



СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

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

23.12.2022 – 29.12.2022



Американские системные операторы объявили об отмене режима повышенной готовности после «снежного шторма Эллиот»

Ряд системных операторов США, действующих в трех из четырех основных географических регионах страны – на Северо-Востоке, Среднем Западе и Юге, – в период с 23 по 25 декабря в условиях экстремальных холодов и заметного ухудшения погодных условий из-за снежной бури были вынуждены вводить режим повышенной готовности в связи с высокой нагрузкой на энергосистемы.



Системный оператор PJM Interconnection (PJM)¹, ответственный за штаты Восточного побережья, выпустил 22 декабря предупреждение о возможном введении режима повышенной готовности (Cold Weather Advisory) в период 23-26 декабря в связи с ожидаемыми сильными морозами. На следующий день вышло оповещение (Cold Weather Alert) о введении режима повышенной готовности на подконтрольных энергообъектах в период 24-25 декабря для всей зоны PJM. Cold Weather Alert используется PJM, если температура наружного воздуха прогнозируется на уровне 100°F (-12°C) и ниже. Cold Weather Alert обязывает всех собственников магистральных сетей и объектов генерации принять необходимые меры, чтобы не допустить замерзания оборудования и по получении приказа PJM отменить или отложить любые плановые выходы в ремонт для сохранения в работе достаточного объема энергоресурсов.

Снежная буря спровоцировала перебои в работе генерации и быстрый рост спроса на электроэнергию, поэтому с 22:30 24 декабря и до 22:00 25 декабря был введен уже режим чрезвычайной ситуации (Maximum Generation Emergency Alert), что соответствует оповещению 1-го уровня (Energy Emergency Alert, EEA1)², когда PJM

¹ В операционную зону PJM входят полностью или частично округ Колумбия и штаты Делавэр, Иллинойс, Индиана, Кентукки, Мэриленд, Мичиган, Нью-Джерси, Северная Каролина, Огайо, Пенсильвания, Теннесси, Виргиния, Западная Виргиния.

² EEA1 используется, когда системный оператор готовится или уже вынужден задействовать все доступные ресурсы для покрытия потребления и учитывает ситуацию, при которой не сможет поддерживать необходимый объем резервов.



может приказать загрузить станции выше типовых экономических нормативов или задействовать ресурсы управления потреблением (Demand Response). Одновременно системный оператор подготовил и в течение 24 декабря несколько раз повторил обращение к потребителям о необходимости добровольной экономии электроэнергии и возможном введении плановых веерных отключений по всей операционной зоне в период с 4:00 24 декабря до 10:00 25 декабря – впервые после прохождения холодного фронта над территорией США зимой 2014 г.

Системный оператор штатов Среднего Запада и Юга США (Midcontinent ISO, MISO)³ уже 20 декабря выпустил на 22 декабря оповещение (Cold Weather Alert) о сложных погодных условиях для южных штатов в своей зоне – первая стадия мер по поддержанию надежности при возникновении угрозы нарушений энергоснабжения. Вторая стадия – введение режима повышенной готовности, включая приостановление работ по техобслуживанию (Conservative Operations), вводилась поэтапно в южных, центральных и северных районах операционной зоны MISO в течение 23 декабря и действовала до 12:00 24 декабря. Третья стадия, т.е. уже режим чрезвычайной ситуации (Maximum Generation Event), по всей операционной зоне была объявлена в 17:30 и отменена в 21:00 23 декабря. Системный оператор объявляет Maximum Generation Event в случае возможного дефицита мощности и оповещает потребителей о резком росте спроса и необходимости экономить электроэнергию, чтобы избежать аварий и массовых отключений.

Корпорация SPP объявила о введении с 11:00 23 декабря до 12:00 25 декабря режима повышенной готовности (Conservative Operations), который подразумевает приостановление техобслуживания энергообъектов, но еще не требует от потребителей экономить электроэнергию. При этом уже 22 декабря в операционной зоне SPP был обновлен исторический зимний максимум потребления мощности – более 47 000 МВт, предыдущий рекорд, составивший 43 661 МВт, был зафиксирован 15 февраля 2021 г. Более высокий по сравнению с прогнозом спрос на электроэнергию в ночь с 22 на 23 декабря и постоянное понижение температуры вынудили SPP начиная с 8:27 и до 10:00 23 декабря выпустить оповещение EEA1, хотя оно также не подразумевало снижение потребления. Режим Conservative Operations перестал действовать, как и планировалось, с 12:00 25 декабря.

