



СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

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

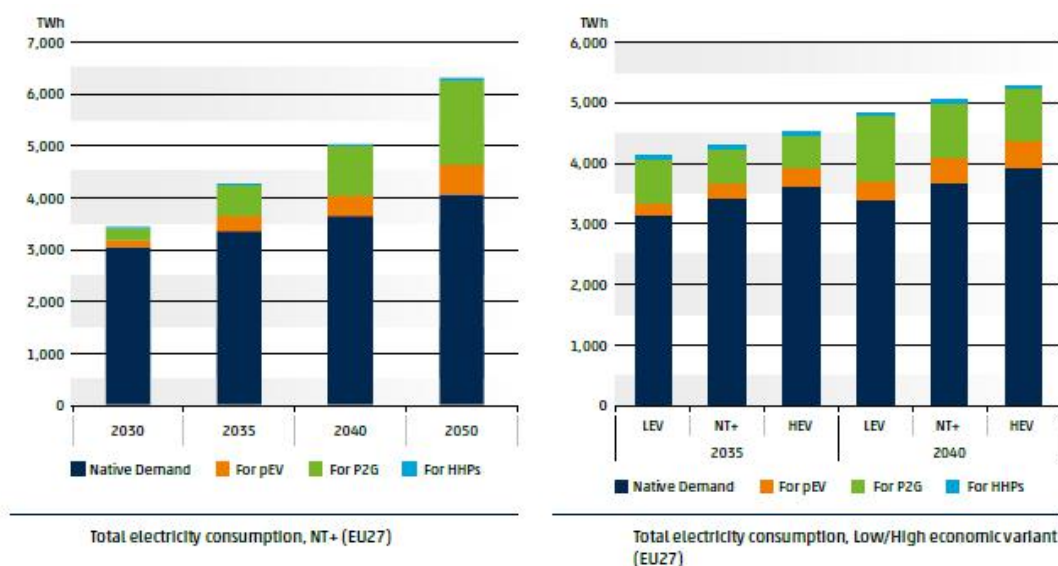
26.06.2026 – 02.07.2026



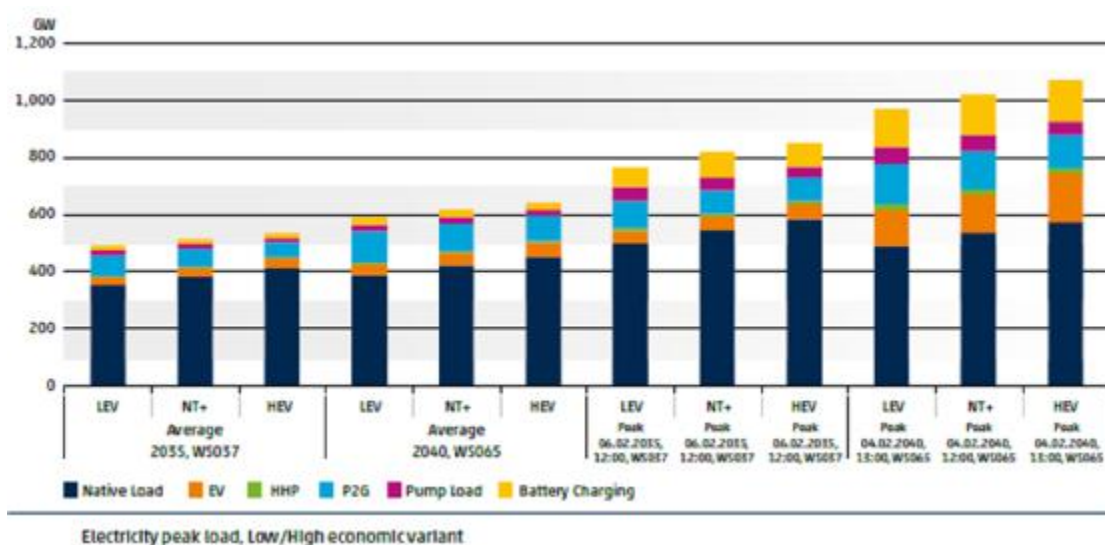
ЕВРОПА

Европейские ассоциации операторов электроэнергетических и газотранспортных систем опубликовали обзор основных сценариев для TYNDP 2026

Европейские ассоциации ENTSO-E и ENTSO-G опубликовали совместный обзор [основных сценариев](#) очередного десятилетнего плана развития европейских энергосистем TYNDP 2026. Сценарии разрабатываются для принятия обоснованных и эффективных решений при планировании развития инфраструктуры, в том числе при отборе проектов в категориях PCIs/PMIs¹, и предусматривают координацию между системами электро- и газоснабжения.



