиспетчируемых ВИЭ-ресурсов в Италии продолжает расти – с 2023 г. введено в эксплуатацию 17 ГВт. СНЭЭ позволят полностью интегрировать их в энергосистему и обеспечат системные услуги, необходимые для поддержания надежности.

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

Европейские системные операторы формируют инновационный альянс для создания климатически устойчивой энергосистемы

В развитие масштабных мероприятий ЕС по энергопереходу восемь TSOs, под управлением которых находится значительная часть европейской передающей сети, – Swissgrid, Elia, 50Hertz, TenneT, Terna, RTE, Red Eléctrica и Amprion – сформировали инновационный альянс (TSO Innovation Alliance) для сотрудничества с поставщиками технологий, способствующих продвижению решений по повышению надежности.

Рассчитанная на несколько лет программа ([Building a Climate-Resilient Power Grid](#)) включает в себя первый совместный международный конкурс по проектам по двум ключевым направлениям:



1. эксплуатация энергосистемы с учетом адаптации к погодным условиям (особое внимание должно уделяться системам диагностики на основе метеоданных, инструментам прогнозирования и поддержки принятия решений с многомерной перспективой и т.п.);
2. планирование и инвестиции в развитие сетей с учетом климатических условий (формирование надежных сценариев обеспечения баланса между надежностью и экономической эффективностью энергосистемы).

Первая встреча участников альянса, на которой было объявлено о запуске конкурса, состоялась на площадке новой инновационной зоны Terna в Турине (Terna Innovation Zone Turin), предназначенной для выработки технологических решений по цифровизации в связке с энергопереходом.

Официальные сайты Swissgrid, Terna
<http://www.swissgrid.ch>, <http://www.terna.it>

Немецкий 50Hertz отметил очередной этап строительства HVDC-соединения SuedOstLink ± 525 кВ пропускной способностью 2 ГВт

Немецкий системный оператор 50Hertz в ходе продолжающегося строительства HVDC-соединения SuedOstLink завершил возведение под крышу здания узловой ПС Hohe Börde к западу от Магдебурга в федеральной земле Саксония-Анхальт – одной из пяти подстанций, сооружаемых для SuedOstLink.

Уникальность ПС Hohe Börde в том, что на ней происходит переход приходящей ВЛ в отходящую КЛ. Несмотря на то, что SuedOstLink преимущественно строится как КЛ, на участке 18 км между Вольмирштедтом и ПС Hohe Börde будет проложена ВЛ.

SuedOstLink общей протяженностью 540 км состоит из двух частей – проект 5 и проект 5а. Проект 5 идет от Вольмирштедта в Саксонии-Анхальт до точки подключения к электрической сети на РУ бывшей АЭС Isar возле Ландсхута в федеральной земле Бавария, проект 5а – от области Кляйн Роган в федеральной земле Мекленбург-Передняя Померания до РУ АЭС Isar.



Целью строительства SuedOstLink являются поставки от ВЭС на севере и востоке Германии в промышленные районы с высоким потреблением на юге страны и в обратном направлении от баварских СЭС потребителям на север. Реализацию проекта обеспечивают совместно системные операторы 50Hertz и TenneT, первый отвечает за строительство северной части, второй – за строительство на территории Баварии. Ввод SuedOstLink в эксплуатацию начнется в 2027 г.

Дополнительно ПС Hohe Börde является точкой подключения HVDC-соединения SuedOstLink+ ± 525 кВ пропускной способностью 2 ГВт из Мекленбурга-Передней Померании в Саксонию-Анхальт, выделенного в самостоятельный проект в зоне



ответственности 50Hertz. От ПС Hohe Börde оба соединения пойдут параллельно на юг страны как SuedOstLink. На подстанции также будет установлено оборудование, позволяющее вести мониторинг технического состояния соединений в процессе эксплуатации, позволяя быстро и точно определять место повреждения.

Официальный сайт 50Hertz
<http://www.50hertz.com>

Немецкие системные операторы опубликовали предварительный размер платы за использование электрической сети на 2026 г.

Немецкие системные операторы – 50Hertz, Amprion, TenneT и TransnetBW – опубликовали предварительный размер платы за использование электрической сети на 2026 г. Тарифы определены с учетом выделяемой федеральным правительством из специального Фонда трансформации и борьбы с изменением климата (Klima- und Transformationsfond, KTF) субсидии в размере € 6,5 млрд.

В следующем году в случае утверждения субсидии парламентом средняя плата за электроэнергию снизится на 57% для потребителей, подключенных на напряжении передающей сети (380 кВ и выше), – с текущих € 6,65 за кВт*ч до € 2,86 за кВт*ч. Для потребителей, подключенных к распределительной сети, льгота зависит от уровня напряжения и может варьироваться от региона к региону. Системные операторы как организации, осуществляющие регулируемые виды деятельности по использованию критически важной электросетевой инфраструктуры, не получают финансовой выгоды и будут обязаны полностью использовать субсидию для снижения платы за сеть, т.е. той части цены для потребителей, за счет которой финансируется эксплуатация и расширение передающих и распределительных сетей.

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

АМЕРИКА

Палата представителей Конгресса США одобрила законопроект об ускорении подключения к энергосистеме диспетчируемой генерации

Палата представителей Конгресса США одобрила законопроект о приоритете в очереди на технологическое присоединение проектов, необходимых для обеспечения надежности (Guaranteeing Reliability through the Interconnection of Dispatchable Power Act, GRID Power Act).

Если закон будет принят, федеральный отраслевой регулятор (FERC) получит 60 дней на рассмотрение предложений от системных операторов по конкретным проектам диспетчируемой генерации, чтобы перенести их в начало очереди. При этом обязательно должны быть предоставлены доказательства, что выбранные проекты повысят надежность и устойчивость энергосистемы.

Законопроект поддержали ряд производителей электроэнергии, не соглашаясь с мнением противников о том, что процесс приоритезации очереди превратится в стандарт или каким-то образом станет постоянным дискриминационным барьером



для недиспетчируемой генерации. Другая точка зрения заключается в том, что новый закон будет препятствовать усилиям по внедрению «чистых и надежных» ресурсов, таких как СЭС и ВЭС, которые могут быть построены быстрее, чем электростанции на ископаемом топливе, заблокирует инвестиции в «зеленую» энергетику и гарантирует только дальнейший рост тарифов на электроэнергию.

