



СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

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

27.03.2026 – 02.04.2026



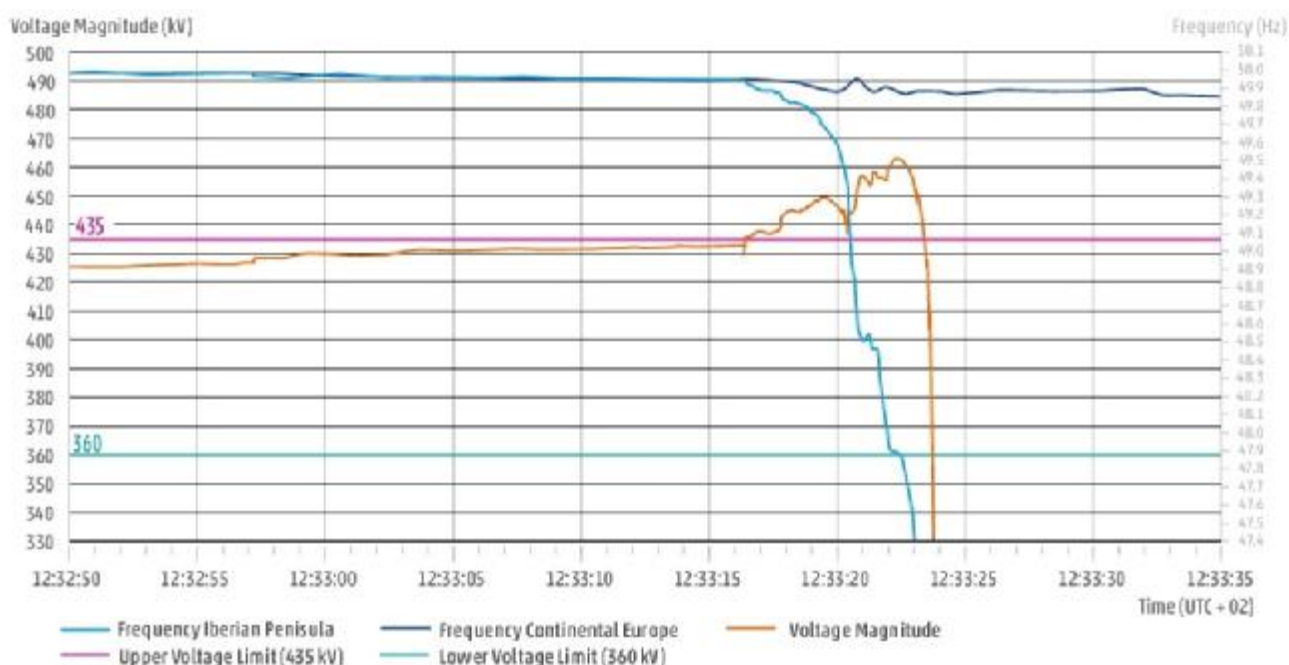
ЕВРОПА

Европейская ENTSO-E представила итоговый отчет о системной аварии 28 апреля прошлого года на Пиренейском полуострове

Ассоциация европейских системных операторов ENTSO-E выпустила итоговый отчет ([Final Report](#)) об аварии, которая привела к полному отключению электроэнергии в континентальной части Испании и Португалии и считается самым серьезным событием в синхронной зоне континентальной Европы (CESA) за последние 20 лет.

Итоговый отчет содержит фактическое и техническое описание возникновения, хода развития и ликвидации системной аварии и основывается на фактологическом отчете (Factual Report), опубликованном в октябре 2025 г., с добавлением ранее недоступных данных. По результатам анализа подготовлены также рекомендации для европейской энергосистемы в целом, как непосредственно выведенные из причин аварии на Пиренеях, так и не связанные с ними напрямую, направленные прежде всего на повышение системной надежности, улучшение обмена информацией между заинтересованными сторонами и содействие поддержанию общего высокого уровня надежности электроснабжения.

Возникновение аварийной ситуации, которая развивалась чрезвычайно быстро (с 12:32:00.00 до 12:33:23.96 CEST), было обусловлено кумулятивным эффектом: субсинхронные колебания параметров электроэнергетического режима привели к повышению напряжения в испанской передающей сети, что обусловило каскадное отключение генерации и в итоге масштабное обесточивание энергосистем Испании и Португалии.