Системный оператор штата Техас Electric Reliability Council of Texas (ERCOT) в ночь с 22 на 23 декабря опубликовал оповещение о полной готовности всей доступной мощности для покрытия ожидаемого роста потребления. Кроме того, 23 декабря ERCOT обратился в Министерство энергетики (Department of Energy, DoE) США за разрешением для ТЭС не соблюдать установленные федеральные нормативы по качеству воздуха, в частности, при необходимости использовать мазутное топливо вместо природного газа, чтобы избежать аварий в энергосистеме. Соответствующий приказ о чрезвычайной ситуации (Emergency Order) был выпущен DoE в тот же день со сроком действия до 10:00 25 декабря. В обращении в DoE системный оператор аргументировал необходимость таких мер тем, что при неожиданно высоком фактическом потреблении (более 74 ГВт при прогнозируемом спросе порядка 70 ГВт)

EEA2 требует снизить потребление, чтобы избежать массовых длительных отключений электроэнергии.

EEA3 означает, что оперативные резервы ниже требуемого минимума и энергосбытовые компании должны подготовиться к отключениям потребителей.

³ Операционная зона MISO включает полностью или частично штаты Монтана, Северная Дакота, Южная Дакота, Миннесота, Висконсин, Мичиган, Иллинойс, Индиана, Миссури, Кентукки, Арканзас, Миссисипи, Луизиана, Техас.

часть генерации отключилась или сбросила нагрузку – около 11 ГВт мощности газовых и угольных ТЭС, 4 ГВт мощности ВЭС и 1,7 ГВт мощности СЭС. Большинство энергоблоков, по оценке ERCOT, должны вернуться в работу в течение суток, но на случай задержек или новых сбоев системный оператор предупредил о необходимости готовиться к ограничению потребления, в том числе за счет экономии электроэнергии потребителями. Электростанции могли воспользоваться полученным разрешением только при условии выпуска ERCOT оповещений EEA2 или EEA3, когда, в числе прочего, от бытовых потребителей требуется снизить потребление, а крупные промышленные потребители будут отключаться. По состоянию на утро 24 декабря со стороны ERCOT не потребовалось выпуска оповещения о чрезвычайной ситуации и энергосистема штата выдержала похолодание, в первую очередь, из-за отсутствия сильных морозов, снегопадов и обледенения, хотя в ряде районов имели место нарушения электроснабжения (отключения носили локальный характер, например, из-за обрывов проводов ЛЭП). Вечером того же дня потребление не превышало 60 ГВт при почти 72 ГВт располагаемой мощности. В 10:30 25 декабря ERCOT объявил о возвращении к нормальному режиму работы в связи с постепенным потеплением.

Системные операторы штата Нью-Йорк NYISO и штатов Новой Англии ISO New England (ISO-NE) не вводили режим чрезвычайной ситуации. ISO-NE 25 декабря выпустил предупреждение (Precautionary Alert) о возможных сложностях во время вечернего пика потребления и позднее в тот же день объявил о вводе резервов мощности из-за неожиданной потери некоторых объектов генерации и импорта электроэнергии (мощности) из соседних штатов, в обоих случаях не требуя от потребителей экономить электроэнергию.

Помимо регионов, обслуживаемых системными операторами, от снежной бури пострадали также штаты, где управление энергосистемами осуществляют другие компании. В частности, Tennessee Valley Authority (TVA)⁴ с 7:00 до 11:00 утра 24 декабря осуществляла плановый сброс нагрузки, который составил около 10% располагаемой мощности генерации штата Теннесси (в среднем 10-минутные отключения каждые 1,5-2 часа для конечных потребителей). Энергохолдинг Duke Energy вводил кратковременные плановые отключения потребителей с 6:30 24 декабря в штатах Северная и Южная Каролина.

Официальные сайты PJM, MISO, SPP, ERCOT
<http://www.pjm.com>, <http://www.misoenergy.com>, <http://www.spp.org>, <http://www.ercot.com>

Выделено финансирование для сооружения фундамента первого в мире искусственного энергетического острова в бельгийских водах Северного моря

Федеральное правительство Бельгии и бельгийский системный оператор Elia подписали соглашение, согласно которому проекту сооружения первого в мире искусственного энергетического острова – Princess Elisabeth Island (PEI) – будет выделено финансирование в размере € 99,7 млн в рамках Фонда восстановления и устойчивости экономики (Recovery & Resilience Facility, RRF) ЕС. Фонд был создан Европейской комиссией в разгар пандемии COVID-19 для поддержки проектов,

⁴ Находящаяся в государственной собственности энергоснабжающая корпорация, ответственная за экономическое развитие региона бассейна реки Теннесси.



реализуемых государствами-членами ЕС и направленных на осуществление энергетического перехода и обеспечения устойчивого развития экономики.



