



**СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ**

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

04.12.2020 – 10.12.2020



ENTSO-E опубликованы прогнозы балансовой надежности на зимний период 2020-2021 гг. и на периоды до 2025 и 2030 годов

Ассоциация европейских системных операторов ENTSO-E опубликовала прогноз балансовой надежности европейских энергосистем на зимний период 2020-2021 гг. (Winter Outlook 2020-2021) и среднесрочный период (Mid-Term Adequacy Forecast, MAF)¹, в которых представлен анализ возможных рисков для надежности энергоснабжения потребителей.

Анализ, проведенный ENTSO-E, в целом не выявил серьезных проблем с балансовой надежностью в странах-членах ЕС. Тем не менее, вероятность возникновения дефицита электроэнергии (мощности) была выявлена для Дании, Финляндии, Франции и Мальты. Большинство рисков для надежности энергоснабжения потребителей можно устранить с помощью имеющихся в странах нерыночных ресурсов. Однако для Франции в целях нивелирования рисков для надежности энергоснабжения, которые могут быть вызваны низкими температурами наружного воздуха в сочетании с недостаточным объемом доступной генерации, могут потребоваться специальные оперативные меры. Балансовую надежность планируется тщательно контролировать в течение всего зимнего периода, в том числе в рамках региональных координаторов по вопросам безопасности (regional security coordinators, RSC).

В рамках Winter Outlook 2020-2021 были также проанализированы возможные последствия пандемии COVID-19, которые, как ожидается, приведут к снижению энергопотребления в Европе и, тем самым, окажут положительное влияние на балансовую надежность в европейских странах. Тем не менее пересмотр графика плановых выводов из эксплуатации генерирующих объектов в ряде европейских стран может в некоторых случаях свести на нет положительный эффект от снижения энергопотребления.

С лета 2020 г. в соответствии с законодательным пакетом ЕС «Чистая энергия для всех европейцев» (Clean Energy Package) ENTSO-E применяет вероятностный подход к оценке сезонной балансовой надежности – используя набор возможных сценариев, что позволяет выявить больше вероятных рисков для надежности энергоснабжения. Аналогичный подход используется ENTSO-E для оценки балансовой надежности на среднесрочный период.

В MAF 2020 оценивается балансовая надежность европейской энергетической системы для двух целевых периодов – до 2025 г. и до 2030 г. В документе отмечается низкая вероятность рисков для балансовой надежности европейских энергосистем для указанных периодов с положительной динамикой развития ситуации с обеспечением балансовой надежности в некоторых торговых зонах к 2030 г.

Исходные данные, используемые для сценариев, представленных в MAF 2020, согласуются с национальными планами государств-членов ЕС в области энергетики и климата (national energy and climate plans) и используют данные, предоставленные национальными системными операторами. В следующем году в MAF планируется включить дополнительные параметры и методологии и далее

¹ MAF (Mid-Term Adequacy Forecast) – общеевропейская мониторинговая оценка достаточности энергоресурсов на конкретные годы предстоящего 10-летнего периода. Она основана на современном вероятностном анализе, базирующемся на моделировании и анализе возможных событий с потенциально неблагоприятными последствиями для энергоснабжения потребителей, и направлена на поддержку заинтересованных организаций в принятии квалифицированных решений.



использовать оценку балансовой надежности на среднесрочный период как основу для оценки достаточности энергоресурсов в европейских странах (European Resource Adequacy Assessment, ERAA).

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

Началась тестовая эксплуатация трансграничного HVDC соединения NordLink между энергосистемами Германии и Норвегии

Системные операторы Германии TenneT и Норвегии Statnett объявили о вводе в эксплуатацию в тестовом режиме трансграничного HVDC² соединения NordLink между энергосистемами двух стран.