Evolution of the frequency and the voltage in the substation of Carmona (Spain) and of the frequency in the rest of Continental Europe

Суммарные потери генерирующих мощностей в Испании с 12:33:20 по 12:33:25 составили 7 609 МВт, нагрузки потребления (включая ГАЭС, работавших в насосном режиме) – 11 260,3 МВт:



Type of energy source	Aggregated disconnected power (MW)
Combined Cycle	719.0
Load	-8,504.3
Nuclear Power Plant	3,390.0
Pumped Hydro	-2,756.0
PV	3,198.1
PV and Thermo-Solar	85.3
Wind	48.9
Wind and PV	168.0
Total generation	7,609.3
Total demand + Pump	-11,260.3

Focus of power disconnection from 12:33:20 to 12:33:25

Возникновение и развитие аварии было обусловлено следующими причинами:

1. Реактивная мощность, выдаваемая несколькими крупными традиционными электростанциями, соответствовала заданному значению менее чем в 75% случаев (ежечасно). Действовавший в Испании на момент возникновения аварийной ситуации технический регламент по контролю и регулированию напряжения в передающей сети (Procedimiento de Operación 7.4) устанавливал только минимальное значение потребления/выдачи реактивной мощности традиционной генерацией в зависимости от отклонения напряжения (в случае выхода напряжения за пределы допустимого диапазона изменения номинального значения, установленного испанским системным оператором), что и способствовало недостаточно эффективному регулированию напряжения традиционными электростанциями, особенно в некоторых регионах.

2. В рамках регулирования потребления/выдачи реактивной мощности для традиционной генерации не были предусмотрены ни явные критерии участия в динамическом регулировании режима напряжения, ни экономические последствия, если требования не выполнялись. Наличие финансовых стимулов для участия в ДРН могло бы побудить собственников электростанций к внедрению улучшений в работе системы регулирования напряжения.

3. Объекты на базе ВИЭ в Испании на момент аварии работали в режиме фиксированного значения коэффициента мощности (fixed power factor control mode, FPFC) и не могли обеспечить регулирование реактивной мощности в необходимом для демпфирования колебаний напряжения объеме.

4. Проектирование системы регулирования напряжения в распределительных сетях в Испании не соответствует потребностям энергосистемы. Регулирование в таких сетях в некоторых случаях было недостаточным из-за сочетания ряда факторов (наличие объектов с FPFC, быстрое снижение суммарной выработки электроэнергии и недостаточно быстрое переключение трансформаторов с РПН).

5. Отсутствуют ограничения на изменение выработки для объектов с FPFC с учетом того, что быстрое снижение выдаваемой ими активной мощности приводит естественным образом к снижению потребления реактивной, соответственно, и к быстрому повышению напряжения.



6. Шунтирующие реакторы в энергосистеме Испании управляются вручную. Скорость повышения напряжения после 12:32:00 не позволила вовремя подключить отключенные шунтирующие реакторы из-за сроков обработки информации и принятия соответствующих решений.

7. Многие настройки защиты от перенапряжений отклонялись от применимых требований или не соответствовали потребностям энергосистемы. Некоторые объекты генерации, подстанционные трансформаторы, ЛЭП, подключенные к передающей сети, отключались ранее установленного для них уровня перегрузки по напряжению и времени срабатывания защиты, что привело к снижению потребления реактивной мощности и далее вызвало резкое повышение напряжения.

8. Нестабильность, вносимая в режим работы энергосистемы инверторным оборудованием, в сочетании с режимом работы других объектов генерации в той же зоне балансирования приводила к вынужденным колебаниям, которые были опасны для энергосистемы.

9. Отсутствие системных стабилизаторов (Power System Stabilisers, PSSs) на некоторых крупных объектах традиционной генерации дополнилось недостаточно эффективной работой существующих.

10. Возникновение колебаний частотой 0,63 Гц и 0,2 Гц представляло серьезную угрозу для устойчивости энергосистемы, поэтому принятие мер по их смягчению имело наивысший приоритет с оперативной точки зрения, и 28 апреля испанские диспетчеры успешно справились с колебаниями обоих типов, но этим способствовали повышению напряжения.

11. Из-за повышения напряжения отключались небольшие фотоэлектрические установки (мощностью менее 1 МВт), подключенных к распределительной сети, что приводило к изменению распределения нагрузки в передающей сети, вызывая и дальше повышение напряжения.

