



СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

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

10.04.2026 – 16.04.2026



ЕВРОПА

Испанский REE подчеркнул отсутствие нарушений со своей стороны по итогам расследования аварии на Пиренеях 28 апреля 2025 г.

Системный оператор Испании REE, реагируя на публикацию отчета европейской ассоциации ENTSO-E по итогам расследования системной аварии на Пиренейском полуострове 28 апреля прошлого года, отмечает, что отсутствие связанных с REE причин возникновения чрезвычайной ситуации подтверждено. Выводы экспертов не противоречат анализу REE, опубликованному в июне прошлого года, где были представлены доказательства, что системный оператор не допустил нарушений своих законодательно установленных функций и соблюдал все действующие правила эксплуатации энергосистемы до, во время и после ее обесточивания.

В обоих документах указано, что авария стала беспрецедентной для Европы и была обусловлена кумулятивным эффектом ряда технологических нарушений, среди которых выделяются следующие:

- ✓ возникновение в испанской энергосистеме двух критических колебаний параметров режима: первое было обусловлено отключением крупного генерирующего объекта в Бадахосе, второе – межрегиональным, возможно, из-за первого, колебания были успешно устранены с помощью стандартных мер, но привели к повышению напряжения, хотя в пределах установленного диапазона;
- ✓ отключение значительного числа небольших бытовых PV-установок во время колебаний, что также способствовало повышению напряжения;
- ✓ не меньше девяти неплановых отключений крупной генерации, при этом:
 - напряжение в передающей сети в это время находилось в пределах эксплуатационных норм;
 - нормативные критерии работы энергосистемы гарантируют надежность в случае выполнения критерия N-1, а в данном случае произошло как минимум 9 нормативных возмущений, соответствующих критерию N-1;
- ✓ низкая эффективность участия традиционной генерации в динамическом регулировании режима напряжения, в частности, ENTSO-E отмечает, что несколько традиционных крупных электростанций не достигли минимального уровня участия, требуемого действующим на момент возникновения аварии техническим регламентом REE (Procedimiento de Operación 7.4), хотя моделирование показало, что, если бы эти станции участвовали в ДРН в большей степени, обесточивания испанской и португальской энергосистем не произошло бы (согласуется с моделированием REE в рамках анализа аварии в июне прошлого года).

С другой стороны, в отчете ENTSO-E не ставится под сомнение правильность планирования REE режимов работы испанской энергосистемы, и все проведенные анализы подтвердили, что надежность соответствовала установленным критериям. Итоговый отчет содержит рекомендации по повышению устойчивости и надежности интегрированных в европейскую синхронную зону национальных энергосистем как по отдельности, так и в совокупности. Многие из рекомендаций уже реализованы REE



или находятся в процессе реализации, практическая осуществимость оставшихся в контексте испанской энергосистемы будет проанализирована, чтобы реализовать те, которые напрямую зависят от системного оператора, и способствовать реализации тех, которые зависят от третьих сторон.

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

Французский RTE объявил о начале работ по прокладке подводных КЛ в рамках проекта Celtic Interconnector

Системный оператор Франции RTE объявил о начале основных работ по прокладке подводных КЛ трансграничного HVDC-соединения Celtic Interconnector – на первом этапе по морскому дну будут проложены КЛ протяженностью 98 км от точки подключения соединения к материковой энергосистеме в коммуне Кледер в Бретани. Оставшиеся подводные участки должны быть завершены в три этапа в 2027-2028 гг. Все необходимые подготовительные работы для прокладки КЛ были выполнены еще в 2024 г.



Celtic Interconnector ± 320 кВ между энергосистемами Ирландии и Франции пропускной способностью 700 МВт и общей протяженностью 575 км (при 500 км подводной части) идет через ирландские, британские и французские воды Кельтского моря. Проект реализуется RTE совместно с системным оператором Ирландии EirGrid и входит в список «проектов общего интереса» (PCIs) ЕС. Его стоимость оценивается в € 1,6 млрд; грант € 530 на строительство был получен от Еврокомиссии.

Работы по прокладке подземных КЛ завершены на 90% и должны закончиться осенью текущего года, тогда же запланирована тестовая эксплуатация ППС во Франции, работы по сооружению которой уже подходят к концу. Ввод в эксплуатацию Celtic Interconnector запланирован в 2028 г., выгода от этого для Франции составит € 13 млн.