Выделяемое в рамках RRF финансирование будет направлено на строительство фундамента PEI.

Бельгийский энергетический остров станет ключевым элементом в раскрытии потенциала Северного моря для строительства шельфовой ветровой генерации. PEI станет связующим звеном между шельфовыми ВЭС, построенными во второй зоне шельфовой ветровой генерации (максимальная мощность построенных здесь ВЭС составит 3,5 ГВт), и береговой высоковольтной сетью. Энергетический остров также станет первым элементом европейской шельфовой электрической сети и центральным связующим узлом для новых трансграничных соединений между Великобританией и Данией.

Строительство в бельгийской части Северного моря искусственного энергетического острова – инновационный проект, сочетающий в себе высоковольтную сетевую инфраструктуру как постоянного, так и переменного тока. Начало строительства фундамента PEI запланировано в 2024 г., завершение строительства – к середине 2026 г.

Официальный сайт Elia
<https://www.elia.be>

Управление по электро- и водоснабжению эмирата Дубай представило модель мониторинга и прогнозирования туманов

Научно-исследовательский центр Управления по электро- и водоснабжению Дубая (Dubai Electricity and Water Authority, DEWA) разработал модель прогнозирования и мониторинга туманов на основе спутниковых данных. Модель



будет интегрирована в процесс планирования и управления производством электроэнергии расположенными в эмирате Дубай объектами генерации на базе ВИЭ, в основном для крупнейшего в мире комплекса солнечной генерации Rashid Al Maktoum⁵ (к 2030 г. совокупная мощность входящих в энергокомплекс СЭС достигнет 5 ГВт). Модель также позволит оптимизировать выработку электроэнергии крупнейшей в мире газовой ТЭС Jebel Ali⁶ мощностью 9547 МВт.

Ключевым параметром модели станут изображения высокого разрешения, полученные с наноспутника DEWA-SAT-2 6U, который должен быть запущен на низкую околоземную орбиту (525 км) в феврале 2023 г. Низкоорбитальный спутник, является частью реализуемой DEWA программы Space-D⁷ по повышению качества эксплуатации и планирования развития электросетевой инфраструктуры с использованием приложений на базе искусственного интеллекта, Интернета вещей (Internet of Things, IoT), блокчейн-технологий и технологий дистанционного зондирования.

В октябре текущего года состоялось торжественное открытие спутниковой наземной станции с IoT-терминалами LoRa⁸ собственной разработки DEWA. Данная система связи большой дальности с низким энергопотреблением позволила расширить зону покрытия существующей наземной сети связи и получать данные от удаленных энергообъектов быстрее и с меньшими затратами, что особенно важно в таких районах как горы, леса или пустыни.

В более долгосрочной перспективе DEWA намерено предложить использование модели прогнозирования тумана другим операторам и владельцам СЭС.

Информационно-аналитический ресурс SEI
<https://www.smart-energy.com>

Американская NERC представила долгосрочную оценку балансовой надежности энергосистем на 2023-2032 годы

Североамериканская корпорация по надежности электроснабжения (North American Electric Reliability Corporation, NERC) опубликовала очередной долгосрочный прогнозный отчет о состоянии энергосистем и обеспечении надежности энергоснабжения на десятилетний период (2022 Long-Term Reliability Assessment, LTRA), где представлена оценка балансовой надежности и рисков, связанных с высоким уровнем интеграции ВИЭ в некоторых регионах страны.

⁵ Комплекс солнечной генерации Rashid Al Maktoum расположен в Сайх Аль-Дахал (Saih Al-Dahal), в 50 км к югу от Дубая.

⁶ Комплекс электростанций, состоящий из 9 отдельных электростанций, расположен на территории более 3 км вдоль побережья Персидского залива между портом Джебель-Али и районом Джумейра.

