



**СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ**

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

26.03.2021 – 01.04.2021



Американская FERC приняла решение о допуске к энергорынкам агрегаторов, представляющих объекты потребления с управляемым потреблением вместе с распределенными энергоресурсами

Федеральная комиссия по регулированию энергетики (FERC) США разрешила объединять объекты потребления с управляемой нагрузкой (Demand Response) и другие распределенные энергоресурсы (distributed energy resource, DER) в рамках одной заявки от агрегаторов, действующих на оптовых рынках.

Решение комиссии направлено на снижение препятствий для исполнения приказа № 2222, который принят FERC в сентябре 2020 г. и требует от системных операторов разработать правила допуска DER на энергорынки без каких-либо ограничений со стороны отдельных штатов. Таким образом, системные операторы не вправе отказать в приеме совокупной заявки от агрегаторов, представляющих DER и Demand Response ресурсы, даже если подобный запрет уже предусмотрен в нормативных актах отраслевых регуляторов штатов.

С одной стороны, решение FERC рассматривается как очередное вмешательство федеральной власти в компетенцию штатов, т.к. в ситуации, когда объекты небольшой мощности присоединяются к распределительной сети, правила их работы должны устанавливаться на уровне штатов, поскольку к федеральной компетенции отнесена только магистральная сеть. С другой стороны, в июле 2020 г. уже имело место судебное разбирательство по такому же обвинению против FERC в связи с приказом № 841, по которому системные операторы в своих операционных зонах обязаны обеспечить условия для участия систем накопления электроэнергии в рынках электроэнергии, мощности и системных услуг. Апелляционный суд США по округу Колумбия (D.C. Circuit Court of Appeals) по данному иску отказал, мотивируя это тем, что штаты не имеют права запрещать собственникам каких-либо энергоресурсов принимать участие в оптовых энергорынках.

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

Калифорнийский регулятор в энергетике принял очередное решение по дополнительным резервам мощности на летний период 2021 года

Отраслевой регулятор американского штата Калифорния (California Public Utilities Commission, CPUC) принял очередное решение о дополнительных поставках мощности для покрытия спроса летом 2021 г., чтобы избежать повторения ситуации прошлого года, когда в условиях экстремальной жары в августе в энергосистеме сложилась чрезвычайная ситуация и в Калифорнии впервые почти за двадцать лет вводились веерные отключения потребителей.

В феврале 2021 г. комиссия обязала трех крупнейших энерготрейдеров штата – Southern California Edison (SCE), San Diego Gas & Electric (SDG&E) и Pacific Gas and Electric (PG&E) – подготовить контракты на закупки резервов мощности в объеме 3 300 МВт. Энергоресурсы, которые SCE, SDGE и PG&E разрешено контрактовать в качестве поставщиков мощности, включают накопители энергии, гарантированный импорт мощности из соседних штатов, а также генерирующие мощности готовящихся к выводу из эксплуатации и действующих электростанций, если они технически способны обеспечить дополнительные поставки мощности.



Второе решение комиссии касается объектов потребления с управляемым спросом (категории Demand Response) на ближайшие два года и включает в себя новые предписания по снижению нагрузки потребления в чрезвычайных ситуациях, более гибкие тарифные планы, чтобы стимулировать экономию электроэнергии, а также изменения в действующие программы Demand Response, чтобы привлечь больше участников. Теперь в периоды экстремальных нагрузок энерготрейдеры смогут, во-первых, оплатить потребителям снижение нагрузки, а, во-вторых, с 16:00 до 21:00 применять более высокие тарифы на электроэнергию.

Основную критику вызвало решение CPUC разрешить выплату компенсаций конечным потребителям за снижение нагрузки даже в том случае, если в качестве собственного резерва они используют ресурсы на ископаемом топливе, например, дизельные генераторы.