12. Испанская передающая сеть 400 кВ работала в более широком диапазоне напряжений (380-435 кВ), чем в других странах ЕС, при этом генерация должна была оставаться подключенной к сети вплоть до повышения напряжения до 435 кВ или 440 кВ (в зависимости от даты ввода в эксплуатацию), что означало низкий запас или вообще отсутствие запаса по напряжению.

13. Активированное в соответствии с планами защиты энергосистем в обеих странах отключение нагрузки потребления, с одной стороны, помогло в стабилизации частоты. С другой стороны, автоматическое отключение некоторых потребителей (например, ГАЭС, работавших в насосном режиме и потреблявших реактивную мощность), усугубило проблему повышения напряжения.

14. Несмотря на отключение нагрузки, снижение частоты продолжилось из-за каскадного отключения генерации. Эффект от потери генерации из-за перенапряжений был выше, чем от ограничения нагрузки потребления, и частота продолжала падать до тех пор, пока энергосистемы Испании и Португалии полностью не обесточились.

Официальный сайт ENTSO-E
<http://www.entsoe.eu>

Датский Energinet объявил о завершении строительных работ на West Coast Link

Системный оператор Дании Energinet объявил о скором завершении проекта West Coast Link / Vestkystforbindelsen – строительства ВЛ 400 кВ протяженностью



172 км от Хольстебро на севере до датско-германской границы. Новая ВЛ разделена на три участка, которые вводятся в эксплуатацию по отдельности, по мере готовности: средний из них между Эсбьергом и Тармом/Скьерном введен в октябре 2025 г., два оставшихся между Стовstrupом и Хольстебро и между Эндрупом и Седом на датско-германской границе должны заработать до конца апреля.

Проект является важным элементом усиления национальной электрической сети, над которым в настоящее время работает Energinet, и обеспечит значительное увеличение трансграничных обменов мощностью через датско-германскую границу (с нынешних 2 500 до 3 500 МВт) и через соединение с энергосистемой Великобритании Viking Link (до 1 400 МВт). Кроме того, ВЛ является необходимым условием для увеличения интеграции в датскую энергосистему ветровой и солнечной генерации и удовлетворения растущего спроса на электроэнергию.

Реализация проекта продолжалась почти 11 лет с неоднократными переносами сроков, в том числе из-за протестов местного населения, длительного ожидания соответствующих разрешений и выделения необходимых земельных участков. Сама ВЛ была построена относительно быстро, хотя потребовалось восемь лет, прежде чем Energinet смог приступить непосредственно к строительству.

Официальный сайт Energinet
<http://www.energinet.dk>

АМЕРИКА

Фактические максимумы нагрузки в операционной зоне американского NYISO в начале февраля превысили прогнозируемые значения