В рамках TYNDP 2026 рассматриваются три сценария – при среднем (NT+), высоком (HEV) и низком (LEV) темпах экономического роста – для оценки потребностей в зависимости от различных макроэкономических условий.



¹ Projects of Common Interest – «проекты общего интереса», реализуемые на территории стран-членов ЕС; Projects of Mutual Interest – «проекты взаимного интереса», реализуемые на территории стран-членов ЕС и третьих стран.



Все три сценария соответствуют энергетической и климатической политике ЕС и вытекают из общеевропейских целей на периоды до 2030 и 2050 гг.

В NT+ совокупный спрос для 27 стран ЕС увеличится почти вдвое: с 3 420 ТВт*ч в 2030 г. до 6 320 ТВт*ч в 2050 г. В 2035 г. при низком темпе экономического роста он составит 3 104 ТВт*ч, при среднем – 3370 ТВт*ч, при высоком – 3 618 ТВт*ч. К 2040 г. он увеличится до 3 378 ТВт*ч в условиях низкого, до 3 659 ТВт*ч среднего и до 3 937 ТВт*ч высокого экономического роста. Согласно NT+ пик нагрузки потребления достигнет 538 ГВт в 2030 г, 632 ГВт в 2035 г., 725 ГВт в 2040 г. и 851 ГВт в 2050 г.

В ближайшее время пройдут консультации с отраслевыми регуляторами в рамках агентства ACER и со странами-членами ЕС, после чего сценарии будут направлены на рассмотрение в Еврокомиссию.

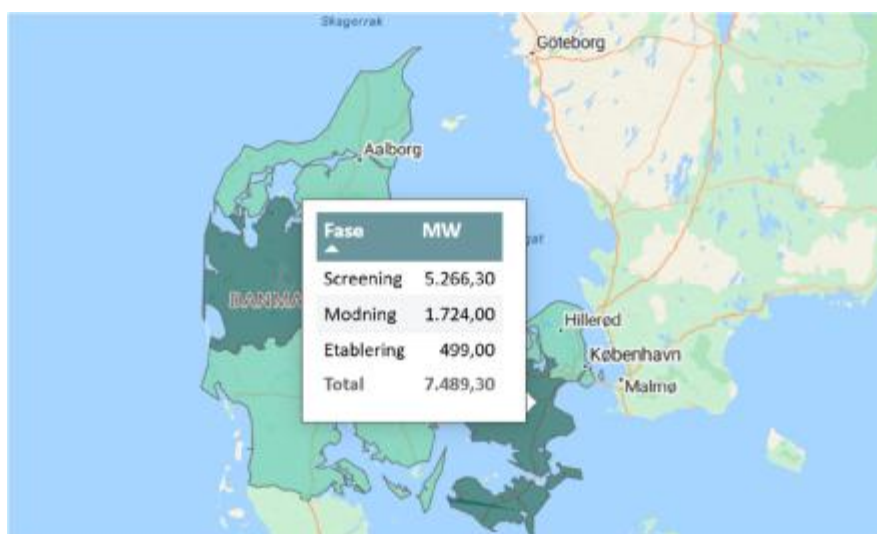
Официальный сайт ENTSO-E
<http://www.entsoe.eu>

Суммарная мощность заявок на технологическое присоединение в Дании достигла почти 60 ГВт

По данным датского системного оператора Energinet, общий объем заявок в очереди на подключение к магистральной сети приблизился к 60 ГВт: 34 989 МВт присоединенной мощности потребителей и 24 252 МВт объектов генерации.

Текущий максимум потребления в Дании составляет ≈7 000 МВт. Заявки на техприсоединение поступают от ЦОДов, парков аккумуляторных СНЭЭ, Power-to-X-установок², СЭС и крупных промышленных предприятий. Большинство заявок подано в 2025 г., и 75% из них – это дата-центры, Power to X-установки и СНЭЭ.