Официальный сайт RTE
<http://www.rte-france.com>



Шотландская ScottishPower получила финансирование £ 600 млн на строительство HVDC-соединения Eastern Green Link 4

Scottish Power – дочерняя компания испанского концерна Iberdrola – получила £ 600 млн (\$ ≈804 млн) от Национального фонда благосостояния (National Wealth Fund, NWF) на реализацию проекта Eastern Green Link 4 (EGL4) – подводно-подземного HVDC-соединения между Шотландией и Англией пропускной способностью до 2 ГВт.

Финансирование соединения, которое должно связать шотландский полуостров Файф и английское графство Норфолк, является вторым крупным займом для ScottishPower от NWF: в мае 2025 г. фонд предоставил компании £ 600 млн на другие сетевые проекты. NWF определяет модернизацию сетей одним из приоритетных направлений, предлагая для этого гибкие инструменты, адаптированные к долгосрочному характеру инфраструктурных проектов. Подобный подход полностью согласуется с оценками национального системного оператора NESO, согласно которым Великобритании для достижения углеродной нейтральности в энергетике к 2035 г. потребуются инвестиции в объеме около £ 58 млрд.



Официальный сайт Modern Power Systems
<http://www.modernpowersystems.com>

АМЕРИКА

Американский NYISO представил отчет о работе энергосистемы во время «зимнего шторма Ферн»

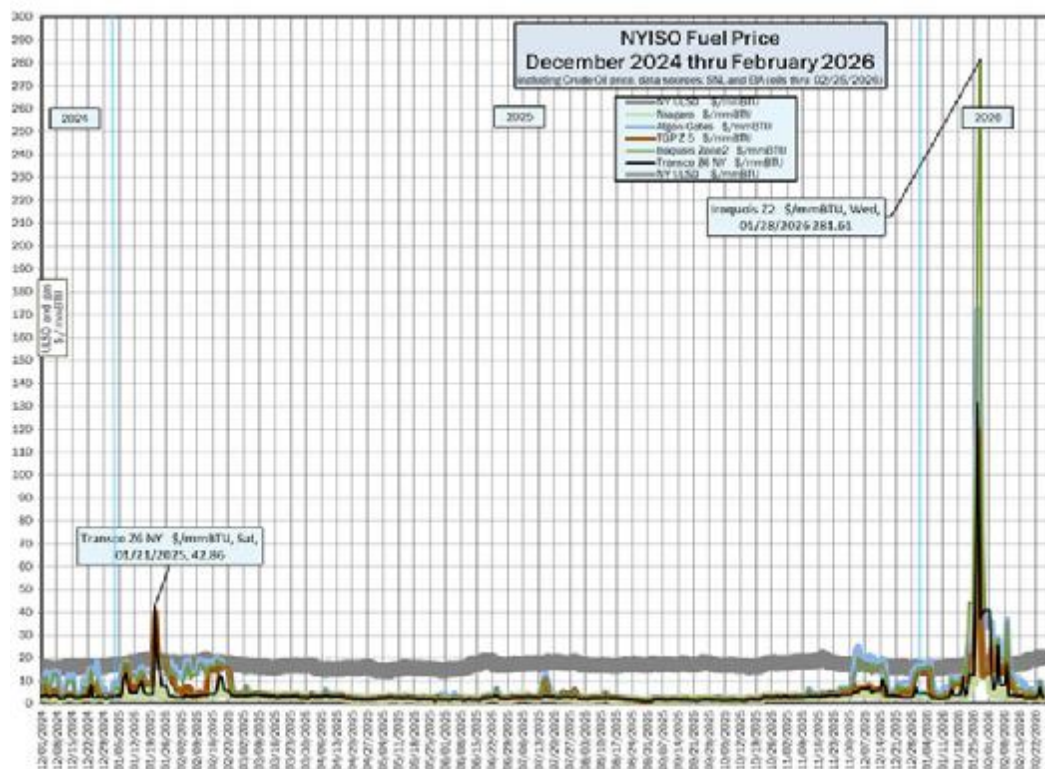
Системный оператор американского штата Нью-Йорк NYISO подготовил отчет о работе энергосистемы во время снежной бури («зимнего шторма Ферн») 24-27 января и сильных морозов в конце января и начале февраля 2026 г.