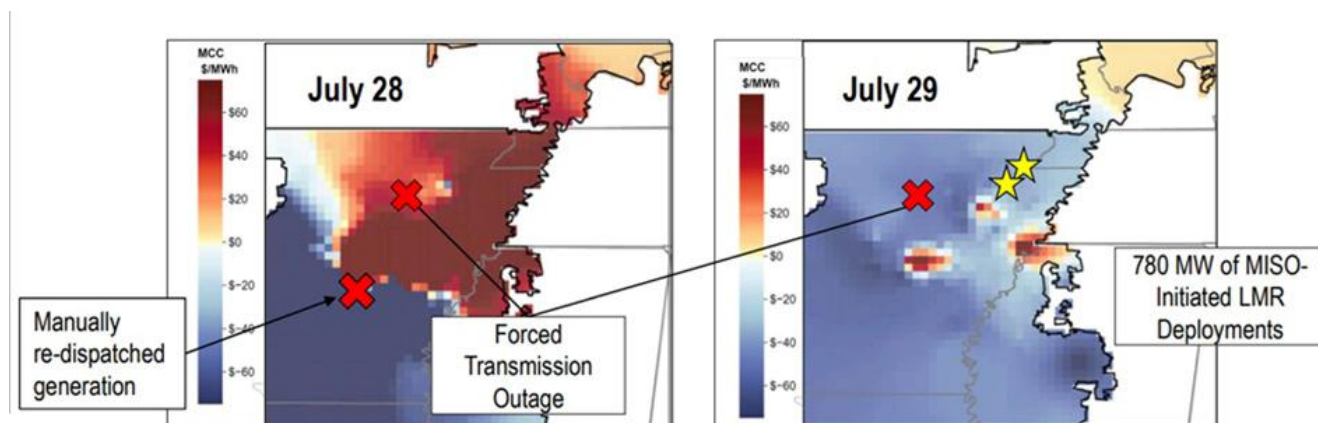
Официальный сайт Utility Dive
<http://www.utilitydive.com>

Американский MISO оценил работу энергосистемы в прошедший летний период

Системный оператор штатов Среднего Запада и Юга Midcontinent ISO¹ заявил, что летний период 2025 г. стал одним из самых сложных за последнее десятилетие – температура и влажность на всей территории операционной зоны были стабильно высокими, нагрузка на энергосистему превышала 100 ГВт в течение более 750 часов, что почти в три раза больше, чем летом 2024 г., и не наблюдалось с 2012 г.

MISO фиксировал резкий рост количества числа отключений генерирующего оборудования: среднесуточная мощность неплановых отключений, обусловленных в основном выходом из строя, составила 46 ГВт, что на 48% больше, чем в прошлый летний период – 31 ГВт. Из-за жары системным оператором было выдано более 40 оповещений о риске возникновения чрезвычайной ситуации (Energy Emergency Alerts, EEAs), но только один раз – предупреждение о наступлении чрезвычайной ситуации. Также в течение лета было выпущено несколько рекомендаций о необходимости снижения нагрузки потребления в южном субрегионе (MISO South).

В конце июня и июля MISO столкнулся с двумя серьезными проблемами: с 21 по 24 июня повышенная нагрузка потребления в условиях аномальной жары, низкая выработка ВЭС и частые отключения генерации привели к объявлению чрезвычайной ситуации 23 июня, затем в конце июля нагрузка достигла максимума в почти 122 ГВт. 28-29 июля из-за аномальной жары неожиданно отключилась магистральная ЛЭП 500 кВ Keo–West Memphis между штатами Арканзас и Теннесси в MISO South, в связи с чем было принято решение о задействовании 780 МВт долгосрочных DR-ресурсов (long-lead load-modifying resources, LMRs):



29 июля MISO опубликовал шесть EEAs, чтобы справиться с ухудшающимися режимными условиями.

¹ Операционная зона включает полностью или частично штаты Техас, Монтана, Северная Дакота, Южная Дакота, Миннесота, Висконсин, Мичиган, Иллинойс, Индиана, Миссури, Кентукки, Арканзас, Миссисипи, Луизиана.



В сентябре системный оператор также почти ежедневно сообщал о проблемах с пропускной способностью передающей сети в MISO South, обусловленных либо неплановыми отключениями, либо ограничениями пропускной способности, либо сочетанием того и другого.

В настоящее время разрабатывается набор критериев или методология для выхода из режима чрезвычайной ситуации, так как определение момента, когда режимные условия больше не требуют принятия экстренных мер и можно отменить режим чрезвычайной ситуации, – «это сложное решение, которое влечет серьезные последствия для дальнейшей работы энергосистемы». Успешное задействование LMRs и только около \$ 8 млн дополнительных расходов MISO на оплату LMRs и операционных решений по предотвращению чрезвычайных ситуаций оценивается как эффективный показатель. Кроме того, 3 августа был достигнут рекордный уровень нагрузки солнечной генерации – 14,1 ГВт, что вдвое выше, чем летом 2024 г. При этом рост числа СЭС усложняет удовлетворение спроса в вечерние часы, особенно с 16:00 до 18:00, из-за снижения их выработки. MISO продолжает отслеживать ситуацию.

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

Американский PJM провел обсуждение инициативы CIFP по ускоренной разработке правил подключения ЦОДов и других крупных потребителей к энергосистеме

Системный оператор штатов Восточного побережья США PJM Interconnection² в качестве первого этапа реализации своей инициативы по ускоренной разработке правил подключения к энергосистеме ЦОДов и других крупных потребителей при условии, что в регионе будет достаточно генерирующих мощностей, – Critical Issue Fast Path (CIFP) – провел обсуждение с заинтересованными сторонами отзывов на исходные предложения PJM для дальнейшей доработки.

Запуск CIFP в августе текущего года обусловлен тем, что PJM сталкивается с проблемой дефицита³, который способствовал рекордному росту цен на последних аукционах по отбору поставщиков мощности (Base Residual Auction, BRA). Ситуация усложняется и потому, что разработчики проектов новых генерирующих объектов испытывают сложности с выбором места для строительства, получением разрешений и поставками комплектующих. При этом последний долгосрочный анализ балансовой надежности выявил, что максимум нагрузки потребления вырастет на 32 ГВт в период с 2024 г. по 2030 г. и почти весь рост (30 ГВт) придется на ЦОДы. В зоне PJM уже насчитывается ≈250 действующих ЦОДов, включая крупнейший в мире Data Center Alley на севере Виргинии, и еще ≈130 ЦОДов находятся на стадии строительства.