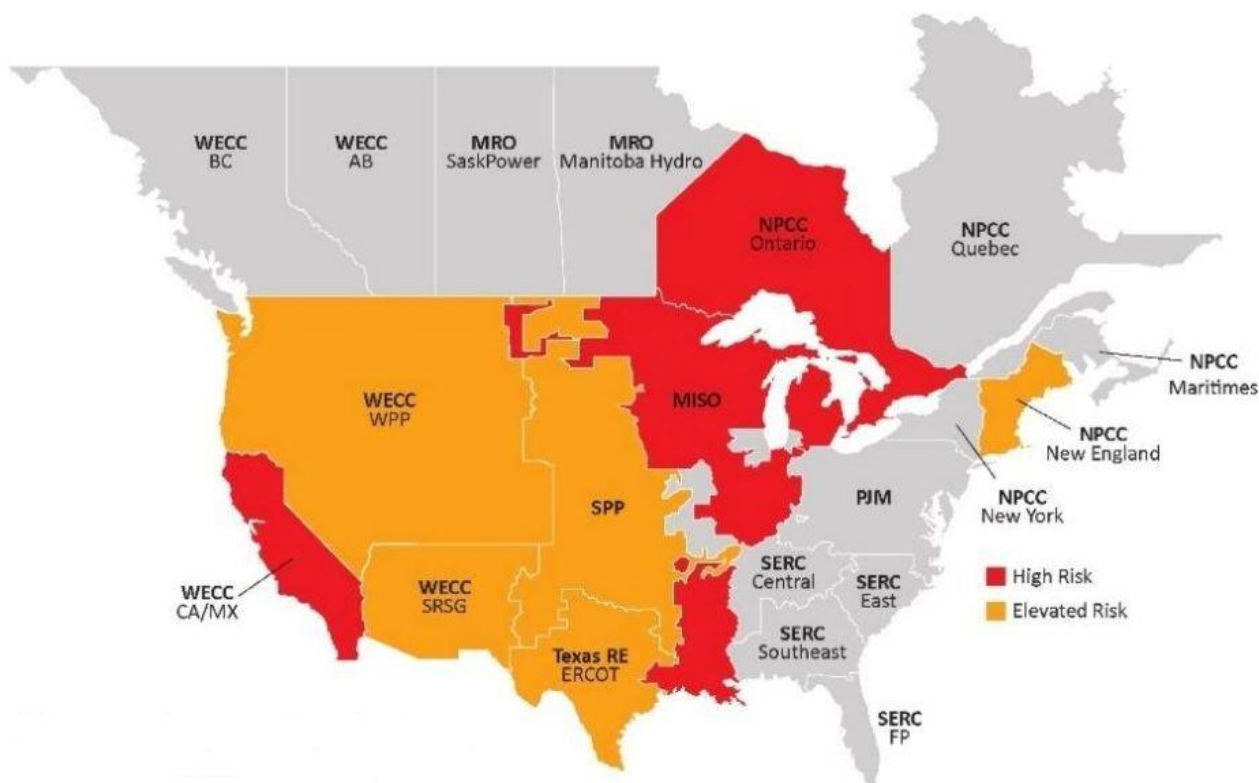
⁷ <https://www.dewa.gov.ae/en/about-us/strategic-initiatives/dewa-space-programme>.


⁸ LoRa (Long Range) — запатентованная, проприетарная технология модуляции маломощной сети передачи данных со скоростью 0,3-50 кб/с на расстояния от 1 до 15 км в нелицензируемом диапазоне частот. Используется для передачи данных в автономных датчиках экологического наблюдения и коммунальном хозяйстве. LoRa обеспечивает передачу данных с низким энергопотреблением и охватывает низкий уровень, в то время как другие технологии и протоколы, такие как LoRaWAN (Long Range Wide Area Network), покрывают верхние уровни передачи данных.




По результатам проведенного анализа NERC приходит к следующим ключевым выводам:

1. В большинстве регионов страны прогнозируется достаточный запас резервов мощности для покрытия пикового спроса при нормальных погодных условиях.
2. Области, где с большой вероятностью ожидается дефицит мощности и требуется больше надежных энергоресурсов (в первую очередь, диспетчируемая, обеспеченная топливом и устойчивая к погодным условиям генерация), отнесены к категории высокого риска.



 Высокий риск нарушений энергоснабжения – дефицит мощности возможен при стандартных условиях прохождения максимума нагрузки

 Повышенный риск нарушений энергоснабжения – дефицит мощности возможен в экстремальных условиях прохождения максимума нагрузки

- В операционной зоне системного оператора Среднего Запада и Юга США MISO дефицит требуемого объема резервов мощности согласно предыдущим прогнозам должен был возникнуть в 2024-2025 гг., но срок прогнозируемого дефицита мощности сдвинулся на один год, и уже к лету 2023 г. ожидается дефицит 1 300 МВт мощности в связи с тем, что запланированные к закрытию АЭС и угольные и газовые ТЭС выводятся из эксплуатации быстрее, чем вводятся замещающие их новые электростанции.
- В штате Калифорния вводы в эксплуатацию новых электростанций снизили риск нехватки доступных энергоресурсов, но по-прежнему сохраняется угроза для надежности энергоснабжения (в основном в летний период после захода солнца, когда для покрытия потребления не хватает



доступной генерации), что связано со слишком быстрыми одновременными изменениями в структуре и генерации и потребления.