Максимум нагрузки потребления пришелся на 7 февраля – 24 317 МВт с учетом задействования программ управления спросом (в противном случае имел бы место рост до 24 717 МВт). NYISO отмечает, что при аналогичных погодных условиях в будний день показатель превысил бы 25 000 МВт. Нагрузка генерации 7 февраля при прохождении пика потребления распределилась следующим образом: доля ТЭС на нефтепродуктах составила 28%, ТЭС на природном газе – 26%, ГЭС – 16%, АЭС – 14%, импорт мощности – 10%, ВЭС – 6%.

Для поддержания надежности NYISO ежедневно с 24 января по 9 февраля инициировал процедуру дополнительной оценки доступных ресурсов (Supplemental



Resource Evaluations, SRE), позволяющую задействовать объекты, не учитываемые при формировании суточного диспетчерского графика. К 9 февраля запасы мазута достигли минимума с начала их учета в 2016 г., а цены на газ колебались в диапазоне от \$ 50 до \$ 250 за MMBtu.



Цены на топливо за двухлетний период – скачок приходится на январь-февраль 2026 г.

Из-за ограничений в поставках природного газа NYISO был вынужден принимать решения о загрузке газовых ТЭС уже после закрытия рынка на сутки вперед, когда была более понятна ситуация с поставками, чтобы соотносить загрузку ТЭС с наличием топлива. В результате в энергобалансе значительно возросла доля ТЭС на мазуте, которые обеспечили в период похолодания выработку около 2 млн МВт*ч, в то время как ВЭС и СЭС выработали около 0,5 млн МВт*ч.

Большинство неплановых отключений генерации напрямую коррелировало с перебоями в поставках газа и было сосредоточено в зонах с преобладанием газовых и мазутных ТЭС. NYISO не раскрывает местонахождение отключившихся объектов из соображений конфиденциальности, но подтверждает тесную связь между сбоями в газоснабжении и вынужденными отключениями.

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

Американский PJM Interconnection оценил промежуточные результаты реформы процедуры технологического присоединения генерации

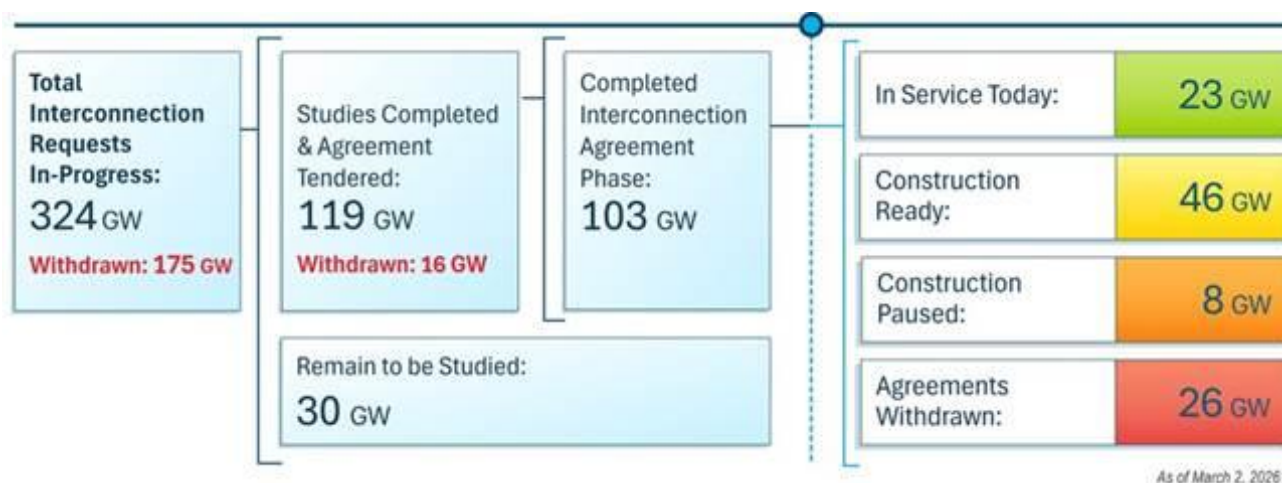
Системный оператор штатов Восточного побережья США PJM Interconnection¹ оценил первые результаты новой процедуры техприсоединения – заявки на проекты

¹ 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.