Общая протяженность подводного HVDC соединения NordLink напряжением ± 525 кВ и пропускной способностью 1,4 ГВт составляет 623 км (подводная часть – 516 км). Точками присоединения NordLink к национальным энергосистемам являются ПС Wilster West в немецком г. Вильстер (Wilster) в федеральной земле Шлезвиг-Гольштейн (Schleswig-Holstein) и ПС Tonstad в норвежском административном центре Тонстад (Tonstad) в муниципалитете Сирдал (Sirdal) в графстве Агдер (Agder). Подводная КЛ NordLink соединяется с ПС Wilster West подземной КЛ BÜsum - Wilster/Schleswig-Holstein длиной 54 км, а с ПС Tonstad – ВЛ Vollesfjord – Tonstad длиной 53 км.

Доступная для целей торговли пропускная способность NordLink будет рассчитывается TenneT и Statnett и использоваться для трансграничных поставок электроэнергии в рамках европейского энергорынка на сутки вперед и внутрисуточного рынка. Направление перетоков электроэнергии по NordLink будет определяться текущей разницей цен на электроэнергию в торговых зонах Норвегии и Германии.

После завершения тестовой и ввода в коммерческую эксплуатацию, запланированного на весну 2021 г., NordLink позволит Германии импортировать излишки электроэнергии, выработанной норвежскими ГЭС, в то время как Норвегия сможет импортировать из Германии излишки электроэнергии, выработанной ветровой и солнечной генерацией.

Официальный сайт TenneT, информационно-аналитический ресурс Enerdata
<https://www.tennet.eu>, <https://www.enerdata.net>

Системный оператор Литвы разработал механизм балансирующего рынка с почасовой покупкой/продажей мощности

Системный оператор Литвы Litgrid в соответствии с принятыми парламентом страны в июне 2020 г. поправками к Закону об электроэнергии и Регламентом Европейского Союза № 2019/943 от 05.06.2019 о внутреннем рынке электроэнергии подготовил новые типовые условия (The Standard Terms) оказания услуг по балансированию энергосистемы и урегулированию дисбаланса, которые утверждены Государственным советом по регулированию энергетики Литвы и вступят в силу с 2021 г.

² High voltage direct current.



По словам директора Департамента по управлению системы Litgrid Гиедриуса Радвилы, основные изменения, вносимые в правила литовского энергорынка заключаются в создании нового сегмента энергорынка – рынка балансирующей мощности, в рамках которого будут проводиться ежедневные аукционы по отбору ценовых заявок от поставщиков мощности (по мере возрастания цены предложения) по каждому часу предстоящих суток и размещаться заявки от участников энергорынка в соответствии с реальной потребностью в мощности на конкретный час.

В соответствии с текущей практикой Litgrid закупает резервы мощности для балансирования энергосистемы (вторичные резервы) на год вперед. Новая система закупок балансирующих резервов более эффективна, поскольку позволяет планировать потребность в балансирующей мощности на следующие сутки, что гораздо точнее, чем на год вперед, а использование рыночных механизмом стимулирует конкуренцию между поставщиками мощности и создает четкие ценовые сигналы для привлечения к балансированию энергосистемы новых участников энергорынка.

Еще одно важное изменение, вносимое в правила литовского энергорынка, заключается в том, что услуги по балансированию энергосистемы теперь смогут оказывать не только производители электроэнергии, но и независимые агрегаторы управления спросом, которые при возникновении дефицита мощности будут снижать мощность потребления. Это инновационная для литовского энергорынка услуга с большим потенциалом в будущем. Используя рыночные механизмы, Litgrid оптимизирует загрузку генерирующих мощностей, предоставит производителям электроэнергии возможность использовать свободные генерирующие мощности для торговли ими на балансирующем рынке, а потребителям – сэкономить на покупке мощности, поскольку они смогут покупать мощность, соответствующую реальному почасовому спросу.

По словам Гиедриуса Радвилы, аукцион с почасовой покупкой/продажей балансирующей мощности в Литве является первым конкретным шагом на пути к созданию регионального балансирующего рынка, который планируется организовать в странах Балтии до синхронизации прибалтийских энергосистем с энергосистемами Континентальной Европы в 2025 г.

