



СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

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

02.02.2024 – 08.02.2024



ENTSO-E впервые опубликовала планы по развитию шельфовых электрических сетей стран-членов ЕС

Европейская ассоциация ENTSO-E в рамках подготовки очередного 10-летнего плана по развитию электрических сетей ЕС (TYNDP 2024) представила обзор первых планов по строительству сетей на шельфе – Offshore Network Development Plans (ONDP). ONDP анализирует текущую ситуацию и будущие потребности стран-членов ЕС в строительстве сетевой инфраструктуры для достижения целевого показателя – не менее 300 ГВт шельфовых ВЭС к 2050 г. (в настоящее время их совокупная мощность составляет менее 20 ГВт). Ожидается, что шельфовая ветровая генерация станет третьим по значимости ресурсом для европейских энергосистем, обеспечивая 18% совокупного производства диспетчируемой электроэнергии к 2040 г.

Согласно приведенным в ONDP данным, потенциально в ЕС можно построить 384 ГВт шельфовых ВЭС. Для достижения амбициозного промежуточного целевого показателя в 182 ГВт к 2030 г. потребуется ежегодно вводить в эксплуатацию не менее 25,5 ГВт. При этом на долю стран-членов ЕС приходится 15 ГВт новых вводов, и еще 10,5 ГВт – на Норвегию и Великобританию. ONDP предусматривает и возможность сооружения гибридных шельфовых ВЭС, т.е. тех, которые будут вырабатывать электроэнергию, поставляемую потребителям в двух и более странах.

По ONDP шельфовые электрические соединения, в частности, в Северном и Балтийском морях будут развиваться от типа «точка-точка» к более интегрированной наземной и шельфовой инфраструктуре с растущей долей гибридных соединений. В целом к 2050 г. большая часть шельфовых ВЭС будет подключена через радиальные соединения, около 14% – через гибридные двойного назначения, при этом до 9% – к нескольким национальным энергосистемам.

Всего, согласно ONDP, к 2050 г. по сравнению с 2025 г. потребуется построить дополнительно 54 тыс. км шельфовой сетевой инфраструктуры, что потребует до € 400 млрд инвестиций, из которых € 150 млрд должны быть потрачены на строительство шельфовых ППС, € 120 – на прокладку наземных и подводных DC КЛ. При этом строительство может столкнуться с проблемами в цепочках поставок комплектующих.

ENTSO-E и в дальнейшем планирует учитывать планы развития европейской шельфовой сетевой инфраструктуры при формировании TYNDP, чтобы обеспечить комплексный подход при планировании.

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

Правительство Швейцарии одобрило проект переговорного мандата с ЕС для заключения соглашения по электроэнергетике

Правительство Швейцарии утвердило проект мандата на ведение переговоров с ЕС по вопросу заключения соглашения по электроэнергетике, которое должно обеспечить условия для стабильной работы энергосистемы Швейцарии в составе объединенной энергосистемы континентальной Европы.

Швейцарская сеть высокого напряжения тесно связана с сетью ЕС, но страна все чаще в последние годы оказывалась невовлеченной в совместную работу в рамках соответствующих европейских платформ и процессов из-за отсутствия соглашения, подписание которого должно урегулировать участие Швейцарии в такой



работе, а также защитить ее интересы в части импорта электроэнергии. По оценке швейцарского системного оператора Swissgrid, соглашение позволит по возможности полно интегрироваться в процессы координации совместной работы энергосистем стран-членов ЕС и свести к минимуму неплановые перетоки через сети Швейцарии, а также обеспечить максимум возможностей для импорта, что особенно важно зимой, когда Швейцария сильно от него зависит, и снизит риск перебоев в электроснабжении.

Официальный сайт Swissgrid
<http://www.swissgrid.ch>

Американский PJM подготовил очередной долгосрочный прогноз потребления электроэнергии и мощности на период до 2039 г.

Системный оператор штатов Восточного побережья США PJM Interconnection (PJM)¹ опубликовал очередной ежегодный долгосрочный прогноз потребления электроэнергии и мощности на ближайшие десять и пятнадцать лет (2024 Long-Term Load Forecast, LTLF 2024).

Анализ показал рост потребления активной мощности в операционной зоне PJM в течение следующих десяти лет: летний максимум будет расти в среднем на 1,7% в год и, как ожидается, при таком прогнозе составит 178 895 МВт в 2034 г. и 193 123 МВт в 2039 г. Для сравнения исторический максимум, зафиксированный в 2006 г., составил 165 563 МВт, прогнозируемый на лето 2024 г. – 151 254 МВт.