принимаются до 27 апреля, и после завершения их приема можно будет сказать, что все новые объекты генерации, стремящиеся к подключению в операционной зоне PJM, находятся на рассмотрении. Как отмечает системный оператор, такой итог серии реформ, позволивших перейти от принципа «первый заявился – первый рассмотрен» к принципу «первый готов – первый рассмотрен», устраняет последние задержки с рассмотрением проектов в очереди на присоединение. При этом ключевые данные, которые подтверждают успех реформы, показали также и имеющиеся проблемы, с которыми еще сталкивается PJM:

- С 2020 г. системный оператор заключил соглашения о техприсоединении для новых объектов суммарной присоединенной мощностью 103 ГВт, из которых введено в эксплуатацию только 23 ГВт.
- Проекты суммарной присоединенной мощностью 54 ГВт прошли процедуру согласования без необходимости модернизации сетевой инфраструктуры, но реализация многих из них задерживается – разработчики указывают на сложности с получением разрешений как на главное препятствие.
- Всего PJM обработал заявки для 294 ГВт новой генерации, т.е. 74% всех проектов, рассмотренных за это время, в какой-то момент были отозваны, включая 26 ГВт объектов, с которыми уже были подписаны соглашения о техприсоединении.



Таким образом, основное внимание будет направлено на устранение реальных препятствий для новой генерации, как уже сделали некоторые штаты в отношении уменьшения сроков выдачи разрешений на строительство.

Новые правила требуют от разработчиков достижения определенных этапов реализации проектов, чтобы оставаться в процессе исследования. Спекулятивные или менее жизнеспособные проекты, занимавшие место в очереди, были отсеяны в рамках новой процедуры, о чем свидетельствует большое количество отозванных заявок. PJM продолжит взаимодействовать с разработчиками, чтобы обеспечить соблюдение сроков для всех согласованных этапов.

До конца апреля должен начаться новый цикл отбора заявок, и системный оператор ожидает, что будут широко представлены проекты в области солнечной, ветровой, аккумуляторной и гибридной энергетики. Хотя стандартные сроки для присоединения утверждены Федеральной комиссией по регулированию энергетики (FERC) США, PJM стремится максимально оптимизировать и ускорить процесс подключения, в частности, сотрудничает с Google и Tapesty в целях использования ИИ для сокращения времени прохождения различных этапов исследования. NureqQ



- новый инструмент Tapestry на базе ИИ для анализа заявок, который тестирует PJM,
- уже показал, как можно упростить некоторые процессы.

PJM предпринял ряд действий для увеличения объемов доступной генерации в будущем, внедряя следующие изменения в правила техприсоединения:

1. Передача прав на подключение (Capacity Interconnection Rights Transfer): создание отдельного упрощенного процесса передачи прав на подключение к сети от выводимых из эксплуатации объектов генерации энергоресурсам, замещающим их в тех же точках подключения. CIR Transfer позволяет ускорить анализ проектов и способствует эффективному использованию существующей сети.
2. Передача прав на неиспользуемую присоединенную мощность (Surplus Interconnection Service, SIS): изменения в правилах, направленные на упрощение передачи неиспользуемой мощности тех объектов, которые не могут выдавать электроэнергию в круглосуточном/круглогодичном режиме (например, СНЭЭ на площадке объекта на базе ВИЭ).
3. Временное (поэтапное) подключение к сети (Provisional Interconnection Service, PIS): изменение в правилах, которое позволяет начать выдачу электроэнергии до завершения необходимой модернизации сетевой инфраструктуры в полном объеме при условии, что промежуточные исследования подтверждают возможность поставок данным объектом генерации без рисков для надежности. PIS позволяет использовать готовое к эксплуатации оборудование, пока объект не может быть задействован в объеме заявленной присоединенной мощности, и помогает удовлетворить острую потребность в генерации в процессе долгосрочной модернизации сети.

PJM также предложил две промежуточные инициативы – для ускоренного присоединения (Expedited Interconnection Track, EIT) и для обеспечения балансовой надежности (Reliability Resource Initiative, RRI). Двухлетняя промежуточная процедура рассмотрения заявок EIT, находящаяся на согласовании в FERC, направлена на более быстрый процесс рассмотрения заявок для перспективной новой генерации аккредитованной мощностью 250 МВт и более. В течение календарного года по EIT будет отобрано не более десяти проектов, чтобы минимизировать влияние на сроки рассмотрения проектов в обычной очереди. В рамках разовой инициативы RRI уже отобран 41 объект совокупной мощностью $\approx 8\,000$ МВт, их присоединение планируется завершить к концу 2026 г.