- В канадской провинции Онтарио дефицит доступной генерирующей мощности ожидается начиная с 2025 г. и далее, уже в 2025 г. дефицит мощности составит 1 700 МВт, что обусловлено выводом из эксплуатации старых электростанций и длительными плановыми остановками ядерных реакторов на АЭС, подлежащих реконструкции.
3. Области, где возможны продолжительные экстремальные погодные явления, из-за чего неизбежно увеличивается спрос на электроэнергию и при этом растет угроза повреждений энергообъектов, отнесены к категории повышенного риска. В то время как конкретный энергорайон может располагать достаточным объемом генерирующих мощностей для покрытия потребления при нормальных погодных условиях, при погодных катаклизмах увеличивается вероятность перебоев в энергоснабжении. Во многих частях США прогнозирование спроса и его реакция на экстремальные температуры и иные аномальные климатические явления становятся все более неопределенными. Тенденция к масштабной электрификации (внедрение электротранспорта и систем электроотопления, особенно в бытовом секторе) и развитие распределенной генерации должны способствовать дальнейшему росту потребления и одновременно повышенной «чувствительности» энергосистем (например, когда при сильных холодах электроотопление в жилых домах потребует заметного увеличения выработки электроэнергии). Не все объекты генерации приспособлены к работе при очень высоких или низких температурах, а кроме того, сбои в производстве и транспортировке топлива или переменчивость погоды ограничивают работоспособность электростанций разных типов. Также неблагоприятные погодные явления, охватывающие большую территорию, влияют на пропускную способность ЛЭП и возможность взаимного балансирования электрически связанных энергосистем.
- Во всех энергосистемах так называемой Западной объединенной зоны (Western Interconnection, WI)⁹ прогнозируется рост потребления электроэнергии и изменение структуры генерации и потребления, что в нормальных условиях уравнивается за счет перераспределения избыточной выработки электроэнергии по территории WI, но летом при экстремальной жаре сетевые ограничения снижают возможность таких перетоков.
 - Энергосистема штата Техас по-прежнему будет уязвима в зимний период из-за большого количества вынужденных отключений газовых ТЭС и ВЭС при сильных холодах с учетом того, что разница между пиковой нагрузкой в нормальных и экстремальных погодных условиях зимой оценивается как довольно существенная (до 12,5%).

⁹ В состав Western Interconnection входят полностью штаты Вашингтон, Орегон, Айдахо, Вайоминг, Колорадо, Юта, Аризона, Невада, Калифорния, частично штаты Монтана, Нью-Мексико, Техас, Южная Дакота, кроме того, канадские провинции Британская Колумбия и Альберта и часть мексиканского штата Нижняя Калифорния.



- Операционная зона корпорации Southwest Power Pool (SPP)¹⁰ аналогично Техасу и западным штатам будет сильно зависима от возможных погодных аномалий, которые приводят, в первую очередь, к отключениям большого количества СЭС или перебоям с поставками природного газа на станции. Дополнительно увеличение доли ВЭС в энергобалансе операционной зоны SPP создаст угрозу дефицита мощности при слабом ветре.
- В Новой Англии¹¹ на балансовую надежность в зимний период будут влиять ограничения, связанные с газотранспортной инфраструктурой. Из-за роста потребления газа системами отопления и сложностей с поставками топлива на электростанции, решающее значение будут иметь производство сжиженного природного газа и наличие резервных запасов топлива на электростанциях.

В качестве базовых рекомендаций для максимального смягчения прогнозных рисков NERC указала на необходимость соотносить сроки закрытия старых электростанций и вводов в эксплуатацию замещающих их станций, которые способны работать в базовой части графика нагрузки и участвовать в обеспечении устойчивости и надежности энергосистемы. Кроме того, экстремальные погодные явления должны учитываться при проведении оценок балансовой надежности и перспективном планировании. Также следует дополнить расчет необходимого минимума резервов мощности при пиковых нагрузках оценкой возможных рисков для балансовой надежности и для других сезонов и времени суток. Интеграция в энергосистему энергоресурсов на базе инверторов (inverter-based resources, IBR) требует специальной оценки условий их работы в составе энергосистемы, а также, учитывая растущие объемы распределенной генерации, необходимо обратить особое внимание на их возможное влияние на функционирование энергосистемы. Отдельно следует проработать вопрос взаимозависимости газотранспортной и электроэнергетической систем и проанализировать влияние электрификации на прогнозируемое электропотребление.

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

Управление энергетической информации США подготовило ценовой прогноз для оптовых энергорынков на зиму 2022-2023 годов

По оценке Управления энергетической информации США (U.S. Energy Information Administration, EIA), пиковые оптовые цены на электроэнергию в зимний период 2022-2023 гг. в некоторых регионах США вырастут более чем на 60%.