В рамках CIFP определены четыре ключевых направления:

1. балансовая надежность;
2. критерии надежности временных мер;
3. изменения в правилах техприсоединения для повышения надежности;
4. координация взаимодействия с крупными потребителями, властями штатов и другими заинтересованными сторонами.

² Операционная зона включает полностью или частично округ Колумбия и штаты Делавэр, Иллинойс, Индиана, Кентукки, Мэриленд, Мичиган, Нью-Джерси, Северная Каролина, Огайо, Пенсильвания, Теннесси, Виргиния, Западная Виргиния.

³ В прошлом году в зоне PJM зафиксирован рекордный максимум потребления – около 153 ГВт.



В первоначальном предложении была представлена концепция подключения без привязки к покупке мощности на BRA (Non-Capacity Backed Load, NCBL) и другие узкоспециализированные меры, связанные с объединением объектов генерации и прогнозированием. PJM согласился с отзывами в части исключения некоторых спорных моментов, в частности, если запрос на подключение нового крупного потребителя появится раньше, чем будет введена в эксплуатацию соответствующая новая мощность, то должны быть предусмотрены варианты, при которых крупные потребители могут задействовать собственную генерацию или участвовать в DR-программе, для чего будет создана NCBL-служба, чтобы начислять премиальные баллы новым крупным потребителям за добровольное отключение в чрезвычайной ситуации. Кроме того, новые NCBL-потребители не будут участвовать в BRA, поэтому их подключение не приведет к повышению цен на мощность.

Всего CIFP предусмотрено четыре этапа рассмотрения вопроса интеграции в энергосистему крупных потребителей, последний из них – голосование в комитете участников CIFP, после чего решение передается в Совет директоров PJM.

По расчетам PJM, предложения CIFP могут быть направлены на согласование FERC до конца текущего года, чтобы их вступление в силу состоялось до начала очередного планового BRA для поставок в 2028-2029 гг., т.е. не позднее мая 2026 г.

Официальный сайт PJM Interconnection
<http://insidelines.pjm.com>

Американский PJM завершил третий этап исследований в рамках перехода на новую процедуру рассмотрения заявок на техприсоединение

В рамках первого цикла перехода на новую процедуру рассмотрения PJM заявок на техприсоединение (Transitionary Cycle 1, TC1) завершилась проверка 130 предлагаемых к строительству энергообъектов суммарной мощностью 17,4 ГВт. Из отобранных проектов 56% составляют СЭС, 25% – ВЭС, 10% – СНЭЭ, 5% – гибридные электростанции, 3% – газовые ТЭС. Кроме того, были рассмотрены заявки по двум проектам межсистемных соединений суммарной пропускной способностью ≈2 ГВт. Все одобренные объекты переходят с третьего этапа (Phase 3) на четвертый – Final Decision Point; проекты соглашений на техприсоединение отправлены заявителям на рассмотрение.

Согласование FERC для новой процедуры было получено в 2022 г., в 2023 г. PJM внедрил новые правила. После завершения переходного периода PJM планирует уже в 2026 г. полностью перейти от анализа отдельных проектов по принципу «первый подал заявку – первый рассматривается» к анализу кластеров (Cluster Study) по принципу «первый готов к строительству – первый рассматривается».

PJM рассмотрел заявки совокупной присоединенной мощностью ≈160 ГВт, и в работе еще остается 46 ГВт, для которых установлен срок до конца 2026 г. в рамках второго переходного цикла (Transitionary Cycle 2, TC2). Новые заявки, чтобы войти в первый цикл уже по оптимизированной процедуре, должны быть поданы не позднее 27 апреля 2026 г. Срок их рассмотрения будет составлять 1-2 года, хотя PJM изучает вопрос дополнительного ускорения процедуры.

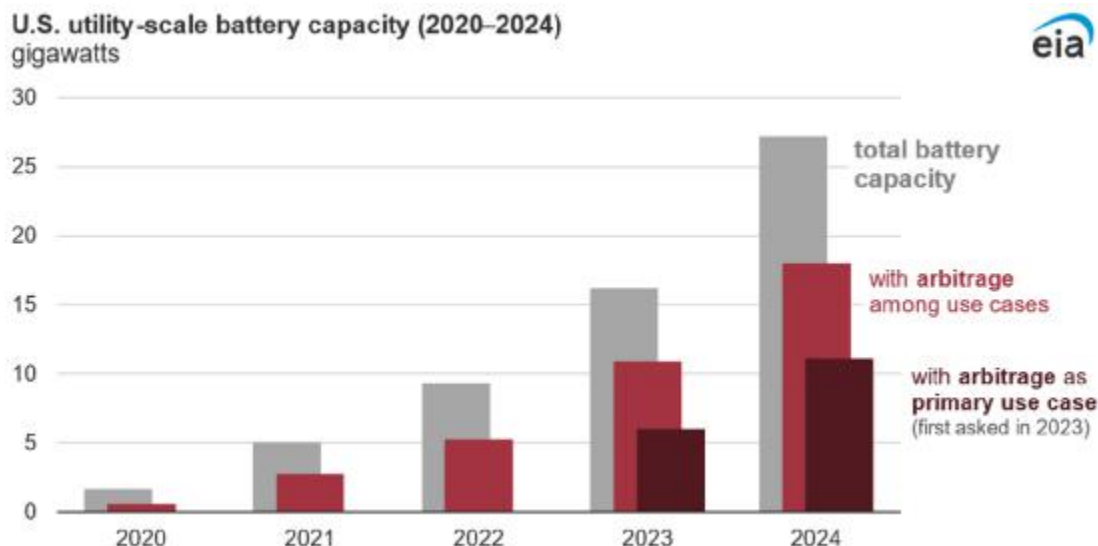
Вне TC1 по состоянию на июнь текущего года PJM заключил соглашения на техприсоединение для 46 ГВт.