В сложившейся ситуации Energinet ввел в эксплуатацию интерактивную карту, позволяющую отслеживать распределение присоединенной мощности заявок на присоединение к магистральной сети по регионам, разделение проектов на категории «потребление» и «генерация», а также количество проектов, находящихся на каждом из трех этапов – предварительной оценки, детальной проработки и строительства. Данные обновляются первого числа каждого месяца.



² Установки для преобразования электроэнергии в другие виды энергии, топливо или химические продукты, и переменная «X» в названии может обозначать самые разные конечные продукты (газ, жидкое топливо, тепло или химическое сырье).



Предполагается, что карта даст возможность участникам рынка и остальным заинтересованным сторонам оценить объем очереди в конкретном регионе. Пока она представляет собой только стратегический ориентир, не являющийся основанием для инвестиционных решений, и не содержит информации о конкретных проектах, точных локациях, присоединенных мощностях или заявителях. Тем не менее, Energinet намерен работать над следующей версией карты с более высокой детализацией.

В начале 2026 г. Energinet ввел временный мораторий на заключение новых договоров о подключении из-за отсутствия свободной пропускной способности передающей сети при продолжающемся поступлении заявок. С 1 февраля 2026 г. принцип рассмотрения заявок изменился с «первым пришел – первым рассмотрен» на «первым достиг готовности – первым подключен» для приоритизации наиболее подготовленных проектов. Кроме того, системный оператор ускоряет инвестиции в расширение сетей: в 2025 г. введено в эксплуатацию рекордное количество ПС и ЛЭП, хотя рост капитальных затрат, неопределенность для инвесторов и длительные экологические согласования выступают сдерживающими факторами.

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

Немецкий 50Hertz впервые размещает в Германии заказ на производство ППС для HVDC-соединения NordOstLink

Немецкий системный оператор 50Hertz заключил с консорциумом в главе с Siemens Energy крупный контракт на строительство береговой и шельфовой платформенных ППС пропускной способностью 2 ГВт в рамках реализации проекта строительства HVDC-соединения North Sea Connector 2 для подключения шельфовых ВЭС к национальной энергосистеме.

Ключевая особенность сделки заключается в том, что впервые шельфовая платформенная ППС будет изготовлена преимущественно в Германии, на верфи в Росток-Варнемюнде (федеральная земля Мекленбург-Передняя Померания). Также ведутся переговоры по заключению контракта на строительство еще одной ППС в идентичном исполнении, ключевые компоненты которой должны быть изготовлены в Германии. Если второй контракт будет подписан, совокупная контрактная стоимость обоих проектов составит € 2,5 млрд.

В Северном море установка ППС планируется в 200 км к западу от о-ва Зильт. Строительство на берегу будет осуществляться возле Шверина, на площадке новой ПС – конечной точке HVDC-соединения NordOstLink протяженностью ≈190 км и общей стоимостью ≈€ 5,5 млрд, которое пройдет между Мекленбургом-Передней Померанией и Шлезвиг-Гольштейном. NordOstLink является частью более масштабного проекта StromNetzDC, реализуемого совместно немецкими системными операторами 50Hertz, TenneT и TransnetBW, чтобы обеспечить поставки (мощностью от 4 ГВт до 12 ГВт) от ВЭС на побережье к узлам потребления в центре и на юге страны. North Sea Connector 2 дополняет NordOstLink и должно быть готово до конца 2034 г. Ввод NordOstLink в эксплуатацию намечен на 2032 г.

Вторым проектом, оборудование для которого может быть произведено на немецких верфях, заявлена еще одна часть NordOstLink – HVDC-соединение North Sea Connector 1.

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



АМЕРИКА

Американская NERC опубликовала отчет о расследовании системной аварии в Западном энергообъединении 13 ноября 2025 г.

Североамериканская корпорация по обеспечению надежности электроснабжения (North American Electric Reliability Corporation, NERC) совместно со своим региональным подразделением, курирующим западные штаты США (Western Electricity Coordinating Council, WECC), представила отчет по результатам расследования системной аварии 13 ноября 2025 г. в северо-восточной части Западного энергообъединения (Western Interconnection).

Затронутый аварией регион располагался на границе зон обслуживания двух координаторов по обеспечению надежности (Reliability Coordinators, RCs) – RC West и SPP West.