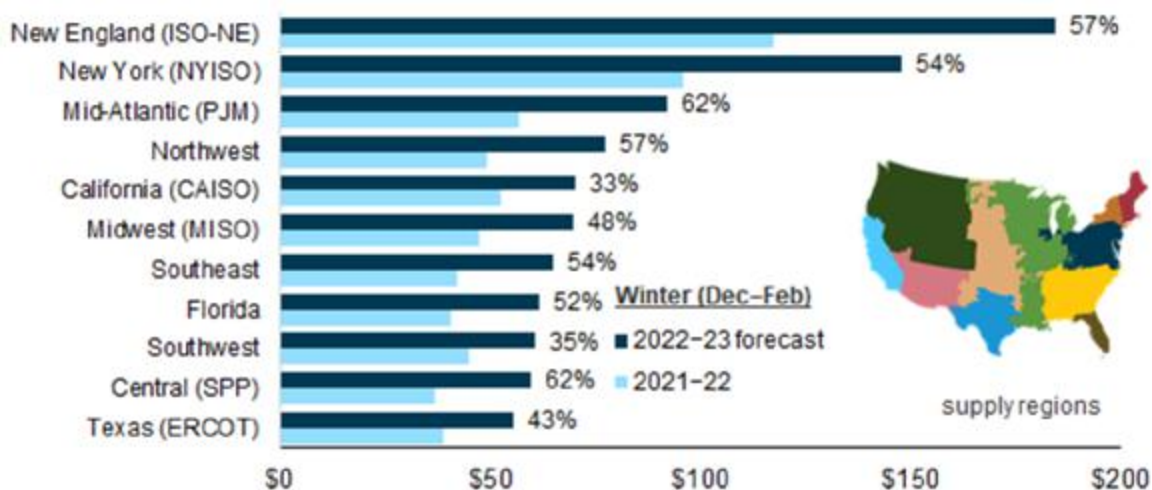
Как оптовые покупатели, так и бытовые потребители могут ожидать заметного повышения цен на электроэнергию, в частности, в бытовом секторе стоимость 1 кВт*ч будет составлять в среднем 14,5 центов, что на ≈6% выше, чем прошлой зимой. В целом рост цен на электроэнергию колеблется от почти полного отсутствия на северо-

¹⁰ В операционную зону SPP входят полностью или частично штаты Монтана, Миннесота, Северная Дакота, Южная Дакота, Вайоминг, Небраска, Айова, Канзас, Миссури, Оклахома, Арканзас, Нью-Мексико, Луизиана, Техас.

¹¹ Новая Англия (New England) – регион на северо-востоке США, включающий в себя штаты Коннектикут, Мэн, Массачусетс, Нью-Гэмпшир, Род-Айленд и Вермонт.



западе Центрального региона (Айова, Канзас, Миннесота, Миссури, Небраска, Северная и Южная Дакота) до $\approx 18\%$ в штатах Новой Англии. Вместе с тем розничные цены растут меньше, чем оптовые. За три зимних месяца по мере похолодания оптовые цены на электроэнергию при пиковых нагрузках в Калифорнии поднимутся на $\approx 33\%$, но в Средне-Атлантических штатах (Нью-Йорк, Нью-Джерси, Пенсильвания, Делавэр, Мэриленд) или в Центральном регионе (преимущественно Средний Запад и Юг, включая Техас) рост цен может быть в два раза выше.



Средняя пиковая оптовая цена зимой 2021-2022 гг. и прогноз на зимний период 2022-2023 гг. (\$/МВт*ч)

Применительно к 2023 г. EIA также прогнозирует увеличение цен на электроэнергию для населения – в среднем до 15,39 центов за кВт*ч, что почти на 17% больше, чем в 2020 г., когда средняя цена составляла 13,16 центов за кВт*ч.

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

Апелляционный суд США по округу Колумбия обязал FERC пересмотреть схемы финансирования проектов по модернизации электрических сетей в операционной зоне MISO

Апелляционный суд США по округу Колумбия (D.C. Circuit Court of Appeals) обязал Федеральную комиссию по регулированию энергетики (FERC) США подготовить более четкие разъяснения по предоставлению компаниям-собственникам передающих сетей в операционной зоне системного оператора штатов Среднего Запада и Юга США Midcontinent ISO (MISO) преимущественных прав финансирования проектов по модернизации принадлежащей им сетевой инфраструктуры с целью подключения новых объектов генерации к сети в свете высоких темпов интеграции в энергосистему генерирующих объектов на базе ВИЭ.