Осенью 2020 г. системные операторы стран Балтии разработали и представили на обсуждение общественности общую для прибалтийских системных операторов концепцию регулирования частоты и балансирующего рынка. В документе описывается то, как будет осуществляться регулирование частоты и работать балансирующий рынок после синхронизации с энергосистемами Континентальной Европы. Новые рыночные механизмы и возможность участия независимых агрегаторов управления спросом в балансирующем рынке позволят оптимизировать затраты на оказание услуг по балансированию энергосистемы за счет установления обоснованных тарифов на системные услуги и стоимость урегулирования дисбаланса участников энергорынка.

Официальный сайт Litgrid
www.litgrid.eu

Компания TOTAL Solar DG приступила к реализации проекта строительства гибридной микроэнергосистемы

Энергокомпания Total Solar Distributed Generation (DG)³ в партнерстве с сингапурской проектной энергокомпанией Canopy Power приступила к реализации проекта строительства гибридной микроэнергосистемы (hybrid microgrid) в г. Сиануквиль (Sihanoukville) на камбоджийском о. Кох Ронг Санлоем (Koh Rong Sanloem).

Проектом, целью которого является обеспечение надежного и экологически чистого электроснабжения потребителей о. Кох Ронг Санлоем, предусмотрено строительство наземной СЭС мощностью 1,25 МВт, дизельных генераторов и накопителя энергии емкостью 2 МВт*ч, управляемых интеллектуальным регулятором нагрузки (smart controller). Данная микроэнергосистема станет одной из крупнейших в Юго-Восточной Азии автономных энергосистем с генерирующими объектами на ВИЭ.

На острове расположено свыше 60 отелей, гостиничных комплексов и гостевых домов, электроснабжение которых в настоящее время обеспечивается собственными дизель-генераторными установками, топливо для которых доставляется в канистрах. Это дорого, ненадежно и сложно с точки зрения логистики, а также вредно для окружающей среды.

Электроэнергия, вырабатываемая в рамках микроэнергосистемы, будет распределяться по двум основным центрам потребления, расположенным в бухтах о. Кох Ронг Санлоем, через новую распределительную сеть среднего напряжения. Микроэнергосистема обеспечит стабильную 24-часовую поставку электроэнергии для потребителей, на 50% произведенную из ВИЭ, при меньших затратах, устранении шумового воздействия, снижении загрязнения воздуха и потребления дизельного топлива (в целом по всему острову более чем на 600 тыс. л в год).

Компания Canopy Power участвует в проекте в качестве EPC⁴ подрядчика. В задачу Canopy Power, как специализирующейся, в том числе, на создании микроэнергосистем, входит проектирование, закупка, монтаж оборудования микроэнергосистемы и передача объекта Total Solar DG, которая финансирует проект, а в последующем будет владеть и эксплуатировать микроэнергосистему, продавая электроэнергию лицензированному энерготрейдеру. Ввести в эксплуатацию микроэнергосистему на о. Кох Ронг Санлоем планируется в апреле 2021 г.

Информационно-аналитический ресурс PEI
<https://www.powerengineeringint.com>

Американский CAISO одобрил новую модель интеграции в энергорынки комбинированных энергоресурсов

Системный оператор американского штата Калифорния CAISO одобрил новый механизм привлечения к участию в рынках электроэнергии (мощности) и системных услуг комбинированных энергоресурсов (энергокомплексов в составе СЭС или ВЭС, совмещенных с накопителями энергии емкостного типа).

³ Филиал корпорации Total.

⁴ Engineering, Procurement and Construction.





Решение CAISO связано с планируемым масштабным вводом в эксплуатацию более 1,5 ГВт мощности накопителей энергии до конца 2021 г., что составляет чуть менее половины от мощности ($\approx 3,3$ ГВт) новых генерирующих объектов, которые к 2023 г. заменят выводимые из работы газовые и угольные ТЭС.