В 12:43 (UTC-7) произошел масштабный сбой в работе энергосистем и привел к отключению свыше 250 тыс. потребителей в Монтане, Южной Дакоте, Вайоминге и Небраске, а также к полному обесточиванию на западе Южной Дакоты и северо-востоке Вайоминга. Начало аварии положило плановое отключение обслуживаемой компанией PACE ЛЭП 500 кВ Aeolus–Clover, которое из-за ряда неблагоприятных факторов стало причиной каскадного отключения ЛЭП 500 кВ Aeolus–Anticline, ЛЭП 230 кВ и 115 кВ и объектов генерации.

По ЛЭП Aeolus–Clover и ЛЭП Aeolus–Anticline идут большие объемы поставок от ВЭС и ТЭС в центры потребления по всему региону, поэтому их техническое состояние всегда требует тщательного мониторинга, чтобы не провоцировать ограничения выработки ВЭС. Для их надежной работы PACE внедрила схему корректирующих действий³, которая автоматически отключает ВЭС при отключениях обеих ЛЭП Aeolus, предотвращая тем самым более масштабные системные сбои.

Первоначально отключение ЛЭП Aeolus–Clover по установленным процедурам было запланировано на 08:00 13 ноября, но перенесено на более позднее время из-за неготовности оперативного персонала к производству необходимых переключений до полудня. При этом перед ее плановым отключением в затронутом аварией регионе уже были выведены из работы восемь ЛЭП 230 кВ.

По мере приближения к полудню и запланированному времени отключения выработка ветровой генерации росла, что увеличивало объемы передаваемой по обеим ЛЭП Aeolus электроэнергии. При этом, как указано в отчете, хотя выработка



³ Remedial Action Scheme (RAS) предназначена для обнаружения заранее определенных условий системы и автоматического принятия корректирующих мер, которые могут включать регулировку или отключение генерации (МВт и Мвар), отключение нагрузки или изменение топологии энергосистемы.



ВЭС на момент отключения ЛЭП 500 кВ Aeolus–Clover была значительной, она не стала фактором, способствовавшим развитию аварии. Инверторные ресурсы (IBRs), которые играли негативную роль в других случаях системных сбоев, в восточном Вайоминге сработали должным образом в условиях колебаний напряжения и частоты. После тщательного анализа установлено, что все настройки защиты и управления IBRs сработали корректно. Кроме того, IBRs способствовали более быстрому восстановлению частоты в энергосистеме, в основном за счет аккумуляторных СНЭЭ, а ветроэнергетика обеспечивала доступную мощность во время восстановления.

При подготовке к отключению РАСЕ, придерживаясь операционных процедур, увеличила уставку срабатывания RAS ЛЭП Aeolus, чтобы гарантировать, что RAS не сработает случайно во время плановых переключений коммутационного оборудования. РАСЕ также отслеживала ситуацию с помощью системы RTCA⁴ для выявления критических отклонений режимных параметров и не обнаружила таковых, но функции оповещения RTCA не были включены, что привело к некорректным результатам анализа.