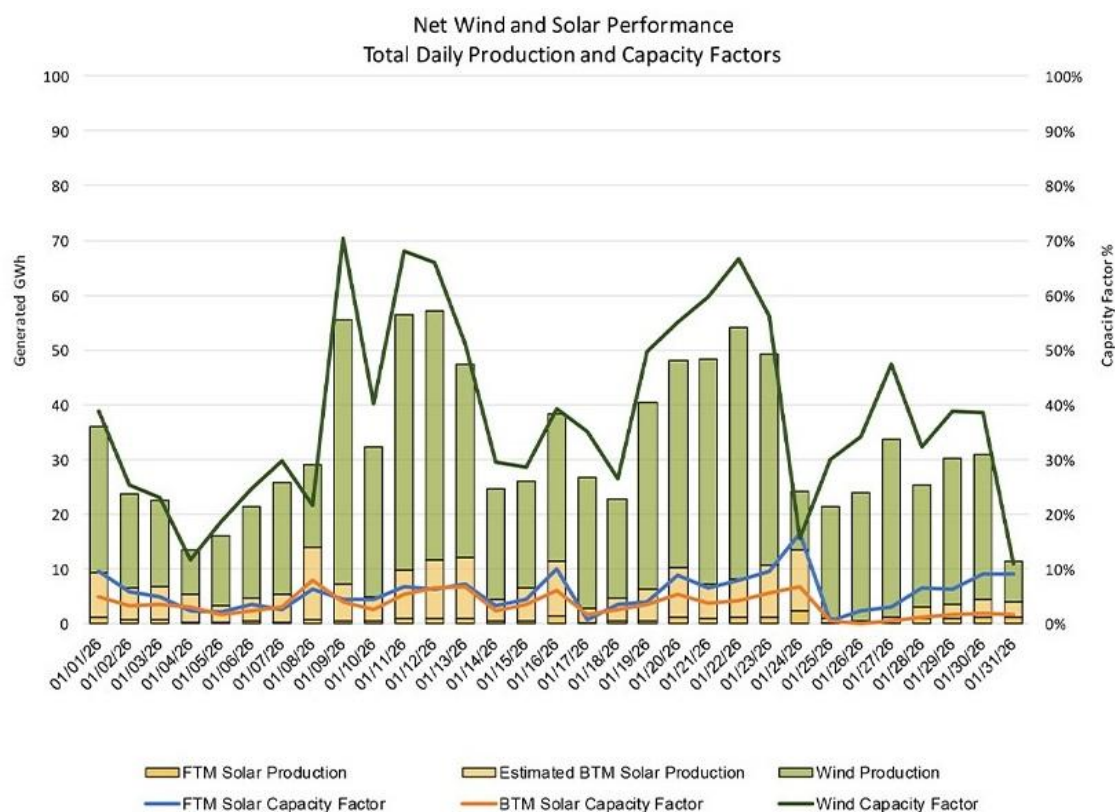
По данным системного оператора штата Нью-Йорк NYISO, в его операционной зоне максимум нагрузки на энергосистему был зафиксирован 7 февраля и составил 24 317 МВт, что превысило прогнозируемые 24 200 МВт. В период с 25 по 30 января нагрузка колебалась от 23 417 до 24 177 МВт.

Максимум нагрузки на энергосистему приходился, в основном, на ранний вечер. DR-ресурсы обеспечили снижение на несколько сотен МВт – NYISO задействовал их шесть раз в январе и еще дважды в феврале.

Снежная буря 24-27 января («зимний шторм Ферн»), затронувшая штат Техас и большую часть Восточного энергообъединения, привела к снижению выработки ВЭС на 2,4% и отсутствию выработки СЭС. NYISO предпринял меры для поддержания работы ВЭС в условиях минусовых температур, в том числе по очистке лопастей от наледи. Нехватка топлива, неблагоприятная погода и сложные цепочки поставок стали причиной приостановки работы многих двухтопливных генерирующих установок. При этом экспорт мощности из зоны NYISO составил около 1 000 МВт.

После снежной бури и в начале февраля на рынке на сутки вперед ежедневно наблюдалась снижение суммарной располагаемой мощности в объеме от 1 000 до 2 000 МВт. Число unplanned отключений генерирующего оборудования сопоставимо с предыдущими сильными морозами, но совокупный объем доступных ресурсов в энергосистеме штата был ниже, что сделало ситуацию с обеспечением балансовой надежности более напряженной.





NYISO должен будет определить энергорайоны с наибольшей концентрацией отключенных потребителей, установить причины unplanned остановок оборудования и выяснить, какие системные условия обусловили ограничение выработки ВЭС в периоды высокого спроса.

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

Американская FERC одобрила для SPP новую процедуру планирования развития энергосистемы

Федеральная комиссия по регулированию энергетики (FERC) США согласовала предложения корпорации SPP¹ по внедрению новой процедуры консолидированного планирования подключения генерации (generation interconnection, GI) и долгосрочного развития энергосистемы (Consolidated Planning Process, CPP). CPP представляет собой опережающий анализ потребности в модернизации/расширении передающей сети с определением и распределением необходимых затрат между собственниками генерации и потребителями пропорционально получаемой выгоде.

В настоящее время SPP осуществляет два параллельных процесса – ежегодно формирует комплексный план развития (Integrated Transmission Plan, ITP) и проводит исследования, связанные с обработкой GI-заявок на технологическое присоединение. Новая процедура предусматривает переход от оценки требуемой модернизации и расширения сетевой инфраструктуры, проводимой после поступления GI-заявок, к опережающей оценке с определением и распределением необходимых затрат. Комплексный цикл исследований включает анализ каждые три года потребности в

¹ Операционная зона включает полностью или частично штаты Техас, Монтана, Миннесота, Северная Дакота, Южная Дакота, Вайоминг, Небраска, Айова, Канзас, Миссури, Оклахома, Арканзас, Нью-Мексико, Луизиана.



