



СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

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

21.04.2023 – 27.04.2023



Литовский Litgrid провел испытания работы национальной энергосистемы в изолированном режиме

Системный оператор Литвы Litgrid 22 апреля с 11 утра до 9 вечера провел испытания работы литовской энергосистемы в изолированном режиме. Электрические связи с энергообъединением ЕЭС/ОЭС¹ были отключены от литовской энергосистемы, которая перешла на работу в режиме энергетического острова. Электроснабжение потребителей в Литве осуществлялось за счет выработки литовских электростанций, а также поставок электроэнергии по трансграничным соединениям постоянного тока с Польшей и Швецией. Впервые после выхода из СССР энергобаланс и частота в литовской энергосистеме контролировались только диспетчерским персоналом Litgrid. После окончания тестирования литовская энергосистема вместе с энергосистемами других прибалтийских стран продолжила работу в составе энергообъединения ЕЭС/ОЭС в синхронном режиме.

За последние годы Litgrid уже провел два важных испытания энергосистемы. Первое испытание – тестирование работы части литовской энергосистемы в изолированном режиме было успешно проведено в 2020 г., а в 2021 г. Litgrid совместно с польским системным оператором PSE провели тестирование предоставления аварийной помощи литовской энергосистеме со стороны польской энергосистемы с использованием расширенного трансграничного соединения LitPol Link. Через LitPol Link энергосистемы стран Балтии будут подключены к синхронной зоне Континентальной Европы.

Испытание работы литовской энергосистемы в изолированном режиме является одним из проектов, включенных в программу синхронизации литовской энергосистемы с энергосистемами Континентальной Европы. На текущий момент в Литве реализовано шесть проектов программы синхронизации, в том числе, расширение трансформаторной ПС 330 кВ Битенай, строительство ВЛ 110 кВ Пагегай – Битенай, реконструкция ВЛ 330 кВ Литовская ЭС – Вильнюс, увеличение пропускной способности LitPol Link и оптимизация электросетевой инфраструктуры на северо-востоке страны, а также тестирование предоставления помощи литовской энергосистеме со стороны польской энергосистемы в аварийных ситуациях через синхронное трансграничное соединение.

В настоящее время энергосистемы стран Прибалтики и Беларуси работают синхронно с ЕЭС России в составе энергообъединения ЕЭС/ОЭС, а частота электрического тока централизованно регулируется ЕЭС России. Синхронизацию с синхронной зоной Континентальной Европы планируется реализовать не позднее 2025 г.

Официальный сайт Litgrid
<https://www.litgrid.eu>

Ключевую роль в обеспечении балансовой надежности финской энергосистемы в прошедший зимний период сыграли мягкая погода и экономия электроэнергии

Мягкие погодные условия, доступность импорта электроэнергии, а также надежная работа собственной генерации и сокращение потребления электроэнергии

¹ В составе энергообъединения ЕЭС/ОЭС в синхронном режиме работают энергосистемы России, Беларуси, Латвии, Литвы и Эстонии.



обеспечили балансовую надежность энергосистемы Финляндии прошедшей зимой. В конце лета прошлого года были некоторые опасения по поводу балансовой надежности финской энергосистемы, но, в конечном итоге, проблем не возникло, и вероятность дефицита электроэнергии оставалась низкой в течение всего прошедшего зимнего периода. Впервые финский системный оператор Fingrid предупредил о повышенном риске дефицита электроэнергии в августе 2022 г. Была проведена подготовительная работа и заранее объявлено о возможных ограничениях в электроснабжении, чтобы повысить готовность действовать в случае дефицита электроэнергии и определить способы снижения вероятности возникновения такой ситуации.

Проблемы с электроснабжением в декабре

Самые сложные периоды с точки зрения балансовой надежности возникли в декабре прошедшего года, однако их длительность не превысила суток.

Первый из сложных периодов пришелся на третью неделю декабря, когда низкие температуры наружного воздуха совпали с выводом на техническое обслуживание нескольких крупных электростанций в Северной Европе. В этот период снижение нагрузки потребления в Финляндии составило до 1500 МВт, что внесло значительный вклад в обеспечение балансовой надежности. Надежная работа объектов генерации в Финляндии и значительные объемы электроэнергии, выработанной ветровой генерацией в определенные дни, также помогли облегчить сложную ситуацию.

Второй сложный период пришелся на 21 декабря, когда произошел технологический сбой в работе трансграничного электрического соединения между Швецией и Финляндией. Экономия электроэнергии, надежная работа финской генерации, импорт электроэнергии из Эстонии и региона Балтийского моря в целом, а также оперативный ремонт соединения – все это сыграло решающую роль в разрешении сложившейся ситуации.

Пик потребления электроэнергии в условиях мягкой зимы пришелся на март

В конечном счете, опасения, высказанные летом, о возможных ограничениях электроснабжения в зимний период, не оправдались. В первую очередь, ситуацию смягчила мягкая зима, которая обеспечила более низкое потребление электроэнергии, чем в предыдущие годы. Максимум потребляемой мощности пришелся на март, что необычно поздно для зимнего сезона, и был самым низким из зарегистрированных максимумов потребления. Ввод в коммерческую эксплуатацию 3-го энергоблока АЭС Олкилуото был отложен, но, тем не менее, тестовая эксплуатация энергоблока оказала значительную поддержку в обеспечении балансовой надежности в прошедший зимний период. Положительный вклад в обеспечение балансовой надежности также внес значительный рост выработки ветровой генерации.

Надежность трансграничных связей, дождливая осень, позволившая повысить уровень наполняемости водохранилищ ГЭС, а также мягкая зима в Центральной Европе, обеспечили для Финляндии доступность импорта электроэнергии из Швеции и Эстонии. Снижение нагрузки финскими потребителями в периоды высоких цен на электроэнергию также внесло значительный вклад в обеспечение балансовой надежности, однако прошедшей зимой снижение потребления отмечалось и в периоды низких цен на электроэнергию.