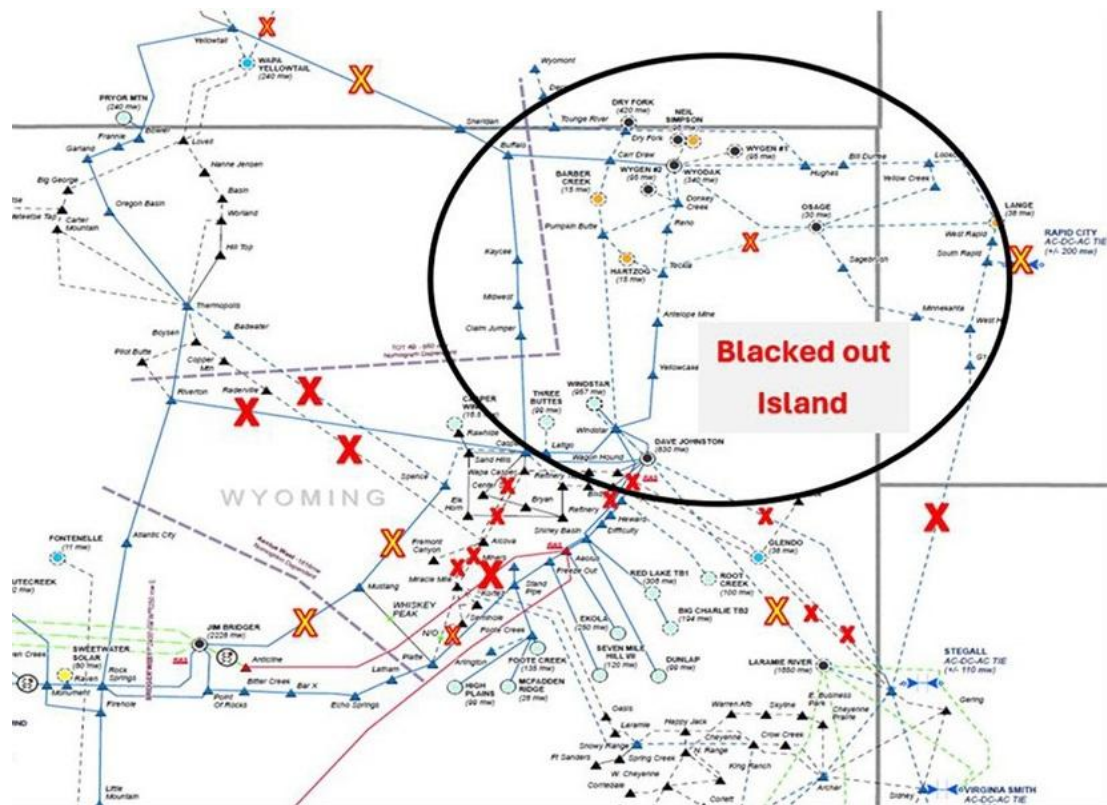
При отсутствии выявленных RTCA нарушений РАСЕ вывела из работы ЛЭП Aeolus–Clover, что привело к неустойчивому состоянию энергосистемы (критерий надежности N-1 уже не выполнялся), перераспределению потоков электроэнергии с ростом нагрузки на ЛЭП Aeolus–Anticline и резкому локальному падению напряжения на шине 500 кВ Aeolus до 138 кВ ($\approx 0,28$ Уном), что объясняется недостаточностью источников реактивной мощности в сложившейся топологии сети.

Падение напряжение на шинах привело к штатному срабатыванию защиты от снижения напряжения и отключению ЛЭП Aeolus–Anticline в течение 0,344 с после отключения ЛЭП Aeolus–Clover. После отключения ЛЭП Aeolus–Anticline падение напряжения на шинах 230 кВ ПС Windstar, которое уже составляло $\approx 0,78$ Уном, ускорилось, достигнув $\approx 0,23$ Уном в течение следующих 0,279 с, что тоже привело к штатному срабатыванию защиты от снижения напряжения, отключению еще тринадцати ЛЭП 230 кВ и, как следствие, выделению на изолированную работу северо-восточного Вайоминга и юго-западной Южной Дакоты через 0,623 с после отключения ЛЭП Aeolus–Clover. Образовавшийся остров обесточился в течение 6 с. Диспетчерский персонал не имел достаточно времени для каких-либо оперативных корректирующих действий. В результате каскадного отключения ЛЭП и объектов генерации потребители оставались без электроэнергии в течение нескольких часов, некоторые промышленные потребители – до следующих суток.

Впоследствии поток электроэнергии быстро перераспределился по северо-восточной части Western Interconnection, и, хотя большая часть энергообъединения оставалась работоспособной, ненормативное возмущение привело к отключению в совокупности более 4 800 МВт генерации, включая угольную, газовую, солнечную и ветровую. Возникший дисбаланс привел к падению системной частоты в Western Interconnection до 59,758 Гц (которая восстановилась до 60 Гц примерно через 6 мин), и на северо-востоке было активировано отключение нагрузки потребления при пониженной частоте, которое продолжалось до обесточивания выделившегося энергоострова. Напряжение в сети 500 кВ в период развития аварийной ситуации колебалось в диапазоне от ≈ 520 кВ до 138 кВ.

⁴ Real-Time Contingency Analysis позволяет оценивать состояние энергосистемы (нагрузку потребления и генерации, сбой при передаче), используя данные в реальном времени как для текущих, так и будущих условий эксплуатации. RTCA непрерывно имитирует отказы оборудования или изменения топологии сети и позволяет диспетчерскому персоналу подготовиться к корректирующим действиям.