Исторически расходы на модернизацию электрических сетей в операционной зоне MISO брали на себя сетевые компании и в дальнейшем компенсировали свои затраты за счет владельцев генерирующего оборудования. Однако, в 2015 г. в ответ на жалобу компании Otter Tail Power было решено лишить сетевые компании такого преимущества. Три года спустя апелляционный суд отменил решение по делу Otter

Tail, в том числе по причине отсутствия доказательств потенциальной дискриминации генерирующих компаний, также претендующих на выполнение работ по модернизации, со стороны собственников сетей. В августе 2018 г. FERC, не проводя слушаний по сути дела, изменила свое решение, заявив, что все сетевые компании в операционной зоне MISO должны иметь приоритетное право финансирования проектов модернизации электрической сети. За этим последовал ряд приказов FERC, которые в дальнейшем были обжалованы Ассоциацией чистой энергетики (American Clean Power Association, ACPA) США.

В своем последнем решении Апелляционный суд США по округу Колумбия согласился с ACPA в том, что владельцы объектов электросетевого хозяйства в зоне обслуживания MISO могут принимать решения о модернизации электросетевой инфраструктуры преимущественно в отношении собственных объектов генерации по сравнению с генерирующими объектами потенциальных конкурентов, а FERC вместо реагирования на аргументы, представленные ACPA, просто заявила, что доказательств, предоставленных собственниками генерирующих объектов, недостаточно для подтверждения факта дискриминации.

По решению суда FERC должна учесть потенциальные угрозы дискриминации со стороны владельцев объектов электросетевого хозяйства и доработать долгосрочные решения по оптимизации схем финансирования модернизации электросетевой инфраструктуры, чтобы исключить в будущем подобные спорные ситуации.

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

По данным FERC, компания Dynegy манипулировала рыночным положением в рамках аукциона по отбору поставщиков мощности в 2015-2016 годах

Генеральный прокурор штата Иллинойс (Illinois Attorney General) и Public Citizen¹² считают, что Федеральная комиссия по регулированию энергетики (FERC) США должна обязать компанию Dynegy выплатить \$ 428,6 млн незаконно полученной прибыли потребителям электроэнергии в штате.

По данным Управления по соблюдению законодательства FERC (Управление), компания Dynegy оказала влияние на ход аукциона по отбору поставщиков мощности в операционной зоне системного оператора MISO в 2015-2016 гг., что привело к росту цен на мощность в штате Иллинойс. Public Citizen и прокуратура штата Иллинойс намерены использовать отчет Управления для взыскания более \$ 425 млн с компании Vistra, которая объединилась с Dynegy в 2018 г. При этом Dynegy категорически не согласна с утверждениями FERC и считает, что действовала в соответствии с действовавшими на тот момент правилами и процедурами рынка.

Согласно отчету Управления, в 2013 г. Dynegy купила у компании Amergen электростанции суммарной мощностью 3152 МВт, расположенные в 4-й торговой зоне MISO, которая охватывает большую часть штата Иллинойс, и 1241 МВт в соседней торговой зоне. По мнению Управления, Dynegy – независимый производитель

¹² Некоммерческая прогрессивная группа по защите прав потребителей и аналитический центр, базирующийся в Вашингтоне (округ Колумбия), с филиалом в Остине (штат Техас).



электроэнергии – безуспешно пыталась манипулировать ценами в 4-й торговой зоне на аукционе по отбору поставщиков мощности в 2014-2015 гг., когда цена на мощность составила \$ 16,75 за МВт в сутки. После чего Dунегу предприняла четыре шага, не основанных на рыночных принципах, чтобы установить клиринговую цену мощности на следующем аукционе. Так, Dунегу использовала схему по накоплению резервов мощности, которые в противном случае могли бы быть предложены на аукционе по нулевой цене, тем самым увеличивая вероятность того, что цена мощности, выставленной Dунегу на аукционе по ненулевой цене, станет определяющей при расчете клиринговой цены. На аукционе по отбору поставщиков мощности 2015-2016 гг. клиринговая цена мощности в 4-й зоне составила \$ 150 за МВт в сутки. Однако, в восьми других торговых зонах MISO стоимость мощности составила от \$ 3,29 до \$ 3,48 за МВт в сутки. По мнению Управления, в поведении Dунегу отслеживаются признаки манипулирования ценами, на основании которых FERC выносит решения по делам о манипулировании рыночным положением. При этом принимаются во внимание такие признаки, как изменения в торговом поведении, неэкономичная торговля, сообщения и документация, подтверждающие манипулирование, а также неспособность компании адекватно объяснить свои действия и поведение на энергорынке.