Официальный сайт PJM Interconnection
<http://insidelines.pjm.com>



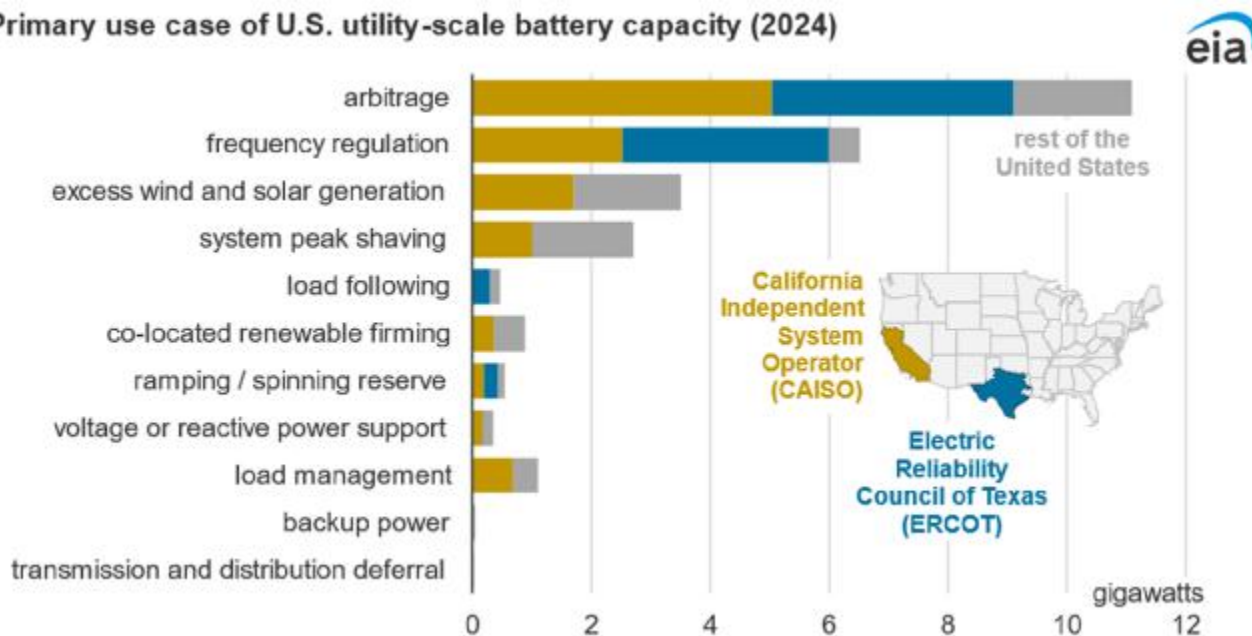
СНЭЭ промышленного масштаба в США чаще всего используются для ценового арбитража

По данным Управления энергетической информации (U.S. Energy Information Administration, EIA), ежегодный опрос операторов СНЭЭ промышленного масштаба показал, что наиболее распространенным вариантом использования таких СНЭЭ является покупка электроэнергии по относительно низкой и продажа по более высокой цене – price arbitrage:



СНЭЭ промышленного масштаба можно задействовать для разных целей, кроме ценового арбитража: регулирование частоты, аккумулирование избыточной выработки ВЭС и СЭС, снижение пиковой нагрузки, участие в оказании DR-услуг и др.

Primary use case of U.S. utility-scale battery capacity (2024)

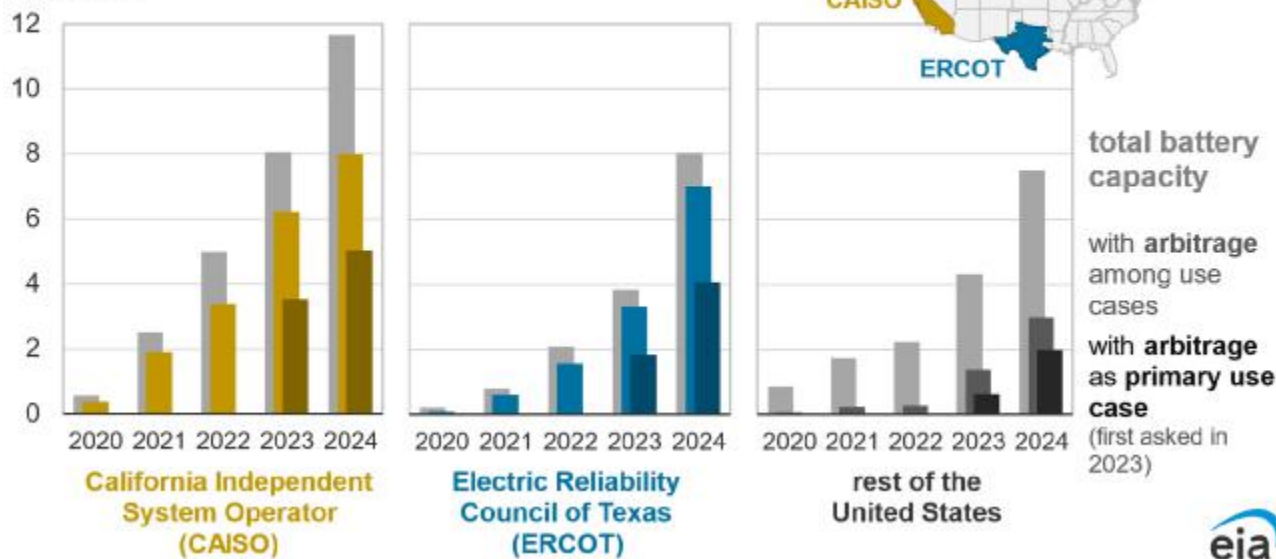


С 2023 г. EIA просило операторов указывать основной сценарий использования их СНЭЭ. В прошлом году операторы ответили, что доля используемых в основном для ценового арбитража в совокупной мощности СНЭЭ промышленного масштаба составляет 66%, в совокупной мощности всех СНЭЭ – 41%. На втором месте было регулирование частоты – 24% совокупной мощности всех СНЭЭ, – которое годом раньше занимало первое место.