Прогнозируемый средний рост зимнего максимума составил 2%: в 2033-2034 гг. он составит 164 824 МВт, в 2038-2039 гг. – 178 241 МВт. Для сравнения исторический зимний максимум в 2015 г. составил 143 434 МВт, прогноз на зиму 2023-2024 гг. – 134 663 МВт.

Ежегодный рост потребления составит 2,4% (в LTLF 2023 рост прогнозировался на уровне 0,8%), годовое потребление к 2039 г. вырастет на 40% – с 800 тыс. ГВт*ч до ≈1,1 млн ГВт*ч.

Год	Летний максимум (МВт)	Рост по сравнению с 2024 г. (МВт)	Зимний максимум (МВт)	Рост по сравнению с 2023-2024 гг. (МВт)
2024	151 254	–	134 663	–
2034	178 895	27 641	164 824	30 161
2039	193 123	41 869	178 241	43 578

Рост потребления активной мощности в значительной степени обусловлен увеличением числа энергоёмких ЦОД и наращиванием темпов электрификации транспортного и промышленного секторов экономики. К 2034 г. из-за роста количества электромобилей нагрузка на энергосистему вырастет до 13 530 МВт (по сравнению с ≈500 МВт в текущем году). При этом ожидается, что распределенная солнечная генерация обеспечит снижение летнего максимума нагрузки на ≈5 115 МВт в 2034 г. (по сравнению с ≈3 140 МВт в текущем году), недиспетчируемые (behind-the-meter) СНЭЭ – на ≈645 МВт в 2034 г. (по сравнению с 25 МВт в текущем году).

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

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



Ирландские системные операторы представили прогноз балансовой надежности своих энергосистем на период до 2032 г.

Системный оператор Северной Ирландии SONI и системный оператор Ирландии EirGrid опубликовали очередной ежегодный совместный отчет на 10-летний период, где представлены результаты анализа балансовой надежности энергосистем Ирландии и Северной Ирландии для информирования участников рынка о рисках для надежности и будущих потребностях в генерирующих мощностях. Анализ показал, что обеспечение стабильного и надежного энергоснабжения как в Северной Ирландии, так и в Республике Ирландия потребует значительных инвестиций в строительство новой генерации и своевременных поставок электроэнергии (мощности) по заключенным контрактам. Надежность в период до 2026 г. потребует особого внимания, особенно в зимние месяцы, когда растет потребление: зимой 2023-2024 гг. в нормальном режиме работы энергосистем удовлетворение спроса будет обеспечено, но при этом отмечается наличие повышенного риска возникновения небаланса мощности и зависимости от импорта электроэнергии от ВЭС из Великобритании. Дефицит генерации выявлен в энергосистеме Ирландии на весь период до 2032 г. и в энергосистеме Северной Ирландии для первых четырех лет.

По мере роста доли ВИЭ в структуре генерации Северной Ирландии требуется сбалансированное «портфолио» новых вводов, включающее диспетчируемые экологически безопасные объекты, потребность в которых особенно возрастает в периоды снижения выработки ВЭС и СЭС. SONI провел оценку экономически эффективных мер для обеспечения надежного электроснабжения на ближайшие годы, в том числе: повышение доступности действующей генерации (пересмотр графиков отключений на ремонт и техобслуживание), использование небольших маневренных ГТУ открытого цикла и новых технологий, как, например, СНЭЭ, максимальное увеличение импорта электроэнергии из Великобритании и Ирландии, проведение аукционов по закупке дополнительных мощностей. При этом любые задержки с присоединением к энергосистеме и выходом на рынок или прекращение реализации проектов строительства новых объектов генерации существенно изменят прогнозируемый уровень обеспечения балансовой надежности. Базовый сценарий, использованный SONI для анализа на среднесрочный период, показал, что в ближайшие четыре года возникнут сложности, но долгосрочные перспективы для Северной Ирландии являются положительными, возможен даже профицит мощности в период 2027-2032 гг.

В ответ на сохраняющиеся проблемы EirGrid с балансовой надежностью национальный отраслевой регулятор (Commission for Regulation of Utilities, CRU) наметил программу по удовлетворению прогнозируемого спроса, включающую три задачи: обеспечение устойчивого энергоснабжения за счет рыночных мер, развитие и внедрение DR-услуг; и поддержание в краткосрочной перспективе действующих генерирующих мощностей в рабочем состоянии (в течение следующих четырех-пяти лет реализации «энергоперехода»).