Эти промежуточные инициативы PJM для крупной генерации не вытесняют из очереди более мелкие объекты в области возобновляемой энергетики и хранения энергии, совокупная присоединенная мощность которых составляет 25 ГВт из 30 ГВт всех проектов, которые планируется завершить к концу 2026 г.

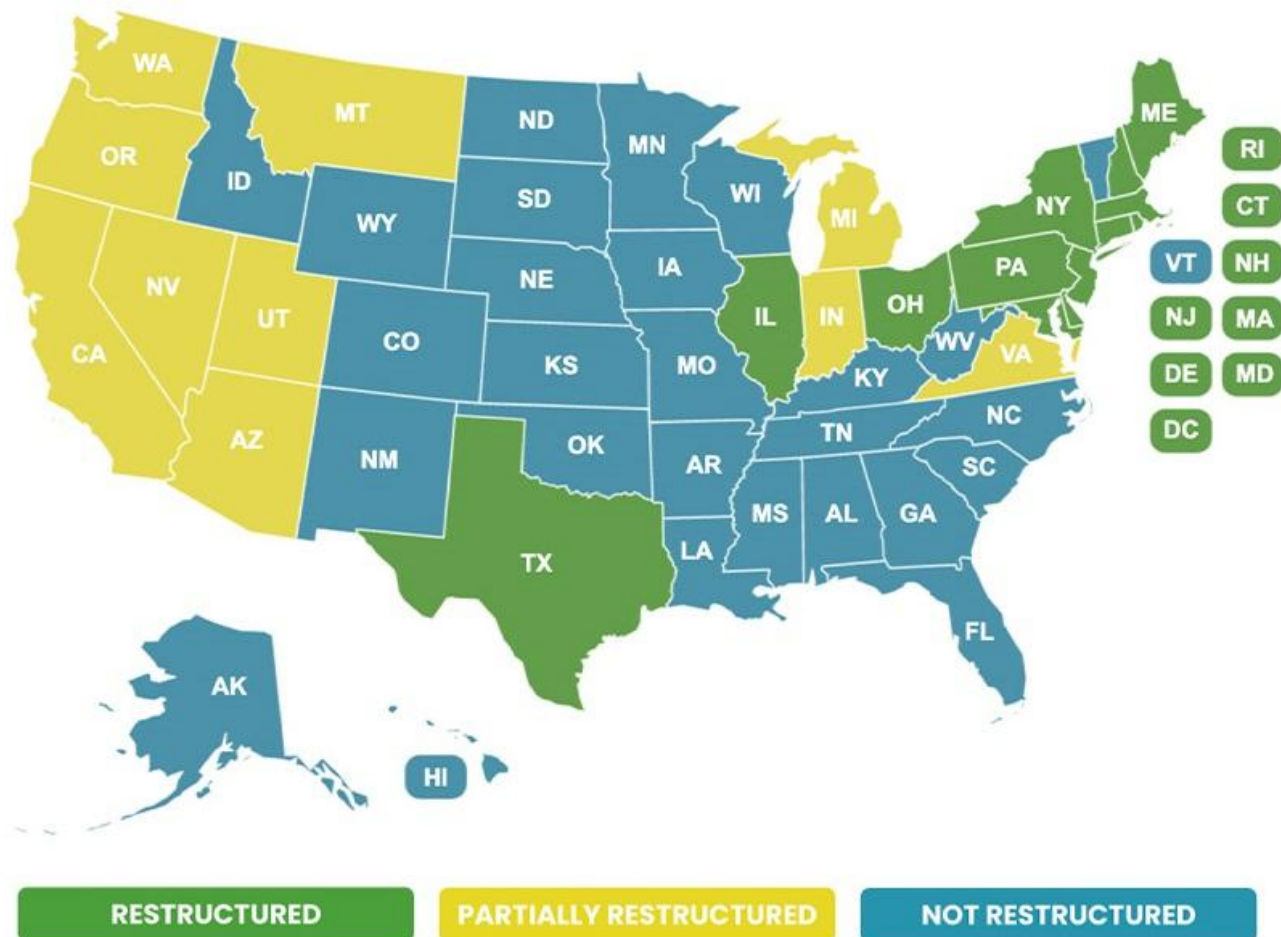
Официальный сайт PJM Interconnection
<http://insidelines.pjm.com>