U.S. utility-scale battery capacity (2020–2024)

gigawatts



Большая часть СНЭЭ сосредоточена на двух рынках электроэнергии, которые охватывают значительную часть Калифорнии и Техаса. В конце 2024 г. системный оператор Калифорнии CAISO сообщал о суммарно 11,7 ГВт в своей операционной зоне, и 43% из них использовалось в основном для ценового арбитража. Системный оператор Техаса ERCOT располагал 8,1 ГВт (≈50% для ценового арбитража).

Официальный сайт EIA

<http://www.eia.gov>

Техасский ERCOT объявил о старте программы по трансформации энергосистемы

Системный оператор штата Техас ERCOT объявил о старте новой инициативы по преобразованию энергосистемы (Grid Research, Innovation and Transformation, GRIT), целью которой является усиление сотрудничества между промышленностью и академическим сообществом посредством расширения совместных исследований и прототипирования инновационных технологий.

GRIT сосредоточена на разработке инновационных решений, включая smart-системы для DERs, модели машинного обучения для решения задач по оптимизации перетоков мощности, совершенствование методов моделирования больших нагрузок и любые иные, направленные на повышение надежности энергосистемы.

Запуск программы продиктован необходимостью реагирования на заметный рост энергопотребления, вызванный развитием ЦОДов и промышленных комплексов. По оценкам ERCOT, к 2028 г. к энергосистеме будет подключено до ≈70,5 ГВт новой нагрузки потребления.

Официальный сайт Utility Dive

<http://www.utilitydive.com>

Минэнерго США инвестирует \$ 625 млн в развитие угольного сектора

Министерство энергетики (DoE) США готовится инвестировать до \$ 625 млн в развитие угольного сектора с целью увеличения объемов выработки традиционной



генерации и снижения негативного воздействия угольных ТЭС на окружающую среду по всей стране, в том числе:

- \$ 350 млн – на модернизацию и перезапуск угольных ТЭС для повышения надежности энергоснабжения в краткосрочной перспективе;
- \$ 175 млн – на проекты по развитию угольной генерации в сельских районах для обеспечения доступного энергоснабжения;
- \$ 50 млн – на поддержку разработки и внедрения современных систем очистки сточных вод, позволяющих продлить срок эксплуатации угольных ТЭС, снизить эксплуатационные расходы и повысить коммерческую эффективность извлечения побочных продуктов;
- \$ 25 млн – на проектирование и внедрение двухтопливных горелок, которые позволят угольным ТЭС плавно переключаться между различными видами топлива, полностью задействовать возможности по выработке пара и обеспечат экономическую гибкость, что продлит срок их эксплуатации;
- \$ 25 млн – на разработку и тестирование систем совместного сжигания природного газа: для поддержки инвестиций в сохранение эффективности и надежности энергетических котлов при переходе на 100% использование природного газа.

Весной 2025 г. DoE объявило о ряде мер, направленных на стимулирование добычи угля в США и выпустило специальные указы, согласно которым необходимо провести оценку запасов угля и его доступности на федеральных землях и определить, в каких районах угольные ТЭС могут покрывать растущий спрос со стороны крупных потребителей, к которым относятся, в частности, ЦОДы и ИИ.

Несмотря на большие объемы инвестиций в развитие традиционной генерации, DoE также объявило об аннулировании 321 гранта и прекращении финансирования 223 проектов, признанных экономически неэффективными и не соответствующими стандартам национальной и энергобезопасности. Прекращение финансирования позволило сэкономить \$ ≈7,56 млрд.

Официальный сайт DoE
<http://www.energy.gov>

В Техасе очередной проект получил льготный кредит из специального фонда TEF

Компания NRG Energy получила \$ 562 млн из средств специального фонда (Texas Energy Fund, TEF) в рамках программы In-ERCOT Load для строительства нового энергоблока 721 МВт на действующей газовой ТЭС Cedar Bayou 1 150 МВт. Общая стоимость строительства составляет \$ 936 млн, кредит покрывает около 60% расходов и рассчитан на 20 лет с процентной ставкой 3% годовых, действующей до сентября 2045 г. Ввод в эксплуатацию нового блока запланирован в 2028 г.

TEF создан отраслевым регулятором штата (Public Utilities Commission of Texas, PUCT) в марте 2024 г. для поддержки диспетчируемой генерации. Одной из причин послужило прогнозируемое ERCOT увеличение нагрузки потребления на 152 ГВт к 2030 г. Для выделения финансирования проекты должны обеспечивать выдачу не менее 100 МВт в сеть централизованного электроснабжения под управлением ERCOT. PUCT рассчитывает, что через TEF будет оказана поддержка в строительстве или модернизации до 10 ГВт новой генерации. Объем финансирования в рамках фонда составляет \$ 5 млрд.