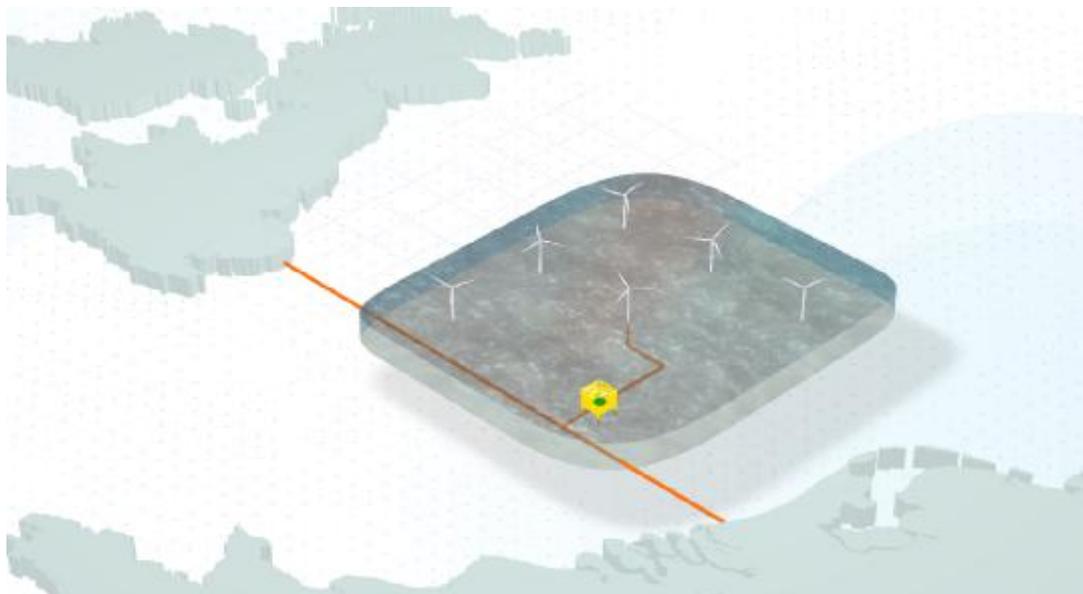
Кроме того, были разработаны методы прогнозирования и информирования о возможном дефиците электроэнергии. Fingrid внедрил модель добровольной поддержки балансовой надежности энергосистемы (voluntary power system support model) на случай дефицита электроэнергии и обеспечил более 500 МВт резервов мощности и энергетической гибкости, что эквивалентно мощности одного энергоблока АЭС.

Официальный сайт Fingrid
<https://www.fingrid.fi>

Системные операторы TenneT и NGESO планируют реализовать проект строительства трансграничного высоковольтного соединения постоянного тока LionLink между Нидерландами и Великобританией

Немецко-нидерландский системный оператор TenneT и британский системный оператор NGESO объявили о планах строительства трансграничного многоцелевого (гибридного) HVDC соединения LionLink между Нидерландами и Великобританией. Целью сооружения LionLink проектной пропускной способностью от 1,4 до 2 ГВт является подключение к наземной электрической сети кластера шельфовых ВЭС, расположенных в нидерландской части Северного моря, для передачи выработанной ВЭС электроэнергии в энергосистемы Нидерландов и Великобритании.

HVDC соединение LionLink станет для Великобритании и Нидерландов первым трансграничным соединением подобного типа. LionLink будет играть одну из ключевых ролей в развитии объединенной электросетевой инфраструктуры в Северном море. Великобритания и страны-члены ЕС поставили цель по достижению 110 ГВт мощности шельфовых ВЭС к 2030 г. для обеспечения надежного электроснабжения потребителей в условиях энергоперехода.

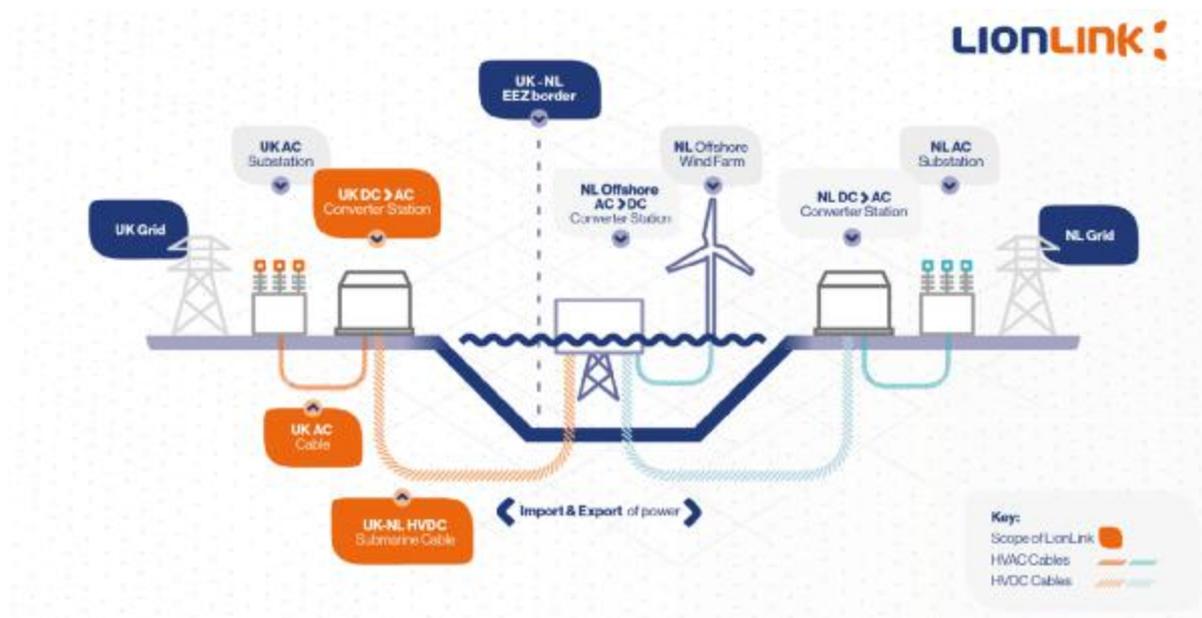


В рамках реализации проекта LionLink TenneT будут сооружены подводные КЛ напряжением 66 кВ и шельфовая преобразовательная платформенная ПС (ППС) мощностью 2 ГВт, оснащенная 4 трансформаторами. На ППС будет осуществляться повышение и преобразование напряжения до 525 кВ постоянного тока. Использование для передачи выработанной шельфовыми ВЭС электроэнергии высокого напряжения постоянного тока обеспечивает высокоэффективную передачу



электроэнергии на большие расстояния. На суше (от места выхода LionLink на берег до ППС и далее до трансформаторной ПС – точки подключения к электрической сети общего пользования) будут проложены подземные КЛ.

Начать разработку проекта строительства соединения LionLink планируется в текущем году. Разработка ТЭО и проведение ОВОС по проекту запланированы в ближайшие несколько лет. Финансовое закрытие проекта ожидается в 2026 г., а ввод соединения в эксплуатацию – в 2030-2031 гг.