передаче электроэнергии на 20-летний период и ежегодную оценку возможности техприсоединения генерации на 10-летний период. Такая координация ускорит ввод в эксплуатацию энергообъектов и обеспечит выявление потребностей в передаче электроэнергии с большей прозрачностью.

В апреле SPP откроет первое окно приема заявок по CPP и осенью текущего года опубликует первый тариф на обеспечение условий для техприсоединения (Generalized Rate for Interconnection Development-Contribution, GRID-C). Заявители будут вносить плату за МВт присоединенной мощности, которая соответствует их доле в общей стоимости модернизации/расширения.

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

Американский MISO отобрал пятнадцать проектов для третьего цикла ERAS

Системный оператор Среднего Запада и Юга США Midcontinent ISO (MISO)² начал третий цикл ускоренной процедуры рассмотрения заявок на техприсоединение (Expedited Resource Addition Study, ERAS) для новых энергоресурсов. Для участия отобрано пятнадцать проектов газовых ТЭС и СНЭЭ общей мощностью ≈8 000 МВт, которые распределены между севером, центром и югом операционной зоны MISO с плановыми датами вводов в эксплуатацию не позднее 2031 г.

На текущий момент в ERAS включены или находятся на стадии рассмотрения всего 53 проекта совокупной мощностью ≈27 000 МВт. С отобранными в рамках предыдущих двух циклов заключены десять договоров о подключении (Generator Interconnection Agreement, GIA), еще пятнадцать планируется подписать в ближайшее время.

Лимит ERAS составляет 68 проектов, заявки будут приниматься до сентября 2027 г. Ускоренная процедура интегрирована с программой MISO по долгосрочному планированию развития передающих сетей (Long Range Transmission Planning, LRTP) и дополняет общую стратегию по обеспечению балансовой надежности в условиях роста нагрузки потребления. С момента запуска ERAS в 2025 г. восемь проектов было отозвано из программы по инициативе разработчиков.

Официальный сайт MISO
<http://www.misoenergy.org>

Прогноз по установленной мощности в операционной зоне MISO вырос до 500 ГВт в течение ближайших двадцати лет

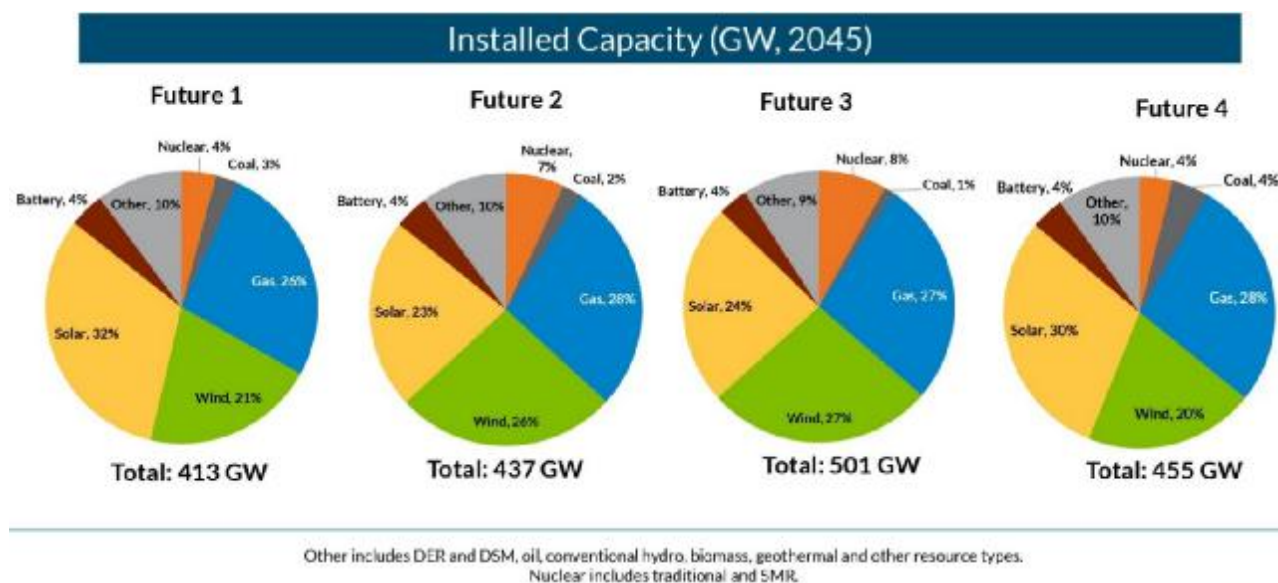
Согласно прогнозам, установленная мощность энергоресурсов всех типов в операционной зоне MISO может составить от 413 до 501 ГВт к 2045 г. В рамках подготовки плана развития региональной энергосистемы на двадцатилетний период разработано четыре сценарных прогноза роста, где отмечается, что СЭС, ВЭС и ТЭС на природном газе в структуре генерации будут преобладать.