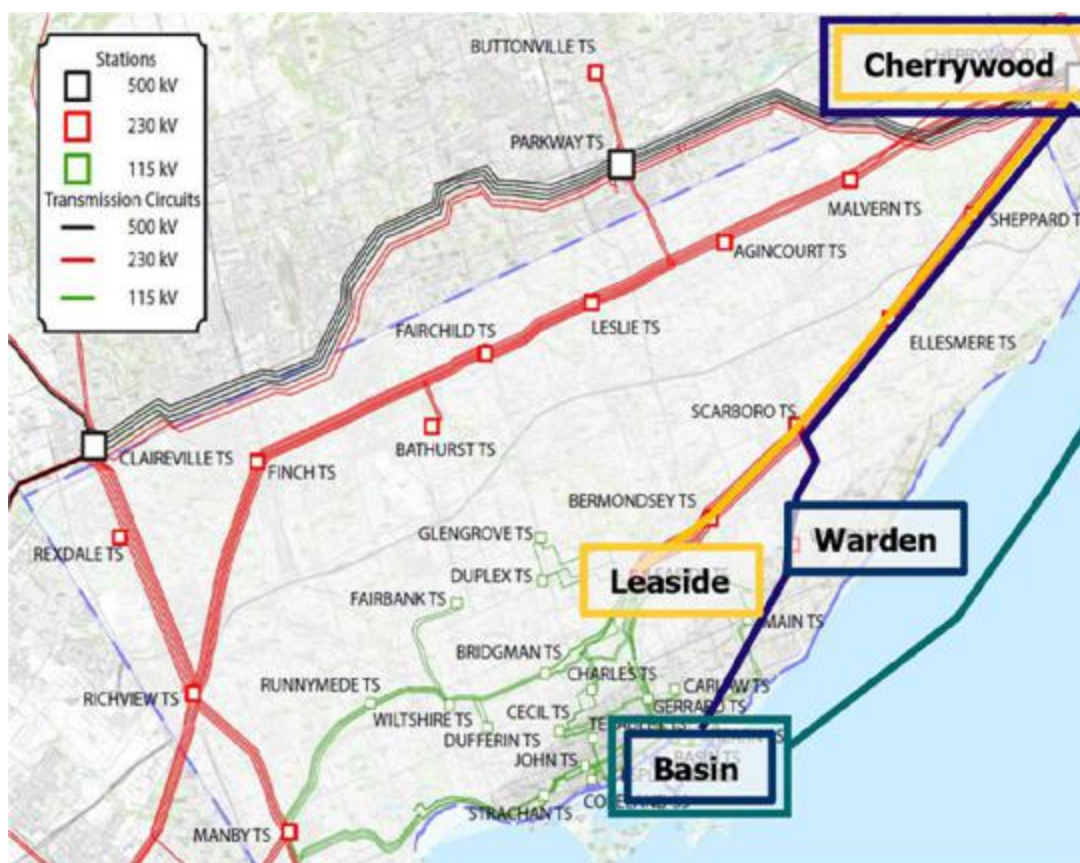
Кредит для NRG Energy стал третьим с момента учреждения TEF: первый был выдан в начале 2025 г. компании Kerrville Public Utility Board на строительство газовой ТЭС 122 МВт, второй – NRG Energy на строительство маневренной пиковой газовой ТЭС 455 МВт. Еще 14 проектов суммарной установленной мощностью 7 671 МВт, в том числе третий проект NRG Energy по сооружению нового энергоблока 455 МВт на действующей газовой ТЭС Greens Bayou 432 МВт, отобрано для проведения due diligence и последующего включения в In-ERCOT Load.

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

Канадский IESO рекомендует строительство подводного HVDC-соединения для усиления энергосистемы Торонто

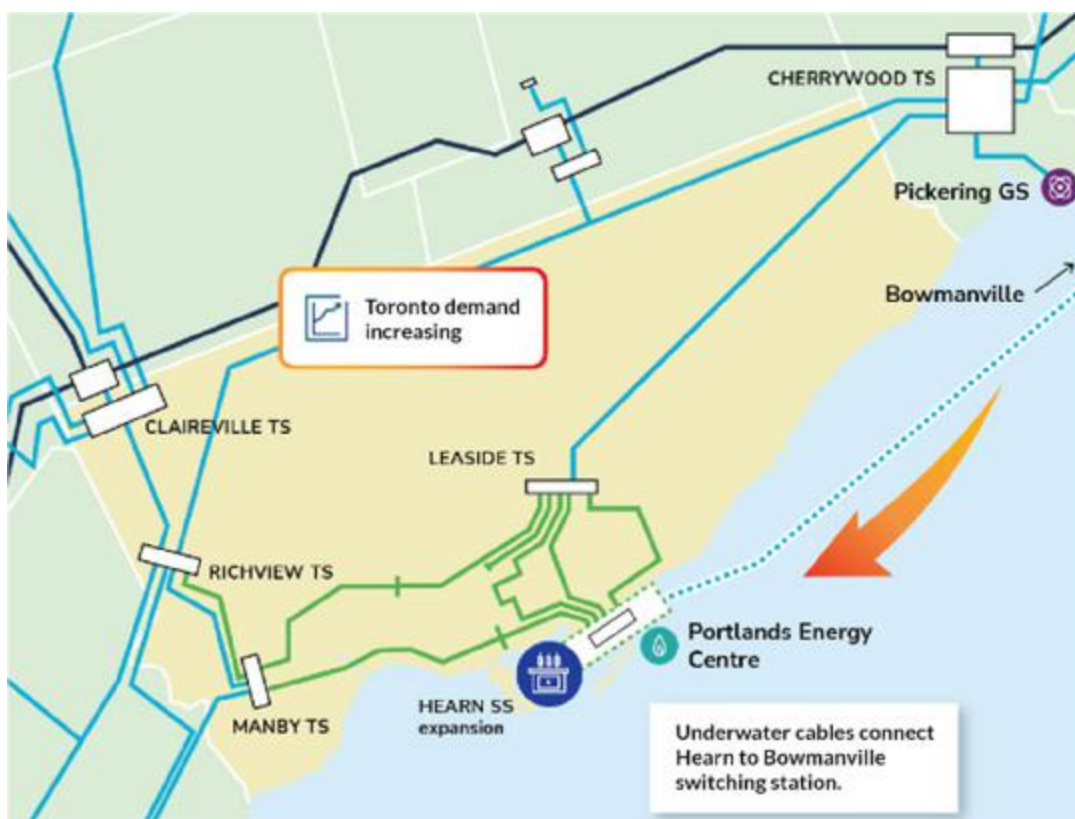
Системный оператор канадской провинции Онтарио IESO для удовлетворения растущих потребностей Торонто в электроэнергии подготовил рекомендации по проекту строительства подводного HVDC-соединения стоимостью \$ 1,5 млрд.

К рассмотрению были предложены ВЛ 230 кВ Cherrywood–Leaside за \$ 800 млн (желтая), ВКЛ Cherrywood–Port Lands за \$900 млн (синяя) и ЛЭП Bowmanville–Hearn постоянного тока за \$ 1,5 млрд (бирюзовая):



Выбор в пользу подводного соединения как самого перспективного и надежного объясняется необходимостью сохранения природных ландшафтов, минимизацией влияния работ на окружающую среду и возможностью подключения удаленной ВИЭ-генерации. Протяженность Bowmanville–Hearn пропускной способностью 900 МВт, которое планируется проложить по дну озера Онтарио, составит 64 км. Для реализации проекта потребуются модернизация ПС Hearn.





Строительство нового соединения обусловлено прогнозами IESO: спрос на электроэнергию в Торонто может вырасти к 2044 г. на 70% (базовый сценарий) или 100% (сценарий интенсивной электрификации). Основными причинами роста при этом будут жилое и коммерческое строительство, увеличение количества ЦОДов и электрификация отопления и транспорта. На горизонте 10-15 лет существующая сетевая инфраструктура может не справиться с нагрузкой, что создаст риски для надежности электроснабжения к 2038 г. или уже к 2034 г. (в случае вероятного вывода из эксплуатации газовой ТЭС Portlands Energy Centre 550 МВт).