Крупные энергокомпании в операционной зоне PJM оценили необходимость новой реструктуризации рынков

Рост спроса на электроэнергию, особенно со стороны крупных потребителей (прежде всего, ЦОДов), чья энергоемкость может превышать пиковое потребление небольших штатов, стал катализатором возобновления дебатов о реструктуризации



рынков между энергокомпаниями, обслуживающими энергосистему под управлением PJM. Ключевой проблемой является обеспечение баланса между надежностью энергоснабжения потребителей и экономической эффективностью реструктуризации для участников рынка и потребителей. Штаты, которые провели реструктуризацию в 1990-х гг., и те, которые отказались от нее, не обязательно полностью изменяют свою позицию, но в обоих случаях оспариваются давние правила.



В условиях либерализованного рынка коммунальные сетевые и сбытовые компании стремятся получить право на строительство собственной генерации с включением затрат в тарифную базу, в то время как независимые производители электроэнергии настаивают уже на либерализации вертикально-интегрированных структур. В зоне PJM в штатах, давно прошедших реструктуризацию, таких как Пенсильвания и Мэриленд, лоббируются разрешения на включение генерации в тарифы, в то время как независимые производители с розничным бизнесом просят штаты, где сохраняется вертикальная интеграция, открыть для них часть спроса на рынке, чтобы они могли наращивать генерирующие мощности для обслуживания этих новых клиентов, а также коммерческих и промышленных потребителей в целом.

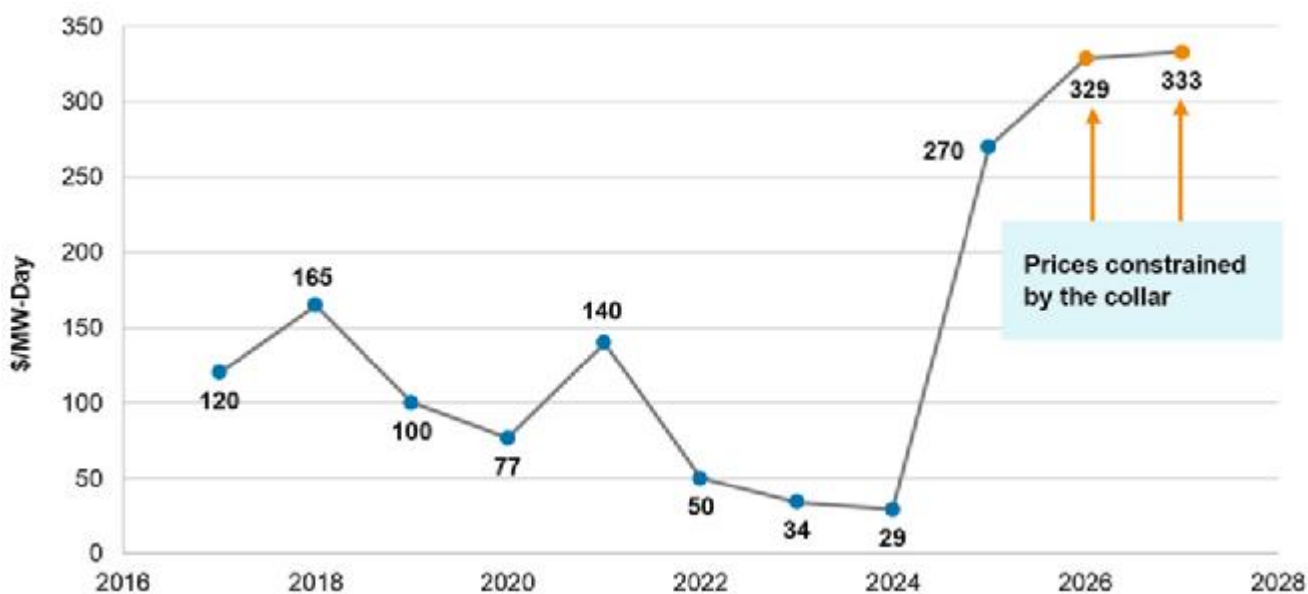
Особое внимание уделяется вопросу массового выбытия угольной генерации в ближайшие 10 лет и росту стоимости строительства новых энергообъектов. При этом наблюдается тенденция к повышению тарифов на электроэнергию для конечных потребителей. Одно из предлагаемых компромиссных решений – открытие 20% совокупной нагрузки потребления для конкурсного отбора поставщиков мощности при минимальном пороге участия в 1 МВт, при этом участвующие в отборе потребители продолжают оплачивать услуги по передаче и распределению, а также системные

услуги, и итоговая стоимость электроэнергии для них может формироваться через взаимодействие с альтернативными поставщиками мощности.