Новый рыночный инструмент должен обеспечить комфортные условия работы на энергорынках как крупным энергохолдингам Southern California Edison (SCE) и Pacific Gas & Electric (PG&E), так и муниципальным компаниям-агрегаторам, уже готовым вывести на рынки электроэнергии (мощности) и системных услуг значительные объемы мощностей накопителей энергии. И те и другие активно инвестируют в такие энергоресурсы, в частности, PG&E запросил согласование отраслевого регулятора Калифорнии для пяти проектов сооружения накопителей энергии на базе литий-ионных батарей суммарной мощностью 423 МВт и энергоемкостью 1 692 МВт*ч, а SCE объявил о проектах строительства накопителей энергии суммарной мощностью 770 МВт и энергоемкостью 3 080 МВт*ч.

Разработанная CAISO «модель участия в энергорынках комбинированных энергоресурсов (Hybrid Resources, HR) – вторая по счету, принятая CAISO в интересах энергообъектов, использующих различные технологии производства электроэнергии, но имеющих одну точку подключения к электрической сети. В июле текущего года CAISO представил «совмещенную» модель участия в энергорынках комбинированных энергоресурсов (Co-Located Resources, C-LR), в соответствии с которой каждый из ресурсов получает идентификационный номер и выходит на энергорынки в качестве отдельного участника. В рамках HR модели разные типы энергоресурсов в составе энергокомплекса получают единый идентификатор для совместного управления, которое CAISO может поручить третьей стороне (в первую очередь, собственнику комбинированного энергокомплекса), и участия в энергорынках.

Каждая модель, предложенная CAISO для интеграции в энергорынки комбинированных энергоресурсов, обладает своими преимуществами и недостатками. Так, C-LR модель в целом более гибкая, т.к. системный оператор видит каждый компонент в составе комбинированного энергоресурса, принадлежащего одному собственнику, что создает больше возможностей для участия их в рынках электроэнергии (мощности) и системных услуг. При этом,

например, в случае раздельного участия в энергорынках накопителя энергии и солнечной установки, принадлежащих одному собственнику, у него могут возникнуть проблемы с учетом инвестиционных льгот при расчете налогов, и тогда предпочтительнее окажется НR модель.

Официальный сайт CAISO
<http://www.caiso.com>

На АЭС Борсселе в Нидерландах планируется построить два новых энергоблока

Нидерландская энергетическая компания EPZ – владелец и оператор единственной в стране АЭС Борсселе (Borssele) – рассматривает возможность строительства двух новых энергоблоков на площадке АЭС.

АЭС Борсселе мощностью 485 МВт построена в нидерландской провинции Зеландия (Zeeland). АЭС введена в эксплуатацию в 1973 г., а вывод станции из эксплуатации намечен на 2033 г. По оценке EPZ строительство новых энергоблоков на площадке АЭС Борсселе потребует инвестиций в размере от € 8 до € 10 млрд и займет 8 лет.

Парламент Нидерландов в конце 2018 г., поддержал предложение правительства страны о строительстве новых ядерных мощностей. В сентябре 2020 г. правительство Нидерландов приняло решение провести общественные консультации по проекту строительства новых АЭС. Цель консультаций – оценить условия, при которых участники рынка будут заинтересованы в инвестировании в строительство объектов атомной генерации в Нидерландах, а также выяснить, какая общественная поддержка потребуется для этого и в каких регионах есть интерес к строительству новых атомных мощностей.

Министерство экономики и климата (Ministry of Economic Affairs and Climate) Нидерландов заказало исследование, по результатам которого должны быть представлены аргументы, подтверждающие, что затраты на строительство атомной генерации (включая затраты на сооружение дополнительной сетевой инфраструктуры, балансирование энергосистемы и подключение к электрической сети) будут сопоставимы с аналогичными затратами для ветровой и солнечной генерации.