Официальный сайт SONI
<http://www.soni.ltd.uk.com>

Американский PJM приступил к реализации первого этапа перехода на новую процедуру рассмотрения заявок на технологическое присоединение

Во исполнение приказа Федеральной комиссии по регулированию энергетики (FERC) США от 28.07.2023 № 2023 системный оператор PJM приступил к реализации



первого этапа перехода (Transitional Cycle 1, TC1) на новую процедуру рассмотрения заявок на техприсоединение, в ходе которого должно быть рассмотрено 308 заявок, поступивших от новых объектов генерации, преимущественно на базе ВИЭ.

FERC одобрила предложения PJM по оптимизации процедуры в 2022 г., и в 2023 г. PJM внедрил новые правила рассмотрения, после чего к участию в TC1 было допущено 734 проекта, из которых 118 были либо отозваны разработчиками, либо отклонены системным оператором по причине невыполнения в установленный срок необходимых требований. В итоге после отбора в рамках TC1 в работе у PJM остались 308 проектов совокупной мощностью 46 ГВт, которые будут рассмотрены в соответствии с кластерным анализом (Cluster Study) по приказу № 2023, т.е. по группам. Для остальных 308 проектов суммарной мощностью 26 ГВт будет действовать ускоренная процедура (Fast Lane). Ожидается, что по Cluster Study начало строительных работ будет возможно к середине 2025 г., а итоговая документация по проектам, прошедшим квалификационный отбор для Fast Lane, будет выпущена в течение 2024 г.

После завершения переходного периода PJM планирует полностью перейти от процедуры анализа каждого проекта по принципу «первый подал заявку – первый рассматривается» к Cluster Study по принципу «первый готов к строительству – первый рассматривается». Такой подход, по расчетам FERC, повысит эффективность процедуры техприсоединения, поможет минимизировать задержки и улучшить распределение затрат на техприсоединение за счет анализа влияния на передающую сеть сразу нескольких проектов. В течение ближайших трех лет PJM планирует рассмотреть по новой процедуре заявки на объекты преимущественно на базе ВИЭ суммарной мощностью более 260 ГВт.

По данным системного оператора, на конец 2023 г. из-за задержек, связанных с получением прав на площадку для строительства, цепочкой поставок и финансированием, еще не начаты работы по проектам совокупной мощностью порядка 40 ГВт, которым PJM уже дал разрешения на подключение к энергосистеме.

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

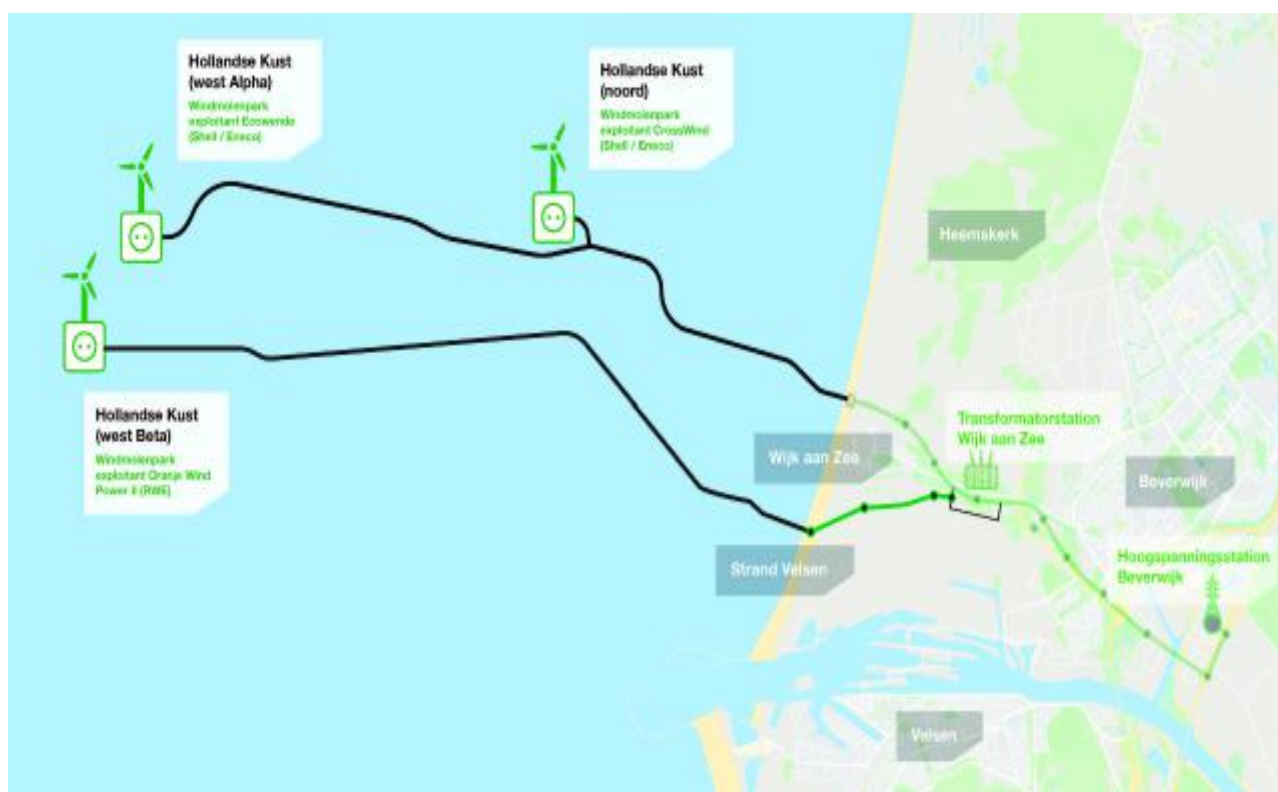
Голландский TenneT объявил о готовности соединения Hollandse Kust (west Alpha) к эксплуатации