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

Отраслевой регулятор провинции Онтарио совершенствует методы мониторинга новой модели рынка с узловым ценообразованием

Отраслевой регулятор – Совет по энергетике Онтарио (Ontario Energy Board, ОЕВ) – заявил о разработке «новых инструментов и показателей» для мониторинга работы модели оптового рынка с узловой моделью ценообразования (Locational Marginal Prices, LMP), запущенной 1 мая текущего года под управлением IESO.

В рамках обновления рынка цены на электроэнергию на сутки вперед, на час вперед и в реальном времени рассчитываются примерно в 1 000 расчетных узлах LMP-модели, а не на всей территории Онтарио. Благодаря введению финансовых обязательств на рынке на сутки вперед (day-ahead market, DAM) теперь формируется единый диспетчерский график. Другие изменения предусматривают следующее:

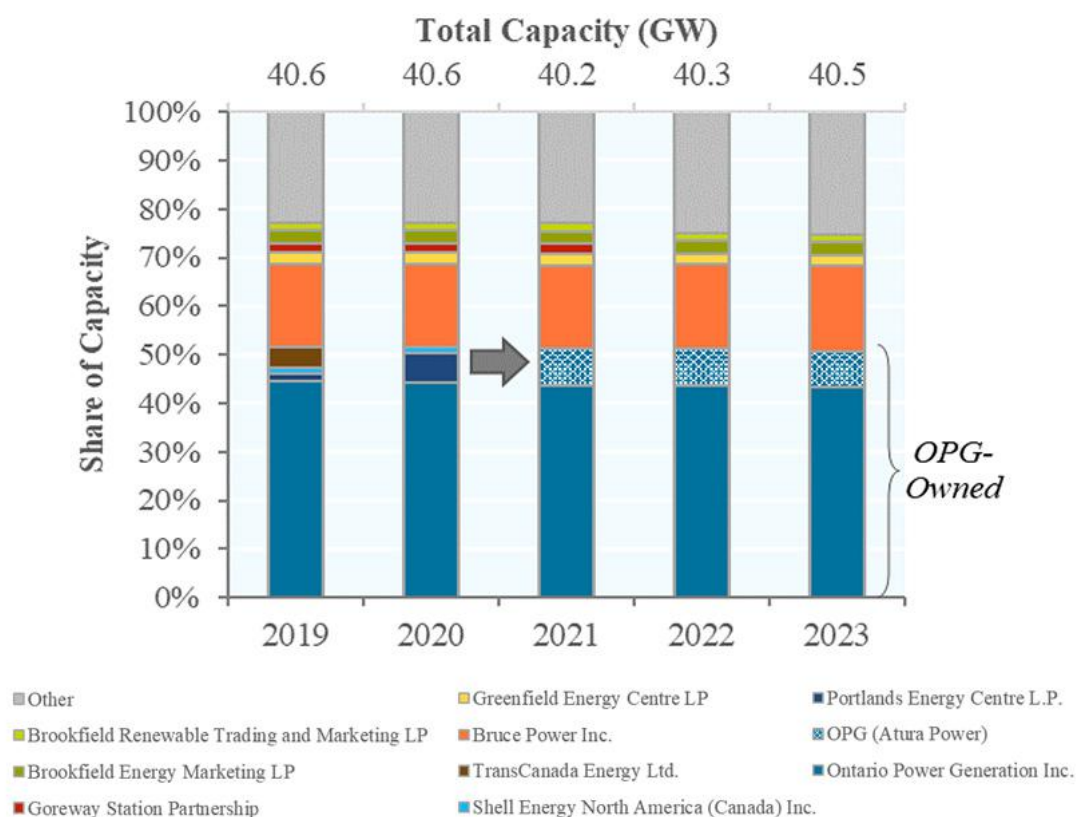
1. Платежи в системе управления сетевыми перегрузками (Congestion Management Settlement Credit, CMSC), стимулировавшие участников следовать диспетчерским указаниям во время сетевых перегрузок, заменены на ценообразование в LMP-модели, которое учитывает стоимость ликвидации перегрузок, и компенсационные



выплаты (make-whole payments, MWP), которые покрывают упущенную выгоду, когда IESO в рамках CMSC перераспределяет нагрузку.

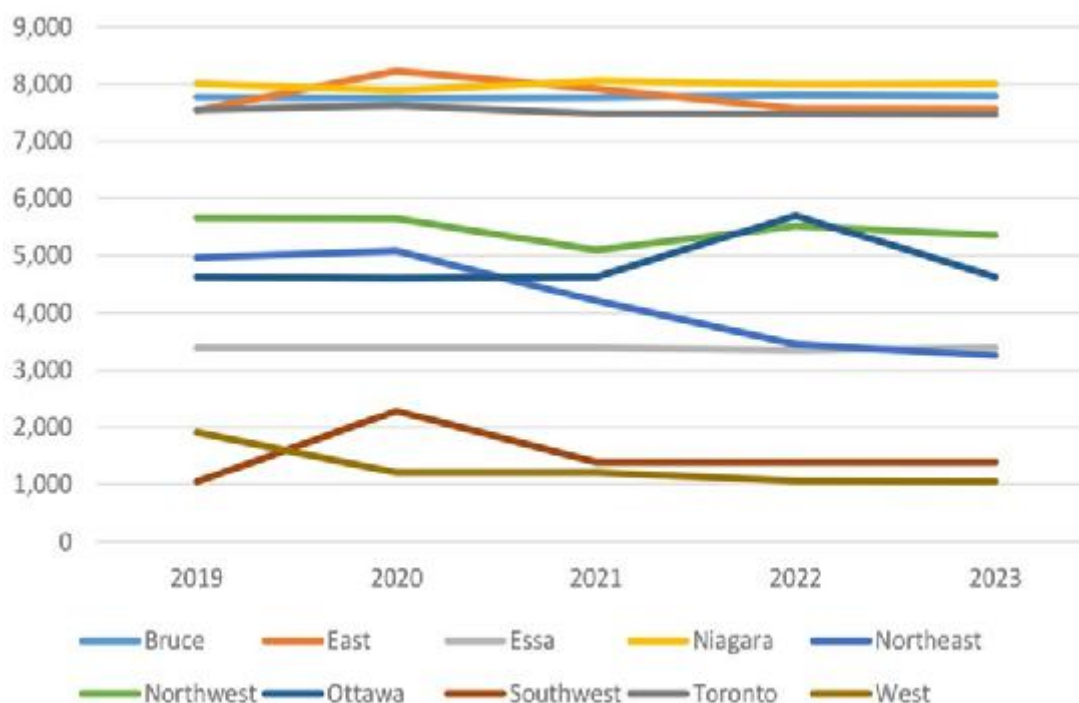
- продолжается использование в качестве начального фильтра самой высокой цены на электроэнергию, вырабатываемую пиковыми ТЭС на природном газе, также будут использоваться статистические модели для выявления аномальных различий в минимальных предельных ценах, которые не объясняются потерями или перегрузкой;
- будут отслеживаться крупные рыночные сделки, а также прямые договора между отдельными участниками рынка или конкретными энергообъектами, чтобы выявлять аномальные результаты или попытки манипулирования рынком, так как новый индекс аномальных MWP (k_{MWP}) позволит оценить их уровень в сравнении с доходностью ресурсов (Resource Revenues, RR) на DAM и в реальном времени (расчет по формуле: $k_{MWP} = \frac{MWP}{RR+MWP} * 100$);
- новый индекс позволяет отфильтровать изменения уровня MWP в связи с колебаниями цен на топливо и частотой использования определенных типов генерирующих установок, чтобы лучше выявлять потенциальные аномалии и изменения в поведении участников рынка.