Во всех четырех сценариях доля СНЭЭ в суммарной установленной мощности составит 4%; доля «прочих» (традиционных ГЭС, ГеоЭС, БиоЭС и пр.) в совокупности – 10%. Доля АЭС в зависимости от сценария варьируется в диапазоне от 4% до 8%

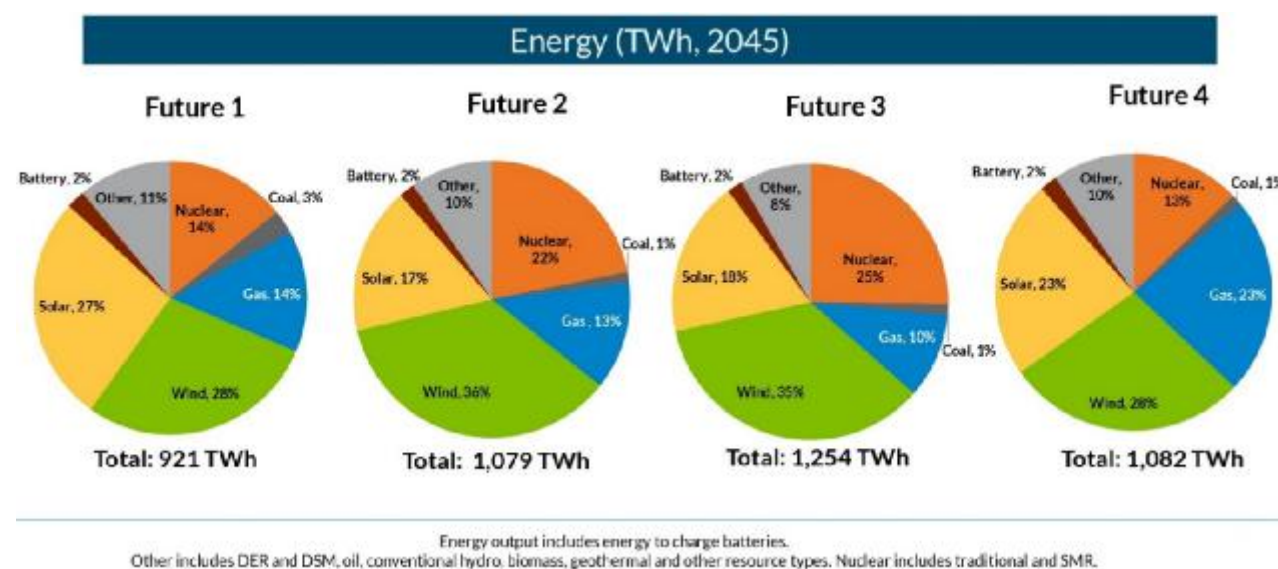
² Операционная зона включает полностью или частично штаты Техас, Монтана, Северная Дакота, Южная Дакота, Миннесота, Висконсин, Мичиган, Иллинойс, Индиана, Миссури, Кентукки, Арканзас, Миссисипи, Луизиана.



(максимальная доля АЭС в совокупной выработке – 25%); доля угольных ТЭС – от 1% до 4% (доля угольных ТЭС в совокупной выработке – в основном 1%).



Сценарий Future 3 предполагает интенсивный переход от традиционной к ВИЭ-генерации, в сценарии Future 4 учитываются ограничения в цепочках поставок.