Высоковольтное кабельное соединение Hollandse Kust (west Alpha) 220 кВ пропускной способностью 700 МВт и протяженностью 104 км, построенное немецко-голландским системным оператором TenneT для выдачи мощности шельфовой ВЭС НКЗ IV², готово к эксплуатации. TenneT завершил работы по монтажу и подключению подводного кабеля к материковой электрической сети раньше запланированных сроков, что позволяет компании Ecowende – разработчику проекта строительства ВЭС НКЗ IV – начать работы по техприсоединению ВЭС к энергосистеме Нидерландов.

Работы по сооружению Hollandse Kust (west Alpha) продолжались три года. TenneT получил сертификат готовности соединения к работе в составе национальной энергосистемы в конце 2023 г., подключение к материковой сети осуществляется на ПС 220 кВ Вейк-ан-Зее.

² ВЭС НКЗ IV 760 МВт, строительство которой осуществляется в 50 км от побережья Эгмонд-ан-Зее, планируется ввести в эксплуатацию в 2026 г.





В 2024 г. для подключения к национальной энергосистеме кластера шельфовых ВЭС, расположенных в нидерландской части Северного моря, TenneT планирует построить соединения совокупной пропускной способностью 3 500 МВт. Первые из них пропускной способностью 1 400 МВт для выдачи мощности шельфовых ВЭС Borssele Alpha и Beta были построены в 2019 г. и 2020 г. соответственно.

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

Системные операторы Болгарии, Греции и Румынии обсудили инициативы по реализации совместных проектов в области ВИЭ в Юго-Восточной Европе

Системные операторы Болгарии, Греции и Румынии обсудили конкретные шаги по развитию проектов в области ВИЭ в соответствии с подписанной на встрече министров энергетики трех стран в январе текущего года декларации о совместной инициативе для использования потенциала шельфовой ветрогенерации в Черном и Эгейском морях и создания регионального кластера производства водорода из ВИЭ.

Системные операторы и промышленные предприятия трех стран разработают проекты по внедрению ВИЭ и их интеграции в системы производства водорода. Декларация также предусматривает развитие трансграничной инфраструктуры зарядных станций для электромобилей. Кроме того, болгарский системный оператор ESO подписал меморандум о сотрудничестве в области телекоммуникаций и использовании трансграничных каналов связи для обмена данными с греческим ADMIE и готовится подписать такой же с румынским Transelectrica.

На встрече министров энергетики было особо отмечено большое значение расширения трансграничных связей для перехода к «зеленой» энергетике, в частности, важность ввода в эксплуатацию летом 2023 г. второго межсистемного



соединения Марица Восток – Неа Санта между энергосистемами Греции и Болгарии³, которое позволяет заметно увеличить пропускную способность связей на болгаро-греческой границе.