Public Citizen настаивает на проведении долгосрочных реформ, предлагая создать в MISO должность или представительство защитника прав потребителей (Consumer Advocates), аналогично представительству, созданному в системном операторе штатов Восточного побережья США PJM Interconnection, которое финансируется за счет соглашения об урегулировании рыночных манипуляций, заключенному с Constellation Energy Commodities Group в 2012 г. Public Citizen также хотела бы, чтобы все результаты аукционов по отбору поставщиков мощности были предметом рассмотрения FERC и общественного обсуждения, как это делается в операционной зоне системного оператора Новой Англии ISO-NE.

Информационный ресурс Utility Dive
<https://www.utilitydive.com>

Американская компания Coaltrain Energy согласилась выплатить \$ 4 млн для урегулирования обвинений в манипулировании энергорынком в 2010 году

В 2016 г. FERC вскрыла махинации энергокомпании Coaltrain Energy и ее трейдеров на энергорынке под управлением системного оператора PJM Interconnection (PJM) в 2010 г. Компания размещала UTC сделки с единственной или основной целью – получение платежей в рамках «распределения маржинальной прибыли» (collecting marginal loss surplus allocation). FERC обязала Coaltrain Energy выплатить в общей сложности \$ 38 млн необоснованных платежей и \$ 4,1 млн неосновательного обогащения. FERC также обратилась в федеральный суд штата Огайо с просьбой подтвердить постановление комиссии о наложении на Coaltrain Energy штрафных санкций.

По информации FERC, сделки, проводимые до возникновения перегрузки («up-to-congestion») в электрической сети, используются для хеджирования рисков роста цен на электроэнергию в периоды перегрузок, позволяя участникам энергорынка совершать арбитражные операции, получая прибыль от разницы цен на рынках на сутки вперед и балансирующем рынке.



Coaltrain Energy, которая не подтвердила и не опровергла обвинения, согласилась выплатить PJM \$ 4 млн (пятью частями по \$ 800 тыс.), чтобы урегулировать обвинения в том, что трейдеры компании влияли на рынок PJM, совершая ненадлежащие «up-to-congestion» сделки, в соответствии с мировым соглашением, утвержденном FERC 11 октября текущего года. В свою очередь FERC согласилась отказаться от всех своих претензий к Coaltrain Energy и пяти физическим лицам – владельцам и сотрудникам компании, которые находились на рассмотрении в рамках судебного процесса – FERC против Coaltrain Energy – в окружном суде США по Южному округу штата Огайо. В своем иске FERC требовала от Coaltrain Energy и физических лиц выплатить в общей сложности \$ 42,1 млн.

Информационный ресурс Utility Dive
<https://www.utilitydive.com>

Entergy Louisiana в ближайшие пять лет планирует инвестировать около \$ 5 млрд в укрепление электросетевой инфраструктуры штата Луизиана (США)

Американская энергокомпания Entergy Louisiana направила на одобрение Комиссии по коммунальному обслуживанию (Public Service Commission, PSC) штата Луизиана (США), выполняющей функции отраслевого регулятора, заявку на реализацию проектов по укреплению электросетевой инфраструктуры, а также мероприятий по контролю роста нежелательной растительности на выделенных для прокладки ЛЭП территориях штата. Данные меры предусмотрены первым этапом корпоративного плана по обеспечению устойчивости энергосистемы штата (grid resilience plan, GRP), который будет реализовываться с 2024 г. по 2028 г. и обойдется компании в ~\$ 5 млрд.

Всего в рамках реализации GRP, состоящего из двух этапов, в период 2024-2033 гг. планируется инвестировать порядка \$ 9,6 млрд. Средства будут направлены на осуществление мер, способствующих более оперативному и рентабельному устранению последствий неблагоприятных погодных явлений. В течение 10 лет компания намерена укрепить более 269 тыс. объектов сетевой инфраструктуры в рамках 9600 инфраструктурных проектов.

В 2021 г. Entergy Louisiana обязалась направить \$ 2,5 млрд на ликвидацию разрушительных последствий урагана «Ида». Участвовавшие климатические катаклизмы стали причиной финансовых потерь компании, которую критиковали за неоперативное восстановление электроснабжения потребителей после веерных отключений из-за неблагоприятных погодных условий, а также за возмещение расходов, понесенных компанией на восстановление электроснабжения, за счет потребителей.

В заявке Entergy Louisiana также содержится предложение по развертыванию 10 локальных микросетей для поддержания надежности электроснабжения потребителей в ситуации частых климатических катаклизмов. На текущем этапе, Entergy Louisiana завершила оценку соответствия проектов критериям повышения системной надежности. По информации Entergy Louisiana, в случае одобрения PSC первого этапа GRP и после оценки эффективности его реализации, компания примет решение о запуске второго этапа.

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