Все сценарии рассчитывают на достаточный объем ресурсов в перспективе на 2030, 2035 и 2045 гг. При текущей установленной мощности в зоне MISO 202 ГВт к 2045 г. планируется ввести в эксплуатацию суммарно до 172 ГВт: 53 ГВт газовых ТЭС, 50 ГВт СЭС, 24 ГВт ВЭС, 12 ГВт СНЭЭ, 3 ГВт АЭС и 30 ГВт «прочих». Подготовка регионального плана развития на ближайшие 20 лет должна завершиться в начале второго квартала 2026 г.

Официальный сайт MISO
<http://www.misoenergy.org>

Минэнерго США выделяет \$ 1,9 млрд для модернизации критически важной сетевой инфраструктуры

Министерство энергетики (DoE) США во исполнение указа президента 2025 г. о поддержке отрасли объявило о выделении финансирования в размере \$ ≈1,9 млрд в



Системный оператор Единой энергетической системы

рамках программы по ускорению срочной модернизаций национальной электрической сети (Speed to Power through Accelerated Reconducting and other Key Advanced Transmission Technology Upgrades, SPARK). Такие масштабные инвестиции должны удовлетворить быстро растущий спрос на электроэнергию и потребности в энергоресурсах, одновременно снижая стоимость электроэнергии.

По данным Управления энергетической информации (U.S. Energy Information Administration, EIA), средняя цена для бытовых потребителей в 2026 г. составит \$ 0,18 за кВт*ч, что примерно на 37% больше, чем в 2020 г. При этом рост затрат на передачу и распределение является основной причиной роста счетов для потребителей.

DoE ожидает, что проекты, финансируемые через SPARK, обеспечат быструю модернизацию с реальными результатами в ближайшей перспективе: в частности, за счет замены конструктивных элементов существующих ЛЭП на обеспечивающие бóльшую пропускную способность в сочетании с использованием других передовых технологий (Advanced Transmission Technologies, ATTs) можно повысить пропускную способность и эффективность использования передающей сети, снизить цены для потребителей и улучшить системную надежность.

SPARK является продолжением предыдущей федеральной программы по модернизации межсистемных ЛЭП (Grid Resilience and Innovation Partnerships, GRIP), которая предусматривала выделение на повышение устойчивости энергосистемы и внедрение ATTs до \$ 10,5 млрд в виде конкурсного финансирования. SPARK решает примерно те же задачи, фокусируясь на быстрой замене на усовершенствованные проводники ВЛ и внедрении альтернативных методов передачи, что позволит увеличить объемы передаваемой электроэнергии и уменьшить затраты на передачу, при этом используя земельные участки, выделенные для существующей инфраструктуры.

Финансирование SPARK доступно по трем направлениям:

1. Производители электроэнергии, владельцы и операторы ЛЭП и СНЭЭ, поставщики топлива, а также коммунальные предприятия могут подать заявку на получение до \$ 427 млн для проектов по повышению устойчивости энергосистемы.
2. Штаты и местные органы власти, некоммерческие и другие организации, высшие учебные заведения и племенные сообщества могут подать заявку на получение до \$ 614 млн для проектов по созданию «интеллектуальных» сетей.
3. Штаты и их отраслевые регуляторы, местные органы власти и племенные сообщества могут подать заявку на получение до \$ 862 млн для проектов по развитию инновационных технологий.

Заявки принимаются до конца мая, и DoE планирует провести отбор проектов в августе 2026 г.

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

Техасский отраслевой регулятор подготовил изменения в стандарты подключения к энергосистеме крупных потребителей

Отраслевой регулятор американского штата Техас (Public Utility Commission of Texas, PUCT) подготовил изменения в действующие правила техприсоединения крупных потребителей в операционной зоне системного оператора ERCOT.



Новые требования направлены на поддержку развития бизнеса при сохранении надежности и предусматривают заключение крупными потребителями промежуточного соглашения с раскрытием определенной информации до включения в исследование по подключению, а также внесение финансового обеспечения в размере \$ 50 000 за МВт присоединенной мощности. В течение тридцати дней после завершения исследования потребители должны подписать соглашение о техприсоединении и уплатить невозвратный взнос в том же размере \$ 50 000. Первоначально регулятор рекомендовал взнос \$ 100 000 за МВт, но сумма была снижена из-за опасений, что более высокая плата за техприсоединение создаст барьер для выхода на рынок компаний среднего размера, даже при наличии жизнеспособных проектов.

Правила предусматривают финансовые последствия при отказе от реализации проекта или от части запрошенной присоединенной мощности и при невыполнении плана поэтапного ввода энергообъекта в эксплуатацию, а также возврат финансового обеспечения после ввода в эксплуатацию.