Официальный сайт ESO
<http://www.eso.bg>

Американская FERC одобрила предложение ISO-NE об отсрочке даты проведения аукциона по отбору поставщиков мощности на три года вперед

FERC одобрила предложение системного оператора штатов Новой Англии⁴ ISO New England (ISO-NE) о переносе на один год даты проведения планового ежегодного аукциона по отбору поставщиков мощности (Forward Capacity Auction, FCA 2028-2029) на три года вперед – для периода поставки мощности с июня 2028 г. по май 2029 г. Соответственно аукцион переносится на февраль 2026 г., что позволяет ISO-NE завершить разработку нового механизма аккредитации ресурсов (Resource Capacity Accreditation, RCA) и рассмотреть предложения по изменению формата проведения аукциона.

ISO-NE рассматривает возможность изменения действующего форвардного рынка мощности (Forward Capacity Market, FCM) с практикой проведения аукционов по отбору поставщиков мощности на один год, который проводится за три года до периода поставки, на модель с проведением «оперативных» аукционов по отбору поставщиков за несколько месяцев до периода поставки, или «сезонных», которые предполагают разбиение годового периода с аукционами для каждого сезона.

ISO-NE подготовил предложения о переходе к «оперативным» и «сезонным» аукционам в рамках FCA 2028-2029, чтобы справиться с быстро меняющимся объемом ресурсов на базе ВИЭ в регионе, в декабре прошлого года. Если в конечном итоге системный оператор примет решение о переходе на «оперативный» формат, это позволит отложить проведение FCA 2028-2029 до начала 2028 г. FERC сочла запрос ISO-NE об отсрочке на один год «справедливым и разумным, так как ISO-NE получит время, необходимое для разработки актуализированной методологии аккредитации RCA в дополнение к дальнейшим потенциальным изменениям в структуре FCM».

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

Новый механизм торговли между Германией и Данией в рамках внутрисуточного рынка позволил избежать вынужденной остановки датских ВЭС

Системный оператор Дании Energinet предварительно оценил, что недоотпуск электроэнергии датских ВЭС во второй половине 2023 г. не превысил 10 ГВт*ч. На внутрисуточном рынке с прошлого года Energinet запустил новый механизм торговли между Германией и Данией – «встречная торговля» (counter-trade), что позволило снизить обусловленный ограничениями пропускной способности передающей сети

³ Общая протяженность Марица Восток – Неа Санта 400 кВ пропускной способностью 2 ГВт составляет 151 км: 122 км по территории Болгарии и 29 км по территории Греции.

⁴ Новая Англия (New England) – регион на северо-востоке США, включающий в себя штаты Коннектикут, Мэн, Массачусетс, Нью-Гэмпшир, Род-Айленд и Вермонт.



Германии ежегодный недоотпуск датских ВЭС в объеме до 1 000 ГВт*ч (в 2021 г. составил 7,3% от совокупного объема выработки).

И в Северной Германии, и в Дании, в последние годы значительно увеличилось производство электроэнергии ВЭС и СЭС. В периоды высокой выработки ВЭС немецкая энергосистема не справляется с передачей электроэнергии в крупные центры потребления на юге страны, при высокой выработке в Северной Германии и Дании и при ограниченной пропускной способности немецкой передающей сети образуется переизбыток генерирующих мощностей, что может привести к небалансу мощности в энергосистеме.

Из-за существующих правил, запрещающих снижать производство собственной «зеленой» электроэнергии, наиболее предпочтительным решением для Германии является не отключение собственной ВИЭ-генерации, а оплата услуг объектов генерации или потребителей, расположенных в других энергосистемах, по снижению выработки или увеличению потребления. Например, владельцы датских ВЭС в течение нескольких лет получали плату за остановку ветровых турбин.

Механизм «встречной торговли» сыграл свою положительную роль, поскольку возможность участвовать в отборе поставщиков услуг по балансированию немецкой энергосистемы получили производители электроэнергии не только из Дании, но и из других стран Северной Европы, например, накапливая воду в водохранилищах северных ГЭС, в то время как датские ВЭС продолжают работу. Кроме того, стало проще участвовать в балансировании и потребителям, которые могут увеличивать потребление, и энерготрейдерам, которые могли обеспечить оптимизацию потоков между различными рынками.