Противоречия связаны с разными подходами к обеспечению надежности и стоимости электроэнергии. Некоторые штаты уже имеют опыт частичного открытия рынков с неоднозначными результатами (например, в Мичигане установлен лимит в 10% от совокупного объема потребления, который быстро заполняется). Учитывается также рост тарифов на электроэнергию в последние годы, который в большей степени связан с регулируемыми услугами по передаче и распределению, а не с генерацией. Кроме того, затрагивается вопрос роли гарантирующих поставщиков и механизмов финансирования строительства новой генерации. Некоторые участники рынка опасаются, что возвращение компаний к строительству собственных электростанций может привести к избытку генерации и дополнительным затратам для потребителей.

На фоне предложений по либерализации розничных рынков в новых штатах коммунальные предприятия уже обратились к властям Мэриленда и Пенсильвании с просьбой разрешить включение строительства новых генерирующих объектов в свою тарифную базу.

Компания Exelon аргументировала свою позицию экономией затрат на покупку электроэнергии для потребителей в размере от \$ 9,6 до \$ 20 млрд к 2028-2029 гг.: собственные ресурсы, включая СНЭЭ и фотоэлектрические солнечные установки, позволят контролировать рост тарифов, покрывать растущий спрос и гарантировать доступность энергоснабжения. Хотя в штатах с реструктурированным рынком в зоне PJM существует действующий с 1990-х гг. законодательный запрет на запрашиваемое разрешение, Exelon настаивает на возможности параллельного использования разных моделей.



Тенденции цен на рынке мощности PJM

Региональные особенности рынка PJM демонстрируют разнообразие подходов: Западная Виргиния сохраняет полностью регулируемую модель; Виргиния реализует гибридную систему с участием генерации коммунальных предприятий; остальные штаты имеют различную степень либерализации рынка.

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



Американская Ameren начала внедрение DLR на наиболее загруженных ЛЭП

По заявлению компании Ameren Transmission Co. of Illinois, на ее объектах в рамках пилотного проекта совместно с компанией Heimdall Power ведется работа над внедрением технологии динамической оценки пропускной способности ЛЭП (Dynamic Line Rating, DLR) для оперативного корректирования расчетной располагаемой пропускной способности в зависимости от таких факторов, как температура наружного воздуха и ветровая активность.

На наиболее загруженных ЛЭП под управлением Ameren в операционной зоне системного оператора штатов Среднего Запада и Юга MISO² планируется размещать датчики производства Heimdall для мониторинга окружающих условий в режиме реального времени. Еще с декабря прошлого года установлено 15 датчиков, и еще 15 будут установлены в течение текущего года, затем решение о новых датчиках будет приниматься уже по мере сбора дополнительной информации в рамках пилотного проекта.

Учитывая быстрый рост потребления в регионе, Ameren рассматривает DLR-технологию как один из мощных инструментов повышения пропускной способности существующей сети по мере строительства более надежной инфраструктуры для передачи электроэнергии. Кроме того, внедрение DLR-технологии поможет лучше понять, где, как и когда необходимо строить новые сетевые объекты.

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

Минэнерго США продлевает работу угольных энергоблоков в штате Индиана

Министерство энергетики (DoE) США выпустило два очередных специальных приказа (emergency orders) о сохранении в работе до 21 июня 2026 г. трех угольных энергоблоков на двух ТЭС в Индиане в составе операционной зоны MISO.

Первый приказ предписывает компании CenterPoint Energy и MISO принять все необходимые меры для обеспечения бесперебойной работы энергоблока № 2 на ТЭС F.V. Culley 369 МВт. На ТЭС работают два угольных блока, блок № 2 установленной мощностью 104 МВт планировалось вывести из эксплуатации в декабре прошлого года.