Трансграничное HVDC соединение LionLink станет вторым электрическим соединением между энергосистемами Нидерландов и Великобритании. Первое трансграничное HVDC соединение BritNed напряжением 450 кВ, пропускной способностью 1 ГВт и общей протяженностью 260 км было введено в эксплуатацию в 2011 г и сыграло важную роль в обеспечении балансовой надежности энергосистем в прошедший зимний период.

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

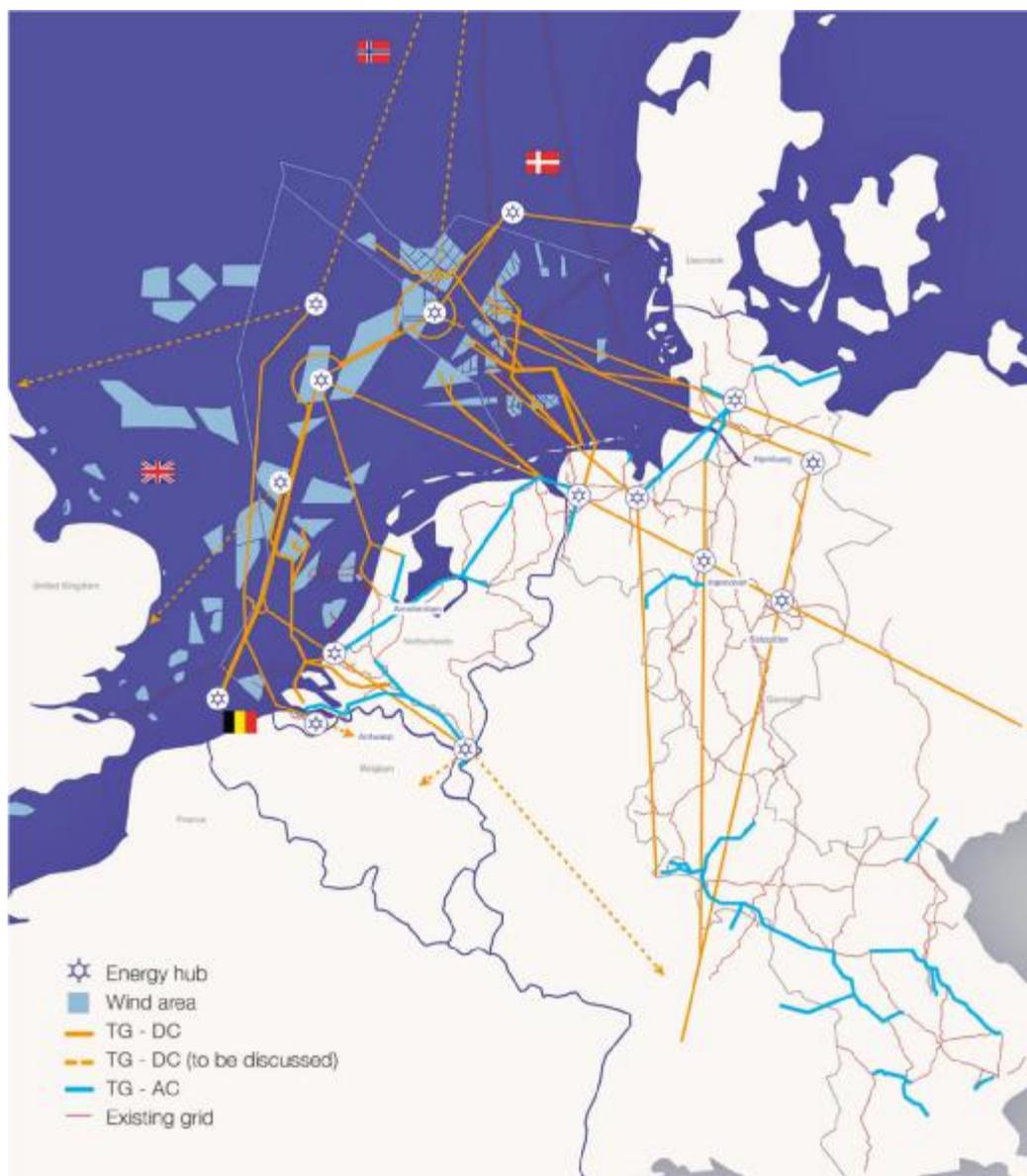
TenneT представил план развития электросетевой инфраструктуры на период до 2045 года

TenneT представил первый вариант плана развития энергосистемы в своей операционной зоне, включая схему развития электросетевой инфраструктуры, на период до 2045 г. – Target Grid. Целью реализации Target Grid является создание к 2045 г. надежной и устойчивой энергосистемы, которая позволит обеспечить экологически чистой электроэнергией всех потребителей, от населения до промышленности.

В рамках Target Grid планируется создание мощных HVDC соединений и энергетических узлов/хабов, а также модернизация и расширение существующей электросетевой инфраструктуры переменного тока. Реализация Target Grid обеспечит возможность передачи на большие расстояния электроэнергии, выработанной шельфовыми ВЭС, расположенными в Северном море, в крупные центры



потребления на территории Германии и Нидерландов. На текущий момент и Германия, и Нидерланды сталкиваются со схожими проблемами: более чем двукратное увеличение потребления электроэнергии, рост установленной мощности генерации в 5-10 раз, а также обеспечение выдачи мощности около 70 ГВт шельфовой ветровой генерации.



Target Grid был разработан с учетом сценариев, предусматривающих максимальный уровень электрификации экономик обеих стран, представленных в нидерландском и немецком планах развития электрических сетей – Integrated Infrastructure Survey 2030-2050 и NEP2023 (Grid Development Plan).

Следующим этапом реализации Target Grid станет тесное взаимодействие со всеми заинтересованными сторонами, целью которого является определение дальнейшего развития Target Grid, в основном в части определения стратегии развития стран Северного моря на период до 2050 г. и заключения необходимых соглашений между странами; разработки эффективной политики размещения новых крупных центров потребления; своевременного получения необходимых разрешений на маршруты прохождения новых электрических соединений, включенных в Target



Grid; а также корректировки модели энергетического рынка с учетом развития трансграничной торговли. TenneT планирует постоянно обновлять Target Grid с учетом текущих событий, а также результатов взаимодействия и предложений заинтересованных сторон. Кроме того, Target Grid будет использован при подготовке инвестиционного плана TenneT.

К концу 2023 г стратегия и подходы к реализации Target Grid будут обновлены, например схема развития электросетевой инфраструктуры будет дополнена сетями напряжением 110-150 кВ и системой управления.