Информационно-аналитический ресурс Enerdata
<https://www.enerdata.net>

По оценке DNV GL суммарная мощность плавучих ВЭС может вырасти до 250 ГВт к 2050 году

Норвежское международное общество по сертификации и классификации DNV GL, ключевой компетентностью которого является оценка, консалтинг и менеджмент рисков, опубликовало доклад, в котором отмечается, что при наличии соответствующих стимулов установленная мощность плавучих ВЭС может вырасти в 2 тыс. раз к 2050 г. (с существующих 100 МВт до 250 ГВт).



В докладе также отмечается, что плавучие ВЭС не зависят от такого фактора, как глубина моря или океана в месте размещения станции, что делает данный вид ветрогенерации особенно привлекательными и доступным для использования гораздо большим количеством стран, особенно для электроснабжения мегаполисов Азиатско-Тихоокеанского региона.



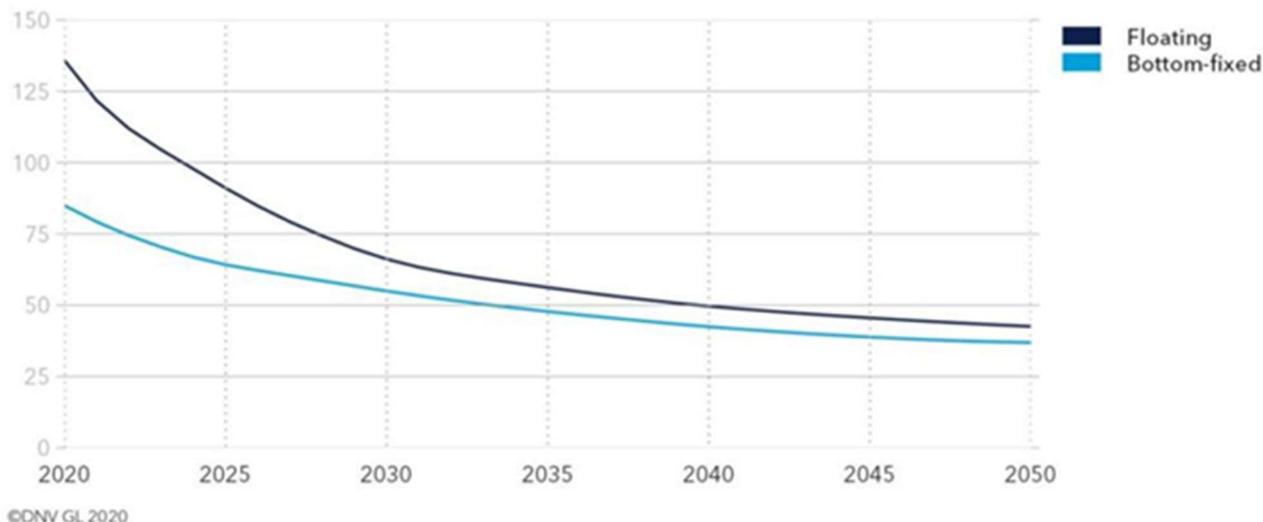
По мнению DNV GL, плавучие ВЭС могут обеспечить до 2% общемирового потребления электроэнергии к 2050 г. Для достижения этого потребуется разработка более всеобъемлющих отраслевых стандартов и мер по управлению рисками, что обеспечит возможность широкого внедрения данной технологии производства электроэнергии и будет иметь важное значение для укрепления доверия к ней со стороны потенциальных инвесторов.

Согласно приведенным в докладе данным, ожидается, что стоимость электроэнергии, вырабатываемой плавучими ВЭС упадет примерно на 70% к 2050 г. и на среднемировом уровне составит € 40 за МВт*ч, что откроет новые возможности для привлечения инвестиций в строительство плавучих ВЭС со стороны разработчиков шельфовых нефтегазовых месторождений и морской отрасли, поскольку они получат возможность изменить портфель своих генерирующих мощностей и стать менее зависимыми от ископаемого топлива.