2. IESO будет использовать штрафные цены за недостаточный объем резервов (Reserve Shortage Penalties, RSPs) – максимальную и минимальную штрафную цену за недостаточный объем оперативных резервов и штрафную цену за недостаточный объем 30-минутного оперативного резерва, чтобы гарантировать соблюдение требований к обязательному объему при расчетах и стимулировать участников рынка выполнять обязательства по обеспечению надежности.



3. Недостаточно маневренные газовые ТЭС, ГЭС и энергоресурсы с нестабильной выработкой должны будут предоставлять дополнительные данные о рабочих параметрах генерирующего оборудования.
4. IESO вводит трехэтапную схему снижения влияния на рынок некоторых категорий участников (market power mitigation, MPM), чтобы предотвратить злоупотребление крупными поставщиками электроэнергии своим монопольным положением:
 - ex-ante проверка на этапе формирования графика на сутки вперед, на час вперед и в реальном времени для контроля за рынками мощности и RSPs;
 - ex-ante проверка на этапе MWP;
 - ex-post проверка для борьбы с физическим и экономическим влиянием на неконкурентных рынках.

Индексы Херфиндаля-Хиршмана⁴ в торговых зонах, за исключением Запада и Юго-Запада, на протяжении 2019-2023 гг. все время превышали 1 800, что указывает на высокую концентрацию «рыночной власти»:



5. IESO будет использовать данные «влиятельных» субъектов (market control entities, MCEs) – производителей, диспетчируемых и DR-ресурсов, СНЭЭ и трейдеров, в том числе виртуальных, – для оценки их влияния путем анализа совокупного объема ресурсов, предлагаемых на рынке одним MCE.
6. IESO вводит специальные инструменты анализа и моделирования рынка (Market Analysis and Simulation Toolset, MAST), чтобы проверять результаты работы рынка с учетом различных факторов.

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

⁴ Herfindahl-Hirschman Index (HHI) оценивает уровень концентрации рынка и применяется в антимонопольной деятельности. По его изменению можно судить о снижении конкуренции и увеличении власти отдельных участников рынка либо наоборот.



АВСТРАЛИЯ

Австралийский АЕМО опубликовал обновленную редакцию ESOO 2025

Австралийский АЕМО, оператор национального рынка электроэнергии (NEM) и системный оператор восточной и южной энергосистем страны, опубликовал вторую редакцию ежегодного доклада об обеспечении балансовой надежности на 10-летний период ([Electricity Statement of Opportunities](#), ESOO 2025).

В обновленной версии оценка надежности для большинства регионов NEM пересмотрена, что обусловлено новыми сроками закрытия угольных ТЭС:

- в сентябре текущего года энергокомпания CS Energy уведомила АЕМО о новой дате вывода из эксплуатации ТЭС Gladstone 1 680 МВт в штате Квинсленд – до 31 марта 2029 г. (ранее заявленный срок – 2035 г.);
- в начале октября текущего года коммунальное предприятие AGL уведомило АЕМО о выводе из эксплуатации 3-х энергоблоков ТЭС Torrens Island суммарной установленной мощностью 600 МВт в штате Южная Австралия на два года позже запланированного срока – до 30 июня 2028 г., т.е. теперь отсутствуют риски для надежности, спрогнозированные на 2026-2027 гг.

АЕМО не будет обращаться к федеральному отраслевому регулятору AER для наложения требований на розничных и гарантирующих поставщиков по заключению долгосрочных контрактов согласно обязательствам по обеспечению надежности (Retailer Reliability Obligation, RRO)⁵. Для штата Квинсленд применение механизма RRO не было предусмотрено изначально и не предполагается в ближайшие годы, несмотря на возможные риски, обусловленные обновленным сроком закрытия ТЭС Gladstone. При этом возрастут риски в штате Новый Южный Уэльс в период с 2033 по 2034 гг. из-за снижения объема межсистемных перетоков мощности с Квинслендом.

В обновленной редакции ESOO 2025 по-прежнему отмечается позитивная инвестиционная политика, направленная на удовлетворение растущего спроса на электроэнергию и замещение выбывающих генерирующих мощностей. Учитывая большой объем выводов генерации в течение следующих 10 лет, своевременный ввод в работу новых объектов, СНЭЭ и сетевой инфраструктуры и задействование DERs останутся критически важными.

Официальный сайт АЕМО
<http://www.aemo.com.au>

⁵ Механизм RRO налагает на розничных и гарантирующих поставщиков электроэнергии обязательства по покупке необходимого объема мощности или инвестированию в строительство генерирующих объектов для обеспечения надежности электроснабжения на долгосрочный период.