Для закупок дополнительных резервов мощности SCE, SDG&E и PG&E должны будут законтрактовать еще как минимум 450 МВт, 450 МВт и 100 МВт соответственно, как со стороны генерации, так и потребления. С учетом того, что часть энергоресурсов приходится на СЭС, которые снижают выработку электроэнергии в вечерние часы, энерготрейдеры могут превысить установленные целевые показатели по объему закупок мощности на 50% и в таком случае общий объем закупок дополнительных резервов мощности вырастет до 1 500 МВт.

Параллельно комиссия объявила о подготовке изменений в правила работы поставщиков «последней очереди» (provider of last resort, POLR), т.е. тех, которые готовы и обязаны заменить основного розничного поставщика электроэнергии (мощности) по какой-либо причине покидающего энергорынок, чтобы потребители не столкнулись с перебоями в обслуживании. В настоящее время статус POLR имеют те же самые частные компании, которые отвечают за энергоснабжение населения в пределах обслуживаемой территории на постоянной основе. CPUC планирует задействовать в качестве POLR и другие организации, способные взять на себя функции POLR, и сформировать отдельную систему поставщиков «последней очереди».

Кроме того, по мере приближения сроков закрытия единственной в штате АЭС Diablo Canyon мощностью 2,2 ГВт (первый энергоблок должен быть выведен из эксплуатации в 2024 г., а второй – в 2025 г.) многие эксперты в очередной раз высказали опасения, что энергосистема Калифорнии не вполне готова к потере такого объема генерирующей мощности, покрывающей базовую часть графика нагрузки, особенно с учетом того, что штат проводит политику отказа от использования ископаемого топлива. В октябре 2020 г. системный оператор Калифорнии CAISO официально предупредил CPUC, что вывод из эксплуатации АЭС Diablo Canyon станет для энергосистемы критическим «переломным моментом», при этом потребности в замещающих энергоресурсах с точки зрения обеспечения надежности функционирования энергосистемы окажутся значительно выше, чем предполагалось первоначально.

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



Руководители семи государств-членов ЕС призывают Еврокомиссию пересмотреть политику в отношении атомной энергетики

Руководители семи государств-членов Европейского союза обратились в Европейскую комиссию с письмом о роли атомной энергетики в климатической и энергетической политике ЕС. Среди подписантов обращения премьер-министр Словении Янез Янша, премьер-министр Польши Матеуш Моравецкий, президент Франции Эммануэль Макрон, премьер-министр Чехии Андрей Бабиш, премьер-министр Венгрии Виктор Орбан, премьер-министр Словакии Игорь Матович и премьер-министр Румынии Флорин Цицу.

В письме европейские руководители выразили убежденность в том, что Европейский союз должен не только признавать, но и активно поддерживать все доступные технологии с нулевым и низким уровнем вредных выбросов, которые способствуют достижению климатической нейтральности и при этом поддерживают другие цели энергетической политики ЕС.

В настоящее время политика ЕС направлена на ограничение развития новых атомных мощностей, в связи с этим руководители семи европейских стран призвали создать соответствующую законодательную основу для развития атомной энергетики и подчеркнули, что каждое государство-член ЕС должно иметь возможность самостоятельно решать вопрос о стимулировании или ограничении развития атомной энергетики в своих странах вне зависимости от политического выбора других государств-членов ЕС.

Несмотря на очевидный вклад атомной энергетики в борьбу с изменением климата, а также то, что атомная энергетика является очень перспективным источником низкоуглеродистого водорода по доступной цене, способствует интеграции энергетического сектора, создает значительное количество стабильных и качественных рабочих мест, что будет иметь важное значение в период после рецессии, вызванной пандемией COVID-19, рядом государств-членов оспаривается необходимость её развития в ЕС. Так ряд европейских стран, включая Германию и Австрию, стремятся уменьшить свою зависимость от атомной энергетики, ссылаясь на проблему с захоронением радиоактивных отходов в качестве основного сдерживающего фактора ее развития. Однако страны Восточной Европы стремятся развивать атомную энергетику, наращивая усилия по отказу от использования угля.