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

Немецкий системный оператор Amprion выбрал подрядчика по первому этапу строительства высоковольтных соединений постоянного тока DolWin4 и BorWin4

Немецкий системный оператор Amprion определил подрядчика на реализацию первого этапа проекта строительства HVDC соединений DolWin4 и BorWin4 в Северном море. На первом этапе планируется проложить подземные КЛ на северном отрезке материковой части соединений. За реализацию данного этапа будет отвечать консорциум в составе MAX STREICHER GmbH и De Romein GmbH. КЛ протяженностью 43 км будут размещены в специальных коллекторах. Сложность работ на данном этапе заключается в особенностях ландшафта и почв на данном участке соединений. Amprion подал комплект необходимых документов и заявок на согласование маршрутов наземной части соединений DolWin4 и BorWin4. Получение необходимых разрешений ожидается весной 2024 г. Работы в рамках первого этапа планируется начать в середине 2024 г.

Целью сооружения HVDC соединений DolWin4 и BorWin4 пропускной способностью 900 МВт каждое является подключение шельфовых ВЭС, строящихся в Северном море, к материковой электрической сети. Подводные КЛ будут проложены с использованием специальных судов-кабелеукладчиков при минимальном воздействии на окружающую среду. На суше КЛ планируется проложить в параллельных траншеях подземного энергетического коридора A-Nord протяженностью около 300 км. Протяженность подводных участков DolWin4 и BorWin4 составит соответственно 60 и 125 км, а подземных участков – 155 км. Ввод в эксплуатацию DolWin4 и BorWin4 запланирован в 2028 г. и 2029 г.

Проекты строительства HVDC соединений DolWin4 и BorWin4 являются одними из самых важных проектов в рамках реализации энергоперехода в Германии, который, в первую очередь, планируется осуществить за счет крупномасштабного строительства ветровой генерации в Северном море.

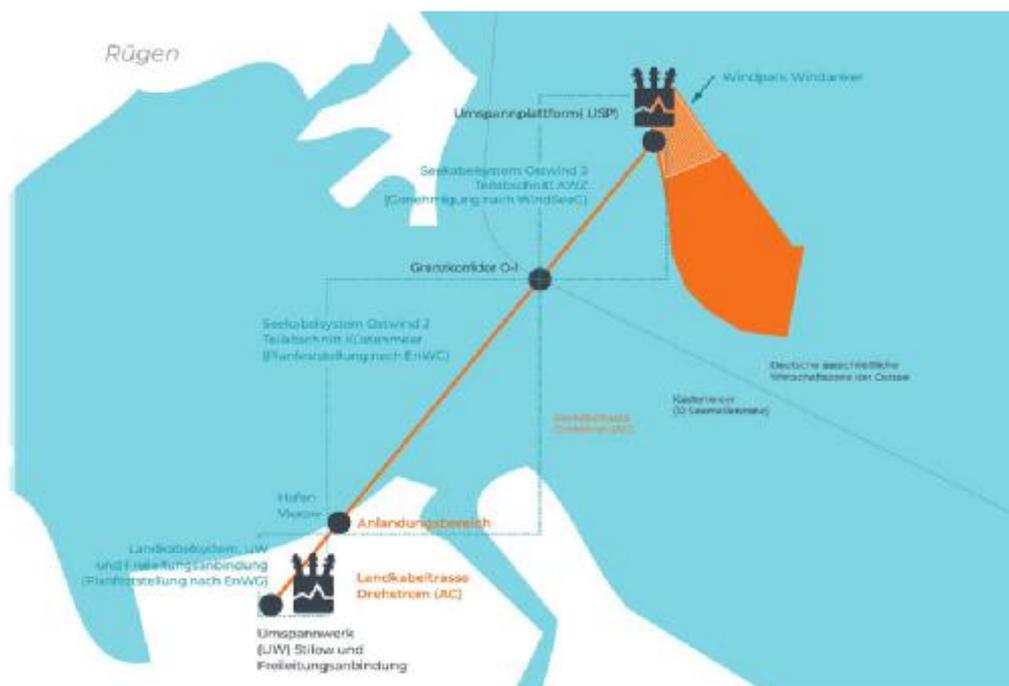
Официальный сайт Amprion
<http://www.amprion.net>

Немецкий системный оператор 50Hertz подал заявку на планирование маршрута наземного участка электрического соединения Ostwind 3

Немецкий системный оператор 50Hertz подал заявку в Министерство экономики, инфраструктуры, туризма и труда федеральной земли Мекленбург-



Передняя Померания на утверждение маршрута наземного участка электрического соединения Ostwind 3 и на сооружение новой ПС Stilow, которая станет точкой подключения электрического соединения к национальной энергосистеме.



После рассмотрения и утверждения заявки Министерством будут проведены открытые консультации с местным населением и другими заинтересованными сторонами. В прошлом году 50Hertz подал все необходимые документы на утверждение маршрута подводного участка соединения Ostwind 3 в немецкой экономической зоне Балтийского моря и прибрежных водах.

Целью сооружения электрического соединения Ostwind 3 пропускной способностью 300 МВт, напряжением 220 кВ и общей протяженностью 100 км (95 км по морскому дну и 5 км по суше) является присоединение к национальной энергосистеме шельфовой ВЭС Windanker мощностью 300 МВт. Ввод в эксплуатацию соединения Ostwind 3 запланирован в 2026 г.

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

Регулятор в энергетике штата Калифорния утвердил пакет мер по стимулированию развития микроэнергосистем

Регулятор в энергетике штата Калифорния (California Public Utilities Commission, CPUC) утвердил программу стимулирования развития микроэнергосистем (Microgrid Incentive Program, MIP). Программа предусматривает выделение \$200 млн на поддержку развития микроэнергосистем в районах, где возможны длительные отключения электроэнергии, вызванные лесными пожарами, землетрясениями и повреждениями ЛЭП. Финансирование в рамках MIP выделяется трем крупным инвесторам – коммунальным предприятиям штата: \$79 млн выделяется Pacific Gas and Electric (PG&E), \$83 млн – Southern California Edison (SCE) и \$17,5 млн – San Diego Gas & Electric (SDG&E). Выделенные средства будут направлены на реализацию проектов сооружения комплексных микроэнергосистем, которые могут работать



автономно в течение длительного времени и обслуживать значительное количество потребителей в неблагополучных и уязвимых сообществах. Отобранные в рамках MIP проекты микроэнергосистем могут получить до \$15 млн каждый.