Хотя не ожидается, что средняя цена электроэнергии, выработанной плавучими ВЭС, станет ниже средней цены электроэнергии, выработанной шельфовыми ВЭС, разница в ценах между ними будет уменьшаться по мере снижения обеих. Ключом к снижению цен станет использование более мощных ветровых турбин, строительство более крупных ветропарков, внедрение новых технологий и создание высококонкурентной цепочки поставок оборудования для ВЭС.

Average LCOE of offshore wind

Units: €/MWh



По мнению президента DNV GL Реми Эриксен (Remi Eriksen) в настоящее время строительство плавучих ВЭС вполне осуществимая с технической точки зрения задача, и проблема заключается в том, чтобы в возможно короткие сроки сделать их строительство коммерчески привлекательным.

Информационно-аналитический ресурс PEI
<https://www.powerengineeringint.com>

Американский PJM впервые будет учитывать цели энергетической политики отдельных штатов при подготовке плана развития энергосистемы

Отраслевой регулятор (New Jersey Board of Public Utilities, BPU) американского штата Нью-Джерси направил системному оператору Восточного побережья PJM Interconnection⁵ заявку на совместную разработку решений, направленных на развитие шельфовой ветроэнергетики. В соответствии с заявкой BPU системный оператор должен будет учитывать цели энергетической политики штата при разработке плана развития энергосистемы в регионе (Regional Transmission Expansion Plan, RTEP). Отраслевой регулятор Нью-Джерси рассчитывает на ввод в эксплуатацию до 7,5 ГВт мощности шельфовых ветропарков к 2035 г.

При подаче заявки BPU воспользовался специальным механизмом, включенным в эксплуатационное соглашение с PJM (State Agreement Approach, SAA), и предусматривающим, что по соглашению с системным оператором власти любого из штатов или группы штатов, энергосистемы которых входят в операционную зону системного оператора, получают возможность включить в

⁵ Операционная зона PJM включает полностью или частично штаты Делавэр, Иллинойс, Индиана, Кентукки, Мэриленд, Мичиган, Нью-Джерси, Северная Каролина, Огайо, Пенсильвания, Теннесси, Вирджиния, Западная Вирджиния и округ Колумбия.



RTEP проекты строительства энергообъектов, необходимых для реализации своей отраслевой политики при условии, что они согласны полностью оплатить расходы на реализацию данных проектов.

Предлагаемые штатом Нью-Джерси проекты строительства новых энергообъектов будут включены в запрос предложений, который PJM в рамках подготовки очередного RTEP откроет в первом квартале 2021 г. Заинтересованные компании-разработчики проектов подают свои предложения на конкурентной основе, и PJM будет оценивать их вместе с BPU, при этом за штатом сохраняется право выбора и поддержки конкретных проектов.

По стандартной процедуре PJM отбирает проекты для включения в RTEP в соответствии с критериями обеспечения надежности энергосистемы и рыночной эффективности. Инициатива Нью-Джерси для системного оператора является первым случаем применения механизма SAA.

Вместе с тем заявка BPU подготовлена одновременно с продолжающимся обсуждением властями штата Нью-Джерси возможности выхода энергосистемы штата из операционной зоны PJM после внесения изменений в правила рынка мощности системного оператора. По согласованию с Федеральной комиссией по регулированию энергетики (FERC) на рынке мощности PJM начинает действовать минимальный ценовой порог (Minimum Offer Price Rule, MOPR) для заявок на продажу электроэнергии от новых объектов генерации, получающих вне рыночные субсидии, что может привести к повышению отпускных цен на электроэнергию для объектов ВИЭ-генерации. А это, в свою очередь, может негативно отразиться на планах Нью-Джерси по интеграции в энергосистему штата генерирующих объектов на базе ВИЭ, которые входят в число субсидируемых энергоресурсов.

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