В настоящее время, атомная энергетика исключена из классификации ЕС по категории «зеленого» финансирования (EU's green finance taxonomy), в соответствии с которой принимается решение о предоставлении «зеленого» инвестиционного ярлыка (green investment label) для технологий, не подрывающих экологические цели ЕС. Именно это и является основной причиной появления письма руководителей семи европейских стран, которые отмечают, что атомная энергетика является жизнеспособным вариантом «чистой» энергетики, и отдельные страны ЕС должны быть свободны в своем выборе и развиваться так, как они считают нужным.

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



Северный инвестиционный банк выдал заем в размере € 134 млн на строительство подводного HVDC соединения между Данией и Великобританией

Северный инвестиционный банк (Nordic Investment Bank, NIB) и системный оператор Дании Energinet заключили соглашение о предоставлении займа на 10-летний срок на сумму € 134 млн на реализацию проекта строительства самого длинного в мире подводного HVDC соединения Viking Link¹ между Данией и Великобританией. Проект реализуется Energinet совместно с дочерней компанией британского энергохолдинга National Grid – National Grid Viking Link Limited (NGVL).

HVDC соединение Viking Link напряжением ± 525 кВ, пропускной способностью 1 400 МВт и протяженностью ≈ 760 км² будет проложено от города Ревсинг в Южной Ютландии (Дания) до населенного пункта Бикер-Фен в Линкольншире (Великобритания).

В конце лета 2021 г. компания Munck Supply Lines – один из подрядчиков проекта – планирует приступить к прокладке 76 км³ подземной кабельной линии (КЛ) на территории Дании для присоединения Viking Link к преобразовательной подстанции (ППС), где соединение будет подключено к национальной энергосистеме. Строительство ППС, как на территории Дании, так и Великобритании будет осуществлять компания Siemens Energy. Производство и поставку силовых кабелей для датского участка соединения осуществляет компания NKT Cables, а компания Prysmian Group обеспечит производство и поставку 1 250 км силовых кабелей для подводного участка Viking Link, а также порядка 135 км – для наземного участка соединения на территории Великобритании, работы по прокладке которого начались в июне 2020 г. Работы по прокладке подводной части Viking Link стартовали в начале 2021 г.

Реализация проекта позволит увеличить пропускную способность электрических связей между двумя странами, тем самым содействуя интеграции в энергосистемы двух стран большего количества генерирующих объектов на базе ВИЭ, а также обеспечит выравнивание цен на электроэнергию (мощность), что сделает объединенный регион более экономически привлекательным⁴.

Проект строительства трансграничного HVDC соединения Viking Link, стоимость которого оценивается в € 2 млрд, входит в список проектов общего интереса ЕС (Projects of Common Interest, PCI) и является стратегически важной составляющей усилий ЕС по формированию единого европейского энергетического рынка. Завершение работ и ввод в эксплуатацию соединения запланирован на 2023 г.

Информационно-аналитические ресурсы: [Global Transmission](https://www.globaltransmission.info), [4C Offshore](https://www.4coffshore.com)

¹ В настоящее время самым длинным подводным силовым кабелем является NorNed протяженностью 580 км https://en.wikipedia.org/wiki/Viking_Link

² <https://viking-link.com/>

³ <https://en.energinet.dk/Infrastructure-Projects/Projektliste/Viking-Link/News-about-Viking-Link/Munck-Piping-installing-cables>

⁴ <https://viking-link.com/>



Планируется строительство нового трансграничного соединения Aurora Line между Финляндией и Швецией

Системные операторы Финляндии Fingrid Oyj и Швеции Svenska kraftnät планируют строительство третьего трансграничного соединения между Швецией и Финляндией, получившего название Aurora Line. Трансграничное соединение напряжением 400 кВ переменного тока будет проложено от ПС Пюхенселькя (Puhänselkä) в Мухосе (Muhos) через Кеминмаа (Keminmaa) в Финляндии до ПС Мессауре (Messaurе) в Швеции.