К неблагополучным и уязвимым сообществам, имеющим право на получение грантов в рамках MIP, относятся те, которые находятся в районах с высоким риском возникновения лесных пожаров или которые подверглись отключениям электроэнергии в рамках мероприятий по обеспечению безопасности – вынужденным отключениям электроэнергии, которые коммунальные службы используют для предотвращения возгорания электросетевого оборудования. Также получить гранты могут районы, расположенные в сейсмоопасных зонах, и местности с низким уровнем надежности электроснабжения, поскольку их электроснабжение осуществляется по одной из наихудших электрических связей в системе электроснабжения коммунального предприятия.

В качестве примера важности сооружения микроэнергосистем для штата Калифорния указывается микроэнергосистема Blue Lake Rancheria, расположенная в районе, отвечающем всем требованиям к грантополучателям. В состав Blue Lake Rancheria входит СЭС мощностью 420 кВт и СНЭЭ. Микроэнергосистема используется во время частых отключений централизованного электроснабжения для обеспечения электроэнергией отеля и казино с зарядной станцией для электромобилей, круглосуточного магазина с автозаправочной станцией и систем водоснабжения жителей близлежащих районов. Сооружение Blue Lake Rancheria было профинансировано за счет гранта, выделенного Калифорнийской энергетической комиссией в прошлом десятилетии.

Согласно Senate Bill 1339 CPUC обязан содействовать коммерциализации микроэнергосистем для электроснабжения потребителей крупных энергосбытовых компаний и разработать для них отдельные тарифы в целях поддержки развития микроэнергосистем.

Решение, принятое CPUC, также обязывает PG&E, SCE и SDG&E проводить разъяснительную работу и консультации с потенциальными кандидатами на участие в MIP, а также помогать успешным кандидатам в разработке общественных микроэнергосистем. Кроме того, PG&E, SCE и SDG&E должны в течение шести месяцев разместить на своих веб-сайтах соответствующие разъяснения, чтобы донести до потенциальных кандидатов на участие в MIP информацию о программе и объяснить процедуру и критерии оценки потенциальных проектов. PG&E, SCE и SDG&E также должны ежеквартально представлять в CPUC финансовые отчеты до тех пор, пока выделенные средства не будут исчерпаны.

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

Управление энергетической информации США прогнозирует значительное преобладание ВИЭ-генерации над традиционной к 2050 г.

Согласно данным ежегодного энергетического обзора (Annual Energy Outlook 2023), опубликованного Управлением энергетической информации США (U.S. Energy Information Administration, EIA), в период с 2022 по 2050 г. совокупная установленная мощность генерации в национальной энергосистеме будет увеличена примерно в 2 раза, преимущественно за счет технологий на базе ВИЭ. Это обусловлено тем, что в

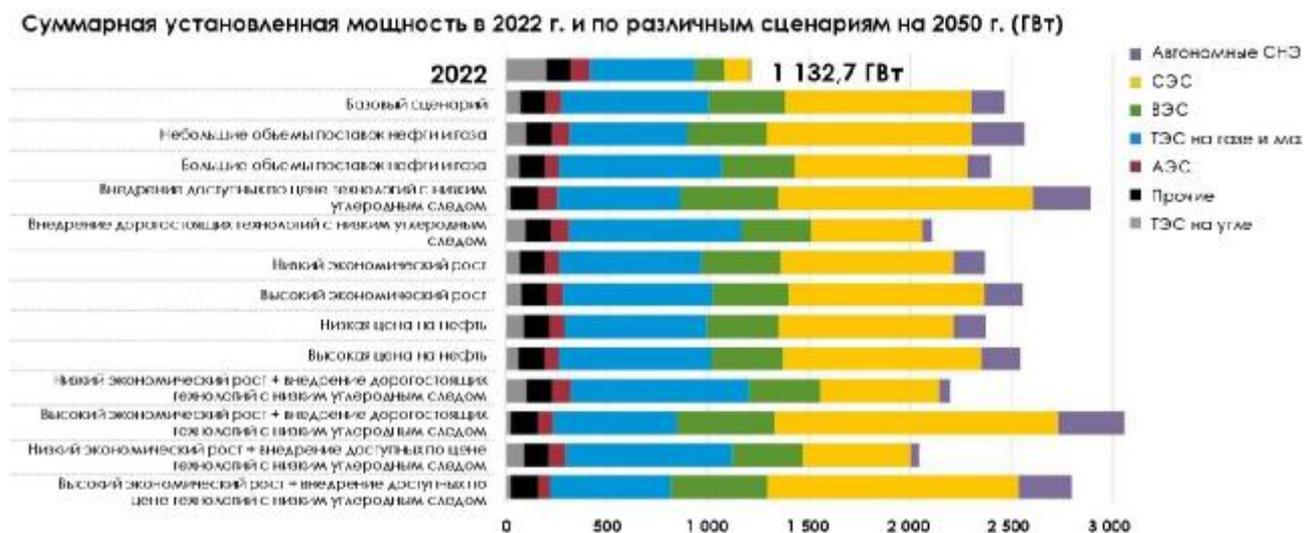


сравнении с альтернативными технологиями производства электроэнергии, рентабельность СЭС, ВЭС и СНЭЭ возрастает за счет снижения капитальных затрат на строительство, а также государственных субсидий, выделяемых в том числе в рамках Закона о снижении инфляции (Inflation Reduction Act, IRA). Вплоть до 2050 г. прогнозируется стабильный рост спроса на электроэнергию в результате экономического роста в сочетании с растущей электрификацией секторов конечного потребления.

В Обзоре представлен ряд сценариев долгосрочного развития энергетического сектора США на период до 2050 г.:

- Базовый сценарий (Reference case), в основе которого лежат нормативно-правовые акты, вступившие в силу до ноября 2022 г. (включая IRA), предполагает постепенное снижение капитальных затрат на новые технологии получения электроэнергии по мере их освоения, расширения коммерциализации и ускорения строительства новых энергообъектов и производства комплектующих.
- Сценарий, предусматривающий невысокую стоимость технологий с низким углеродным следом (low zero-carbon technology cost case, Low ZTC). Данный сценарий предполагает более быстрое снижение затрат на «чистые» технологии (ВИЭ, АЭС, СНЭЭ), что обеспечит снижение затрат на 40% к 2050 г. по сравнению с базовым сценарием.
- Сценарий, предусматривающий высокую стоимость технологий с низким углеродным следом (high zero-carbon technology cost case, High ZTC), который не подразумевает снижения затрат на «чистые» технологии, т.е. объем затрат на внедрение низкоуглеродных технологий сохранится на уровне 2022 г. на период до 2050 г.