RCs и компании-собственники передающих сетей (Transmission Operators, TOPs) затронутого аварией региона сразу приступили к восстановлению нормального режима работы, которое в большинстве случаев заняло примерно 9 часов. Для запуска отключившихся объектов генерации использовались либо собственные ресурсы, либо подача электроэнергии из соседних энергосистем. PACE подключила последних обесточенных потребителей через 9,5 ч, некоторые сбытовые компании справились в течение 7-8,5 ч.

Определенные NERC и WECC в ходе анализа ключевые факторы, повлиявшие на развитие ситуации, разделены на три основные группы:

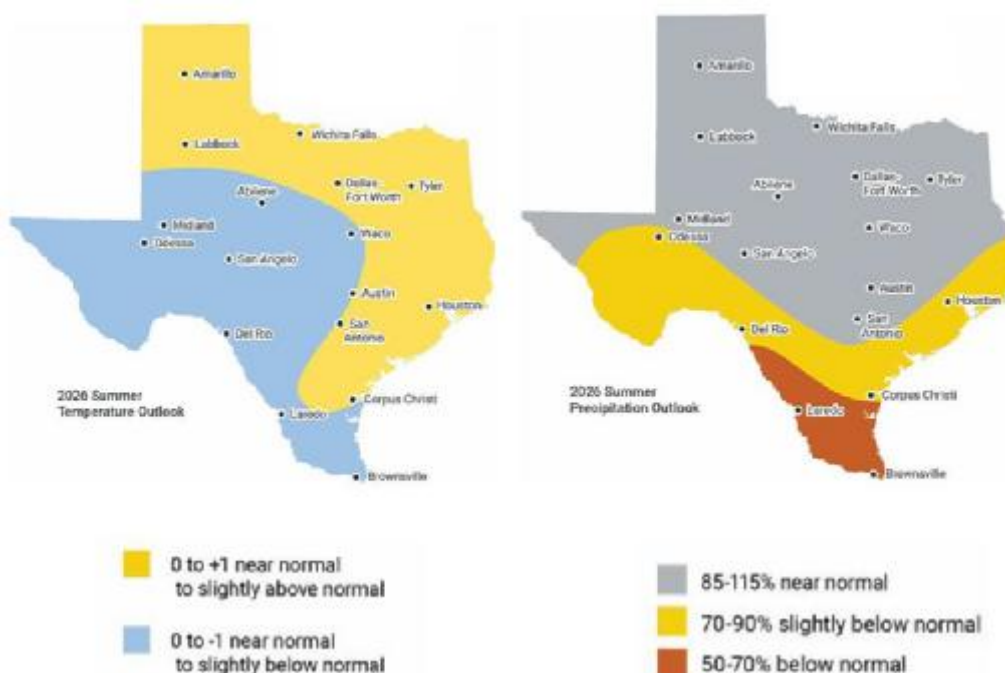
1. Персонал: недостаточное взаимопонимание между RCs и TOPs при обмене технической информацией и деталями плановых переключений (например, данными RTCA, утвержденной программой переключений коммутационного оборудования и информацией о текущем состоянии RAS).
2. Технологические процессы: недостаточно эффективное управление сетевым оборудованием у некоторых организаций на границах зон обслуживания (например, недостаточно детальное моделирование в RTCA соседних зон при оперативном планировании), некачественный обмен оперативными данными в реальном времени, такими как состояние RAS и связанная информация, не устраненные вовремя, хотя известные ранее проблемы с работой RTCA и использование для анализа обходных решений (в итоге операторы потеряли доверие к результатам RTCA, что задержало принятие необходимых превентивных мер).
3. Инструменты: некоторые TOPs в основном полагаются на один инструмент анализа и расчетную модель без возможности проверки результатов с помощью дополнительных офлайн- и онлайн-инструментов (RCs и TOPs использовали разные допущения при моделировании Aeolus RAS в своих RTCA и неточные параметры моделирования, такие как рабочие пределы и

реактивная мощность, более того, была отключена функция оповещения о низком напряжении и отсутствовала согласованность параметров для RTCA с тестовыми параметрами генерирующего оборудования).