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

Шведский Svenska kraftnät вводит маргинальное ценообразование на закупку резервов мощности для регулирования частоты

Шведский системный оператор Svenska kraftnät с 1 февраля 2024 г. ввел маргинальное ценообразование на закупку резервов первичного регулирования – резервов мощности для удержания частоты (frequency containment reserves, FCR). Ранее оплата отобранных FCR производилась по цене, указанной в заявке (pay-as-bid), теперь самая высокая ценовая заявка из отобранных FCR станет определяющей для всех остальных.

По новой процедуре за день до начала поставок мощности (D-1) проводится две взаимодополняющих закупки FCR с формированием двух маргинальных почасовых цен на мощность, информация о которых публикуется в обязательном порядке.⁵ Переход на маргинальное ценообразование не предполагает никаких технических изменений в отношении формата подачи заявок и отчетности.

Официальный сайт Svenska kraftnät
<http://www.svk.se>

⁵ https://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/bidra-med-reserver/om-olika-reserver/fcr/implementation-guide-fcr-eng_2024.pdf



Американская FERC постановила взыскать с газовых компаний Linde и NIPSCO совокупно \$ 66,7 млн неосновательного обогащения и штрафов

FERC обязала газовые компании Linde Inc. и Northern Indiana Public Service Co. (NIPSCO) выплатить в совокупности \$ 66,7 млн компенсации за неосновательное обогащение и штрафных санкций за нарушение правил участия в программе системного оператора штатов Среднего Запада и Юга Midcontinent ISO (MISO)⁶ по оказанию DR-услуг.

Постановлением FERC одобрено соглашение с Linde и NIPSCO, по которому Linde выплатит \$ 48,5 млн компенсации за неосновательное обогащение и \$ 10,5 млн гражданских штрафов, а NIPSCO – \$ 7,7 млн компенсации за неосновательное обогащение.

Комиссией было установлено, что принадлежащее Linde предприятие – Calumet Area Pipeline Operations Center (CAPOC), – расположенное на северо-западе штата Индиана и специализирующееся на дистилляции газов, таких как кислород и азот, для промышленного или медицинского использования, нарушало правила MISO по участию в оказании услуг по снижению потребления 1-го типа (Demand Response Resource Type 1, DRR-1), что привело к получению несправедливых преимуществ, искажению рыночных цен и негативным последствиям для других участников рынка и потребителей.

Linde манипулировала своим базовыми операционными показателями в рамках программы DRR-1 в течение примерно пяти лет, искусственно завышая базовый уровень снижения нагрузки потребления CAPOC в дни, когда услуги не оказывались, и затем снижая его в дни, когда возникала необходимость в DR-услугах. Таким образом создавалось ложное впечатление о значительном снижении нагрузки потребления CAPOC, которая фактически оставалась неизменной. В результате Linde получала необоснованные выплаты от MISO за участие в DRR-1, а компания NIPSCO, которая спонсировала участие Linde в программе, получала выплаты в размере 5% доходов Linde от участия в программе DRR-1.

По данным FERC, для покрытия расходов, связанных с выплатами Linde и NIPSCO за участие в DRR-1, MISO взимал дополнительную плату с некоторых участников рынка в пределах своей операционной зоны, включая коммунальные предприятия.

Постановление FERC не только обязывает Linde и NIPSCO выплатить штрафы и возратить незаконно полученную прибыль, но и налагает на Linde жесткие условия для участия в DRR-1 в будущем. Данные условия включают заблаговременное уведомление системного оператора о намерениях, обязательную демонстрацию доказательств прохождения обучения по соблюдению требований и представление ежегодных отчетов о деятельности в рамках DRR-1 в течение следующих трех лет.

Дело Linde и NIPSCO копирует предыдущие инциденты при использовании MISO механизмов по управлению спросом. Осенью прошлого года уже поднимался вопрос об изменении правил оказания DR-услуг после выявления недобросовестных действий некоторых участников рынка.

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

⁶ Операционная зона включает полностью или частично штаты Монтана, Северная Дакота, Южная Дакота, Миннесота, Висконсин, Мичиган, Иллинойс, Индиана, Миссури, Кентукки, Арканзас, Миссисипи, Луизиана, Техас.



Американская FERC оштрафовала компанию Vitol за манипуляции на рынке CAISO

FERC наложила штрафные санкции на компанию Vitol за манипулирование рынками под управлением системного оператора штата Калифорния CAISO в части экспортно-импортных операций и получения платежей за устранение сетевых перегрузок в 2013 г. Хотя изначально в 2019 г. комиссия рассматривала вопрос о штрафе в размере \$ 6 млн, в итоге Vitol выплатит \$ 2,3 млн.

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