Указанные сценарии долгосрочного развития энергетического сектора США были рассмотрены в сочетании с низким экономическим ростом, при котором среднегодовой темп роста ВВП в США прогнозируется на уровне 1,4%, базовым экономическим ростом (1,9% роста ВВП) и высоким экономическим ростом (2,3% роста ВВП).



Проведенный EIA анализ показал, что согласно базовому сценарию увеличение установленной мощности объектов ВИЭ-генерации в период 2022-2050 гг. составит

380%, при этом рост мощности традиционной генерации (угольные и газовые ТЭС) составит порядка 11%.

Самый высокий рост мощности ВИЭ-генерации, составивший почти 600% в период 2022-2050 гг., продемонстрировал сценарий, предусматривающий высокий экономический рост и невысокую стоимость низкоуглеродных технологий. При этом даже в сценарии, предусматривающем низкий экономический рост в сочетании с высокой стоимостью технологий с низким углеродным следом, увеличение установленной мощности ВИЭ-генерации составит 230%.

Анализ показал, что прогнозируемый рост мощности как в отношении генерации на базе ВИЭ, так традиционной, зависит от прогнозируемой стоимости «чистых» технологий. Кроме того, увеличение установленной мощности традиционной генерации зависит от конкретного сценария. В случае сочетания высокого экономического роста и высокой стоимости низкоуглеродных технологий, рост традиционной генерации в период 2022-2050 гг. составит 36%, а в случае низкого экономического роста и невысокой стоимости низкоуглеродных технологий – 14%, поскольку в анализируемый период совокупная мощность выведенных из эксплуатации электростанций на базе ископаемых видов топлива превышает мощность введенных.

Официальный сайт EIA
<https://www.eia.gov>

Опубликован обзор функционирования энергосистемы региона Новая Англия (США) в зимний период 2022-2023 годов

Объединенная энергосистема региона Новая Англия² продемонстрировала надежную работу в зимний период 2022-2023 гг., который отметился аномально теплой погодой с кратковременными сильными похолоданиями.

В целом потребление электроэнергии было ниже среднесноголетнего уровня в зимний период. Так, в сравнении с предыдущей зимой оно снизилось примерно на 4%. Хотя цены на энергоносители выросли в начале зимнего сезона, в новом году они значительно снизились. Совокупные затраты на покупку электроэнергии на энергорынке за период с декабря 2022 г. по февраль 2023 г. снизились на 29% по сравнению с аналогичным периодом 2021-2022 гг.

	Зима 2022-2023	Зима 2021-2022	Изменение в % (+/-)
Средняя цена на электроэнергию в режиме реального времени	\$79,53 за МВт*ч	\$105,48 за МВт*ч	-25%
Средняя цена на природный газ	\$8,93 за млн БТЕ ³	\$14,36 млн БТЕ	-38%

² Новая Англия (New England) – регион на северо-востоке США, включающий в себя штаты Коннектикут, Мэн, Массачусетс, Нью-Гэмпшир, Род-Айленд и Вермонт.

³ БТЕ — британская тепловая единица.



Совокупные затраты на покупку электроэнергии на энергорынке	\$2,6 млрд	\$3,7 млрд	-29%
Суммарное потребление электроэнергии	29958 ГВт*ч	31282 ГВт*ч	-4%

Пик нагрузки был ниже, чем прошлой зимой

Пик нагрузки зимой 2022-2023 гг. пришелся на 3 февраля, достигнув 19 645 МВт в период 6-7 часов вечера, когда средняя температура воздуха в регионе составила 4°F (примерно -16°C), что ниже, чем пик нагрузки прошлой зимы (19 756 МВт), установленный 11 января 2022 г. при средней температуре наружного воздуха, составившей 10°F (примерно -12°C).

Пик нагрузки оказался ниже прогнозируемого ISO-NE⁴ максимума в 20 009 МВт для среднесезонных погодных условий. Максимум нагрузки, как правило, приходится на середину недели, а на выходные дни приходится минимум нагрузки. Прошедшей зимой пик нагрузки пришелся на пятницу и был относительно низким, несмотря на низкую температуру наружного воздуха.

Самый высокий максимум потребления активной мощности в Новой Англии наблюдался в зимний период почти два десятилетия назад во время похолодания в январе 2004 г., когда пик нагрузки составил 22 818 МВт. Для сравнения, рекордный показатель летнего пика нагрузки в регионе был установлен в августе 2006 г. и составил 28130 МВт. Однако принимая во внимание стремление региона электрифицировать сектор теплоснабжения, ISO-NE прогнозирует, что в середине 2030-х годов в регионе может наблюдаться пик нагрузки исключительно в зимний период.

Зима 2022-2023 гг. в Новой Англии в целом была теплее климатической нормы, исходя из средневзвешенного показателя, рассчитанного по восьми городам региона. Первый месяц 2023 г. оказался наименее энергоемким январем с момента открытия оптовых рынков электроэнергии в регионе два десятилетия назад, средняя нагрузка составила 13753 МВт.

Периоды резкого похолодания

Энергосистема Новой Англии столкнулась с первой сложной ситуацией, связанной с резким похолоданием, в декабре, когда в регионе установились более низкие, чем прогнозировалось, температуры наружного воздуха. Мощность импортируемой электроэнергии снизилась примерно на 1100 МВт, а дефицит мощности в час вечернего максимума нагрузки составил примерно 2275 МВт. Средняя температура наружного воздуха в этот день составила 13°F (около - 11°C).

ISO-NE объявил о риске возникновения дефицита мощности и в соответствии с процедурой управления операционными резервами предпринял необходимые меры. Учитывая относительно короткую продолжительность холодной погоды и наличие резервов, способных восполнить дефицит энергоресурсов, системному оператору не пришлось прибегать к контролируемым отключениям потребителей или режиму общественной экономии электроэнергии.

Генерирующие компании, которые не смогли обеспечить поставку электроэнергии или резервов мощности в соответствии со своими обязательствами,

⁴ ISO New England (ISO-NE) – системный оператор штатов Новой Англии.



должны были компенсировать дополнительные затраты компаниям, обеспечившим ликвидацию дефицита мощности. Штрафы за недопоставку энергоресурсов составили примерно \$36 млн и были оплачены компаниями, не выполнившими свои обязательства, а не потребителями электроэнергии.