Параллельно ERCOT дорабатывает изменения в процедуру техприсоединения крупных потребителей, предусматривающие кластерные (пакетные) исследования.

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

Калифорнийский CAISO разрабатывает стандарт по обеспечению надежности для крупных потребителей

Системный оператор американского штата Калифорния CAISO приступил к разработке технического стандарта для крупных потребителей для поддержания балансовой надежности в связи с растущим потреблением со стороны ЦОДов, в том числе для обучения ИИ (ИИ-ЦОДов), зарядных станций для электромобилей и электрифицированного сельскохозяйственного оборудования. По данным CAISO, в операционной зоне на текущий момент нагрузка потребления ЦОДов уже составляет 4,5 ГВт, и прогнозируется ее увеличение на 1,8 ГВт к 2030 г. и на 4,9 ГВт к 2040 г.

В разрабатываемом стандарте должны быть определены пороговое значение присоединенной мощности и критерии отнесения потребителей к крупным нагрузкам, разработаны технические требования для них, уточнена методология распределения затрат на повышение пропускной способности передающей сети (особенно для потребителей с поддерживающей генерацией). Также будут подготовлены требования по устойчивости энергопринимающего оборудования к колебаниям напряжения и частоты и определены ограничения, налагаемые на пульсирующий режим работы энергоемкого оборудования, который может возникать, когда нагрузка потребления ИИ-ЦОДов в течение нескольких секунд резко падает на 80-90% после завершения обработки больших массивов данных, и провоцировать в энергосистеме критические колебания частоты.

Особое внимание CAISO уделяет сценариям восстановления нормального режима работы крупных нагрузок после технологических нарушений в питающей сети: крупные потребители смогут временно снижать нагрузку в момент нарушения, но обязаны вернуть ее к уровням, близким к исходным, в установленный срок после восстановления номинального напряжения. Небольшие, но постоянные изменения нагрузки потребления вызывают колебания напряжения в питающей сети или неприемлемые изменения качества электроэнергии в регионе, со временем эти колебания приводят к механической усталости оборудования (например, синхронных



машин и трансформаторов). Новый стандарт должен гарантировать, что постоянные небольшие изменения нагрузки будут оставаться в допустимых пределах.

Разработка стандарта CAISO, проект которого планируется опубликовать уже в апреле текущего года, следует за разработкой Североамериканской корпорацией по надежности электроснабжения (North American Electric Reliability Corporation, NERC) национальных стандартов для ИИ-ЦОДов, которые будут готовы к утверждению в конце 2026 г. Кроме того, не позднее лета NERC планирует выпустить специальные рекомендации (Energy Emergency Alert Level 3, ЕЕА3) к стандартам надежности для крупных нагрузок.

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

Отраслевой регулятор Аризоны отменил действие стандарта по развитию ВИЭ

Отраслевой регулятор американского штата Аризона (Arizona Corporation Commission, ACC) единогласным решением отменил действие стандарта штата по развитию генерации на базе ВИЭ (Renewable Energy Standard and Tariff, REST).

Принятые в течение последнего десятилетия во многих штатах США такие стандарты устанавливают, в первую очередь, минимальный обязательный объем производства электроэнергии на базе конкретного типа ВИЭ на определенный период.

С момента внедрения REST в 2006 г. крупнейшие энергосбытовые компании Аризоны – Arizona Public Service, Tucson Electric Power и UniSource Energy Services – «собрали дополнительно более \$ 2,3 млрд с потребителей всех категорий для выполнения требований REST». В текущих рыночных условиях (на фоне радикальных изменений в секторе возобновляемой энергетики) данные требования были признаны избыточными, а связанные с их выполнением затраты необоснованными.

Позиция ACC строится на том, что REST способствовал неоправданному росту тарифов на электроэнергию для потребителей. Сбытовые компании были вынуждены заключать долгосрочные контракты на закупку электроэнергии, вырабатываемой СЭС, по ценам, существенно превышающим рыночные, что затем отражалось на ценах. Регулятор специально указал, что переход к технологически нейтральным конкурентным отборам мощности должен обеспечить выбор наиболее экономически эффективных и надежных решений на рыночных принципах без вмешательства со стороны органов власти штатов.

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