Второй приказ обязывает компанию Northern Indiana Public Service Co. и MISO обеспечить работу блоков № 17 и 18 на ТЭС Schahfer. На ТЭС Schahfer, помимо двух угольных блоков по 423,5 МВт каждый, которые должны были быть закрыты в декабре, работают еще два газовых блока по 129 МВт.

С момента издания в прошлом году первоначальных приказов Минэнерго для ТЭС Culley и ТЭС Schahfer обе электростанции доказали свою ценность, работая в периоды высокого спроса и низкого уровня выработки погодозависимой генерации. Продолжение эксплуатации обеих ТЭС, по мнению DoE, было необходимо во время «шторма Ферн» в январе 2026 г., и чрезвычайные условия, которые привели к выпуску первых приказов, сохраняются.

При этом, по некоторым данным, работа ТЭС Culley и ТЭС Schahfer обходится потребителям в \$ ≈200 тыс. дополнительных расходов в день. Всего приказы DoE

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



продлевают с мая текущего года эксплуатацию энергоблоков на ископаемом топливе на шести ТЭС. Расходы, связанные с их сохранением, суммарно за последние десять месяцев превысили \$ 280 млн.

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

Французская TotalEnergies получит за прекращение реализации двух проектов в области шельфовой ветроэнергетики в США возмещение около \$ 1 млрд

Министерство внутренних дел (Department of the Interior, DoI) США заключило соглашение с французской энергокомпанией TotalEnergies об отказе от аренды двух участков континентального шельфа у побережья штатов Нью-Йорк и Северная Каролина, на которых TotalEnergies планировала строить шельфовые ВЭС Attentive Energy и ВЭС Carolina Long Bay, в обмен на возмещение в размере \$ 928 млн.

Администрация президента США представила сделку как «переход от дорогой, ненадежной и погодозависимой ветроэнергетики к доступной, надежной и безопасной энергии на основе ископаемого топлива», раскритиковав действия предыдущей администрации за вовлечение инвесторов в реализацию неэффективных проектов и создание искусственного стимулирования за счет масштабных налоговых субсидий.

По заявлению TotalEnergies, шельфовая ветроэнергетика в США более не является экономически целесообразной на фоне высоких капитальных затрат и длительных сроков реализации проектов. Компания намерена сосредоточиться на других технологиях, включая солнечную энергетику для электроснабжения дата-центров, и поставках СПГ в Европу.

Противники курса действующей президентской администрации осудили такое соглашение как «политический театр, направленный на искусственное вытеснение ВИЭ с рынка за счет налогоплательщиков», несмотря на доказанную роль шельфовой ветроэнергетики в обеспечении надежности (например, во время «шторма Ферн»). Сделка TotalEnergies раскритикована как пример расточительного использования бюджетных средств для продвижения идеологической повестки вместо поддержки доступных отечественных источников энергии.

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

АЗИЯ

Китайская SGCC планирует увеличить суммарную мощность ГАЭС в операционной зоне более чем на 30 ГВт в период 15-й пятилетки

Государственная электросетевая корпорация Китая (State Grid Corporation of China), под управлением которой находятся энергосистемы большей части страны, объявила о готовности в период 15-й пятилетки – с 2026 по 2030 гг. – ускорить строительство ряда ГАЭС, в том числе в Хами (провинция Синьцзян), Мэнъине (провинция Шаньдун) и Аньту (провинция Цзилинь). Также планируется ввести в эксплуатацию более 110 гидроагрегатов на действующих ГАЭС, таких как в Ляонине (провинция Хэнань) и в Исяне (провинция Хэбэй).



К 2030 г. суммарная мощность ГАЭС в операционной зоне SGCC увеличится более чем на 30 ГВт и достигнет 120 ГВт, что должно обеспечить мощную поддержку крупномасштабной интеграции в энергосистему ветровой и фотоэлектрической солнечной генерации и других источников энергии нового типа.

Еще до конца 2026 г. SGCC планирует инвестировать ¥ 31 млрд в развитие гидроаккумулирующей энергетики, уделяя особое внимание разработке и применению технологий следующего поколения – крупномасштабным ГАЭС с регулируемой и длительной выдачей электроэнергии, – что стимулирует модернизацию китайской отрасли, производящей оборудование для ГАЭС.

Официальный сайт SGCC
<http://www.sgcc.com.cn>