При втором, более сильном похолодании, которое было зафиксировано 3 и 4 февраля и сопровождалось минусовыми температурами наружного воздуха по всему региону, отключилось 2400 МВт генерирующих мощностей. Тем не менее большая часть энергоресурсов была доступна для удовлетворения потребления. До 40% генерирующих компаний приняли решение активировать находящиеся в резерве генерирующие мощности самостоятельно, не дожидаясь распоряжения системного оператора.

Впервые с 2016 г. Новая Англия экспортировала электроэнергию в канадскую провинцию Квебек. Новая Англия обычно импортирует энергию, вырабатываемую расположенными в Квебеке ГЭС, но во время февральского похолодания в Квебеке наблюдался исторически высокий спрос на электроэнергию, и утром 4 февраля Квебек закупил электроэнергию в Новой Англии (мощностью около 1000 МВт), а также в Нью-Йорке и Онтарио.

Несмотря на то, что в Новой Англии имелось достаточно энергоресурсов для покрытия спроса на электроэнергию, резкое похолодание выявило еще одну проблему в прогнозировании ISO-NE уровня нагрузки. Температуры снова оказались ниже, чем прогнозировалось, и привели к превышению прогнозируемого уровня потребления. После пандемии COVID-19 заметно изменился характер потребления электроэнергии как в Новой Англии, так и во всем мире. Хотя прогнозные модели, используемые ISO-NE, опираются на исторические данные о погоде за десятилетия, недостаточно информации о том, какое влияние экстремально холодная погода может оказать на спрос на электроэнергию после COVID-19. Системный оператор ожидает, что качество прогнозов спроса на электроэнергию улучшится после включения данных о декабрьском и февральском похолоданиях в компьютерные модели.

Оптовые цены на электроэнергию

Совокупная стоимость покупки электроэнергии на энергорынке в зимний период снизились с \$3,7 млрд (зима 2021-2022 гг.) до \$2,6 млрд (зима 2022-2023 гг.). Это совпало со снижением на 38% цен на природный газ – с \$14,36 за млн БТЕ прошлой зимой до \$8,93 этой зимой. Природный газ является преобладающим видом энергетического топлива в Новой Англии, на его долю в 2022 г. пришлось 52% производимой в регионе электроэнергии. На балансирующем энергорынке наблюдались значительные скачки цен в периоды резкого похолодания, когда спрос на электроэнергию рос параллельно с ростом цен на природный газ. И напротив, зафиксированы отрицательные цены на электроэнергию в режиме реального времени в те дни, когда наблюдался низкий спрос и низкие цены на природный газ.

Во время 2,5-часового дефицита мощности 24 декабря цены на электроэнергию в режиме реального времени в среднем превышали \$2000 за МВт*ч. Аналогичным образом 4 февраля при средней температуре наружного воздуха, составившей -16°C (3°F), цены на электроэнергию в режиме реального времени приблизились к \$500 за МВт*ч, а 25 февраля при средней температуре -8,8°C (16°F) к \$400 за МВт*ч. Хотя оптовые цены на электроэнергию были высокими, они особо не повлияли на большинство потребителей, учитывая тот факт, что розничные цены устанавливаются



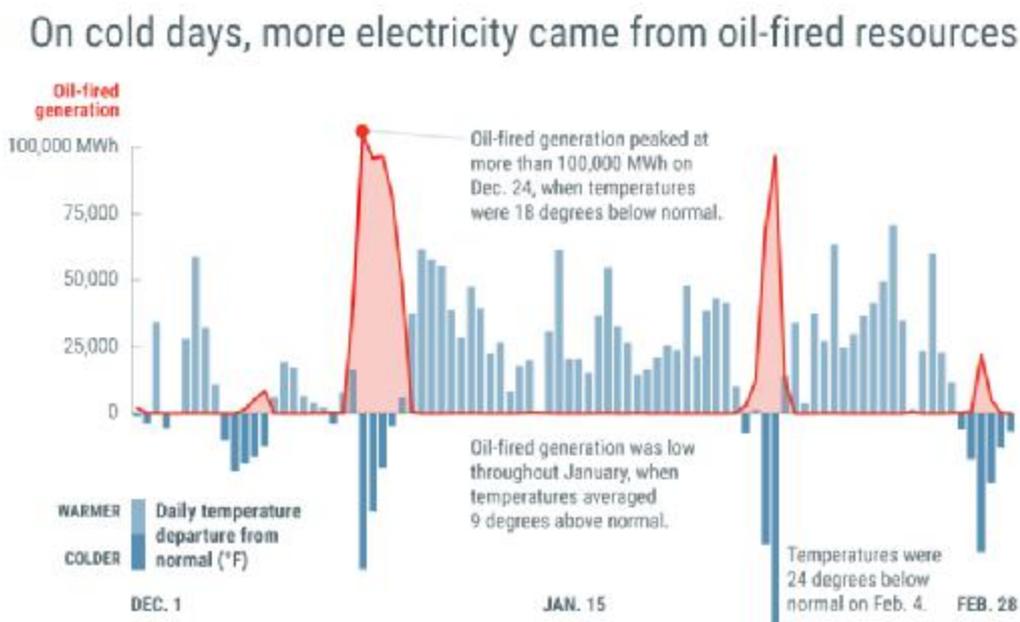
на месяцы вперед. Кроме того, почти вся оптовая покупка/продажа электроэнергии в Новой Англии осуществляется на рынке на сутки вперед, что сводит к минимуму последствия колебаний цен в режиме реального времени.

20 февраля, когда средняя температура наружного воздуха поднялась до 58°F (~14,4°C) спрос на электроэнергию оказался ниже прогнозируемого, и цены на электроэнергию в режиме реального времени упали почти до -\$100. Отрицательные цены на электроэнергию могут стать более распространенным явлением по мере развития солнечной генерации и создать стимулы для более широкого внедрения технологий хранения энергии. В целом за прошедшую зиму цены на электроэнергию в режиме реального времени составили в среднем \$79,53 за МВт*ч, что почти на четверть меньше, чем зимой 2021-2022 гг. (\$105,48 за МВт*ч). Цены на электроэнергию на рынке на сутки вперед составили в среднем \$78,29 за МВт*ч, что на 29% меньше, чем прошлой зимой.

Структура потребления топливных ресурсов и выбросы CO₂

Природный газ оставался основным видом энергетического топлива в регионе этой зимой. Газовая генерация выработала 11243 ГВт*ч или 45% потребленной электроэнергии. Однако во время декабрьских и февральских похолоданий высокие спотовые цены на природный газ привели к тому, что на лидирующие позиции временно вышла генерация, работающая на нефтепродуктах. Так, 3 и 4 февраля генерация на базе нефтепродуктов выработала около 165 ГВт*ч электроэнергии, израсходовав примерно 13,5 млн галлонов нефтепродуктов.