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

Техасский ERCOT подтвердил хорошую готовность штата к летнему периоду

По оценке Texas RE – регионального подразделения NERC, ответственного за штат Техас, – умеренный рост потребления и увеличение совокупной мощности инверторных ресурсов (IBRs) обеспечат в операционной зоне системного оператора ERCOT достаточный объем оперативных резервов для покрытия ожидаемого пика, несмотря на прогнозы (температура выше среднеголетней) и сухую погоду.



Вероятность выпуска ERCOT оповещений о риске возникновения чрезвычайной ситуации (Energy Emergency Alert, EEA) в часы максимальных нагрузок (до 21:00) снизилась с 3,1% в 2025 г. до 0,43% в 2026 г. Texas RE отмечает устойчивый рост доступной генерации (на 12% с лета 2025 г.) в основном за счет СЭС и СНЭЭ, что подразумевает наличие значительного резерва до конца сентября. Весной уже был достигнут максимум нагрузки ВИЭ-генерации, который составил для СЭС 34,43 МВт (13 мая), для ВЭС – 28,93 МВт (18 мая). При этом угроза надежности может возникать в ранние вечерние часы, когда солнце уже зашло, но спрос еще остается высоким.

Для предотвращения проблем ERCOT реализует программы управления спросом, способствующие снижению сетевых перегрузок и поддержанию баланса в условиях дефицита ресурсов, а также внедряет механизмы оптимизации загрузки ВЛ в реальном времени с учетом текущих погодных условий (Dynamic Line Rating, DLR).

Летний пик нагрузки потребления вырос на 13,6% в период с 2021 по 2025 гг. Исторический максимум зафиксирован в августе 2023 г. – 85,5 ГВт. Прошлогодний летний пик – 83,7 ГВт.

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



Минэнерго США возобновило финансирование портфеля проектов JTIQ между операционными зонами MISO и SPP

Министерство энергетики (DoE) США принял решение о выделении гранта в размере \$ 464 млн для строительства межсистемных ЛЭП 345 кВ на Среднем Западе между операционными зонами системных операторов MISO⁵ и SPP⁶.

Пакет проектов Joint Targeted Interconnection Queue (JTIQ), финансирование которого по федеральной программе Grid Resilience and Innovation Partnerships (GRIP) было приостановлено DoE в октябре 2025 г., требует суммарно около \$ 1,65 млрд вложений. Ожидается, что возобновление участия DoE позволит привлечь для JTIQ более \$ 1 млрд дополнительных частных инвестиций.

В пакет входят пять проектов на территории семи штатов Среднего Запада – Айова, Канзас, Небраска, Миннесота, Миссури, Северная Дакота и Южная Дакота. Вместе они позволят подключить ≈28 ГВт новой генерации на границе между зонами MISO и SPP. При этом каждый системный оператор реализует по два проекта на своей территории, и пятый проект будет реализовываться ими совместно.



Средства, выделяемые DoE в рамках GRIP, покрывают около 25% капитальных затрат на JTIQ, и около 75% должны быть профинансированы за счет подключаемых к сети генерирующих объектов пропорционально их присоединенной мощности.

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

Американские штаты Иллинойс и Нью-Йорк вводят ограничения на развертывание новых ЦОДов

Власти штата Иллинойс временно приостановили действие региональных налоговых льгот и субсидий для новых ЦОДов после того, как в штате не были приняты нормативные акты, регулирующих их развитие. Губернатор Иллинойса распорядился приостановить рассмотрение и заключение соответствующих налоговых соглашений с операторами дата-центров на период разработки нормативной базы, призванной обеспечить доступность тарифов на электроэнергию для потребителей и сбалансированное развитие экономики на территории штата.

Долгосрочные приоритеты включают создание отдельной тарифной категории для ЦОДов, отнесение затрат на развитие сетевой инфраструктуры и привлечение

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

⁶ Операционная зона включает полностью или частично штаты Техас, Монтана, Миннесота, Северная Дакота, Южная Дакота, Вайоминг, Небраска, Айова, Канзас, Миссури, Оклахома, Арканзас, Нью-Мексико, Луизиана.



дополнительной генерации для них напрямую на данную категорию без привлечения рядовых потребителей и введение для них стандартов энергоэффективности. ЦОДы должны будут нести расходы соразмерно объему нагрузки, которая ложится именно из-за их обслуживания на системы водо- и электроснабжения.