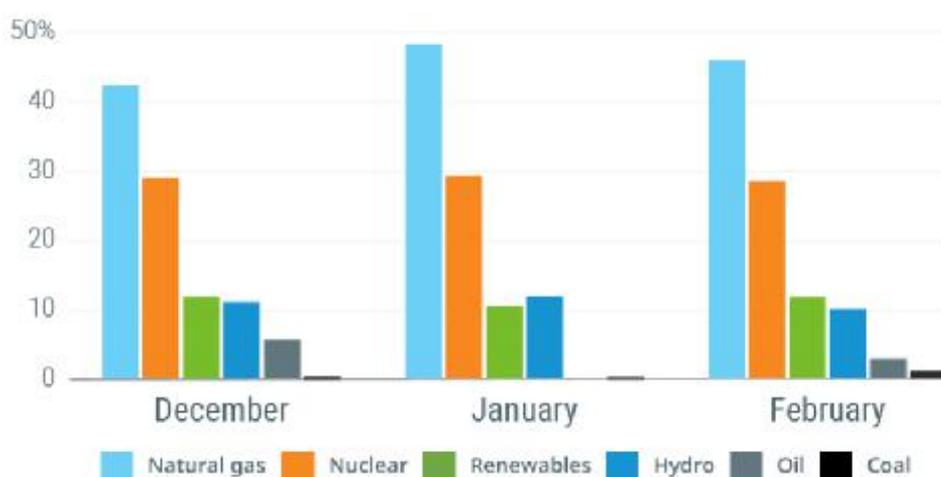
В целом за прошедшую зиму выработка генерации на базе нефтепродуктов, составила 3% от суммарной выработки электроэнергии в Новой Англии. Чуть менее 50 млн галлонов нефтепродуктов дали 712 ГВт*ч электроэнергии. Для сравнения, прошлой зимой было израсходовано 80 млн галлонов, а выработка генерации на нефтепродуктах составила 5% в совокупной выработке электроэнергии. Доля угольной генерации по сравнению с прошлой зимой снизилась с 1% до 0,6%.



Доля АЭС в совокупной выработке электроэнергии в регионе за тот же период составила 29%.

На долю ГЭС в прошедший зимний период пришлось 11% выработки электроэнергии в регионе (7% прошлой зимой). Выработка солнечной генерации, подключенной к сети общего пользования, немного увеличилась по сравнению с периодом 2021-2022 гг., составив 2% от совокупной выработки электроэнергии. Выработка ВЭС оставалась примерно на том же уровне и составила 4%. С декабря 2022 г. по февраль 2023 г. чистый экспорт электроэнергии в Новую Англию из соседних регионов составил около 5,6 ГВт*ч, что меньше 6,5 ГВт*ч электроэнергии, импортированных предыдущей зимой.

Winter generation in New England, by month



Структура энергоресурсов, используемых для производства электроэнергии в регионе, является определяющим фактором выбросов углекислого газа. ISO-NE оценивает выбросы CO₂ по видам использованного топлива с помощью коэффициентов выбросов углекислого газа для каждого вида топлива, рассчитанных на базе данных Агентства по охране окружающей среды США. Согласно оценкам системного оператора, с декабря 2022 г. по февраль 2023 г. выбросы CO₂ на электростанциях Новой Англии снизились примерно на 12% по сравнению с предыдущей зимой, сократившись с 8 млн тонн до чуть более 7 млн тонн. Это снижение частично обусловлено снижением спроса на электроэнергию прошедшей зимой, а также снижением выработки электростанций, работающих на базе нефтепродуктов, которые производят больше выбросов CO₂ на МВт*ч вырабатываемой электроэнергии, чем электростанции, работающие на природном газе.

Прошедшей зимой объем выбросов CO₂ электростанциями, работающими на нефтепродуктах, составил около 615,500 тыс. тонн CO₂, что примерно на 43% меньше, чем зимой 2021-2022 гг. (более 1 млн тонн). Выбросы CO₂ электростанциями, работающими на природном газе, сократились примерно на 3% (с 4,6 до 4,4 млн тонн). Выбросы CO₂ электростанциями, работающими на твердых бытовых и древесных отходах, а также на свалочном газе сократились примерно на 11% (с чуть более 2 млн тонн зимой 2021-2022 гг. до 1,8 млн тонн прошедшей зимой). Выбросы углекислого



газа угольными электростанциями сократились на 47% (примерно с 260 до порядка 138,8 тыс. тонн).

Официальный сайт ISO NEWSWIRE
<https://isonewswire.com>

В Бангладеш происходят масштабные отключения электроэнергии из-за сильной жары

В Бангладеш по решению властей происходили масштабные отключения электроэнергии в связи с сильнейшей за последние 50 лет жарой и возросшей в этой связи нагрузкой на энергосистему страны. По информации министра энергетики Бангладеш, фактический максимум потребления электроэнергии значительно превысил прогнозные показатели, при этом пик нагрузки приходился на ночные часы.

Как поясняется, дополнительная нагрузка была вызвана более интенсивным использованием ирригационных насосов и кондиционеров в коммерческих и жилых зданиях во время мусульманского поста Рамадан. В числе наиболее пострадавших районов оказались портовый г. Читтагонг, а также центр текстильного, фармацевтического и джутового производства Майменсингх.

Согласно правительственным данным, средняя максимальная температура в столице страны Дакке, наблюдавшаяся в течение предыдущей недели, была на 4,3% выше, чем неделей ранее и на 12,5% выше, чем за аналогичный период прошлого года. На западе страны температура достигала отметки в 42,8°C. Дефицит электроэнергии в течение 7 дней (до 20 апреля) составил 6,6%, поскольку нагрузка на энергосистему выросла на 14% по сравнению с уровнем нагрузки неделей раньше. При этом, метеорологическое бюро Бангладеш предупредило о сохранении высоких температур в ближайшее время.

В соседней Индии также наблюдается экстремальная жара, что привело в резкому росту потребления и возникновению дефицита электроэнергии в восточных штатах страны. В апреле был зафиксирован новый максимум потребления мощности, который составил 215,9 ГВт, и, по информации правительства, максимум потребления вырастет до 229 ГВт до конца текущего месяца.

Информационный ресурс Reuters
<http://www.reuters.com>