Положения непринятого комплексного законопроекта (Protecting Our Water, Energy, and Ratepayers Act, POWER Act) предусматривают обязанность бытовых компаний заключать с операторами ЦОДов договоры электроснабжения с условием ограничения потребления, при этом в периоды пиковых нагрузок на энергосистему ЦОДы без собственной генерации будут отключаться в первую очередь. Кроме того, губернатор выступает за запрет соглашений о неразглашении информации о технических параметрах проектов между операторами ЦОДов и местными органами власти и за введение обязательной регулярной отчетности о потреблении воды и электроэнергии.

Параллельно с этим в штате Нью-Йорк принят закон (Responsible Data Center Development Act), который вводит годовой мораторий на выдачу новых экологических разрешений и лицензий для ЦОДов мощностью более 20 МВт. Мера направлена на изучение комплексного воздействия таких объектов на экономику штата, а также на защиту интересов конечных потребителей. Закон отражает растущую негативную реакцию в штате на развитие энергоемких объектов потребления и контрастирует с традиционно более мягкой позицией губернатора, ориентированной на управление последствиями их работы, а не на приостановку развертывания. Кроме того, должны быть сформированы отдельные тарифные группы для крупных потребителей не только электроэнергии, но и воды, и отраслевой регулятор (New York Public Service Commission, NYPSC) обязан отклонять любые предложения по изменению тарифов, не предусматривающие такую дифференциацию, чтобы избежать перекладывания затрат на остальных обычных потребителей. Законом введены требования по энергоэффективности ЦОДов и использованию ВИЭ и обязательства по участию в развитии местных сообществ.

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

АЗИЯ

Южная электросетевая компания Китая завершила ввод в эксплуатацию нового водозащищенного распределительного устройства в провинции Хайнань

Китайская энергокомпания China Southern Power Grid (CSG), ответственная за управление энергосистемами южных провинций Гуандун, Гуанси, Гуйчжоу, Хайнань и Юньнань, объявила о вводе в эксплуатацию очередного низковольтного РУ нового типа, способного работать при полном затоплении водой, в районе Ячжоу городского округа Санья.

В сентябре 2023 г. в Гуандуне прошел рекордный ливень, затопивший более ста помещений РУ в Шэньчжэне, и всё оборудование, пострадавшее от грязи и воды, пришлось заменить. Именно этот ливень подтолкнул к идее разработать для РУ электрооборудование, которое может нормально работать под водой. Традиционное оборудование защищено только от повышенной влажности из-за дождя, брызг,



водяного пара, конденсата. После затопления оно должно пройти длительный процесс «откачка воды – демонтаж – очистка – сушка – монтаж – тестирование – подключение к сети», который часто занимает несколько дней. Для мегаполиса с населением в десятки миллионов человек, как Шэньчжэнь, каждая минута отключения электроэнергии влечет за собой огромные социальные издержки. Местные органы власти и Управление электроснабжения Шэньчжэня уже в сентябре достигли соглашения о разработке водозащищенного оборудования; в октябре того же года официально началась подготовка к реализации проекта; в апреле 2024 г. проект был запущен.

В сентябре 2024 г. были разработаны прототипы низковольтного РУ и РУ среднего напряжения, а также силовой трансформатор с необходимой степенью защиты. В ноябре прошли испытания нового типа оборудования под нагрузкой – в течение 24 часов в условиях погружения в воду на глубину 3 м, – подтвердившие осуществимость предложенного технического решения. Главная задача, стоявшая перед разработчиками, заключалась в одновременном решении трех основных технических проблем: изоляции, герметизации и теплоотвода.

В марте 2025 г. оборудование успешно прошло квалификационные испытания в национальном испытательном центре, и 31 марта на производственной базе Управления электроснабжения района Лунхуа в Шэньчжэне был официально введен в эксплуатацию водозащищенный первый комплект. Способность работать в течение 72 часов при погружении на 3 м охватывает экстремальный диапазон затопления при городских наводнениях в Китае и соответствует требованию о продолжительности спасательных и дренажных работ. Дополнительным преимуществом является то, что время и затраты на ремонт оборудования сокращаются почти на 90%, а расходы на техническое обслуживание приближаются к нулю.

CSG рассчитывает, что строительство водозащищенных РУ в подверженных наводнениям и низинных районах Китая будут завершены до конца текущего года.

Официальный сайт CSG
<http://www.csq.cn>