Предпосылкой для проектирования нового высоковольтного электрического соединения между Швецией и Финляндией является потребность энергорынка в дополнительных поставках электроэнергии (мощности). Пропускная способность трансграничных связей между странами недостаточна, что приводит к недостаточно эффективному функционированию регионального энергорынка и к разнице цен на электроэнергию в торговых зонах Финляндии и Швеции. Кроме того, соединение Aurora Line увеличит надежность поставок электроэнергии и интеграцию ВИЭ-генерации в энергосистемы стран Скандинавии.

Ранее Fingrid Oyj и Svenska kraftnät завершили исследование потребностей в развитии трансграничных связей. По мнению системных операторов, пропускная способность существующих соединений между Финляндией и Швецией недостаточна, и в будущем весьма вероятно возникновение так называемых «узких мест», поэтому необходимо строительство нового высоковольтного трансграничного соединения для обмена электроэнергией (мощностью). Были изучены различные варианты увеличения пропускной способности электрических связей между энергосистемами двух стран, и наиболее технически обоснованным и целесообразным с точки зрения социально-экономической выгоды оказалось сооружение трансграничного соединения переменного тока между северной Финляндией и северной Швецией.

Проекту строительства трансграничного соединения Aurora Line присвоен статус проекта общего интереса ЕС (Project of Common Interest, PCI). В рамках программы ЕС Connecting Europe Facility (CEF) на проведение исследований по проекту выделено € 4,325 млн. Fingrid Oyj и Svenska kraftnät планируют также подавать совместные заявки на финансирование проекта в рамках CEF уже на этапе строительства. Национальные органы регулирования энергетики Финляндии и Швеции приняли решение о распределении затрат⁵ по проекту Aurora Line в марте 2020 г.

Строительство соединения Aurora Line будет осуществляться в два этапа. Сначала будет построен участок соединения от ПС Пюхенселькя в Мухосе до Кеминмаа. На этом этапе также будет расширена существующая ПС Пюхенселькя, а в Кеминмаа будет построена новая ПС Виитаярви (Viitajärvi). На втором этапе будет сооружена новая ЛЭП от ПС Виитаярви до ПС Мессауре в Швеции. Новая ЛЭП будет пересекать границу между Финляндией и Швецией, проходящую по реке Торнио (Tornio), в Вуэннонкоски (Vuennonkoski) со стороны Финляндии и Рисудден (Risudden) со стороны Швеции.

Процедура оценки воздействия на окружающую среду (ОВОС)⁶ для участка между Мухосом и Кеминмаа была завершена в январе 2019 г., а для участка между Кеминмаа и шведской границей – в июне 2020 г. Экологические исследования на

⁵ Cross Border Cost Allocation (CBCA).

⁶ Environmental Impact Assessment, (EIA).



территории Швеции будут проводиться в течение 2021 г. В настоящее время ведется генеральное проектирование участка ЛЭП между подстанциями Пюхянселькя и Виитаярви, а к лету 2021 г. начнутся проектные работы для участков ЛЭП Виитаярви - Вуеннонкоски и Рисудден - Мессауре.

Fingrid и Svenska kraftnät поставили цель – ввести в эксплуатацию Aurora Line к концу 2025 г.

Официальный сайт Fingrid Oyj
www.fingrid.fi

Системный оператор Финляндии приступает к реализации проекта по укреплению передающей сети в юго-восточной части страны

Системный оператор Финляндии Fingrid Oyj приступает к проекту модернизации ЛЭП 110 кВ Иматра - Хутокоски (Imatra - Huutokoski), находящейся в работе с 1934 г., и срок эксплуатации которой подходит к завершению. Протяженность новой ЛЭП 110 кВ Иматра - Хутокоски составит порядка 130 км. Реализация проекта повысит надежность передающей сети в области Южное Саво (South Savo region) и увеличит пропускную способность передающей сети в различных эксплуатационных режимах в регионе Южная Карелия.

В общей сложности к ЛЭП Иматра - Хутокоски подключено 11 электросетевых объектов, через которые операторами распределительных сетей осуществляется электроснабжение конечных потребителей. Соответственно все работы по модернизации передающей сети планируются и осуществляются в тесном контакте с региональными операторами передающих сетей.

Для проведения строительно-монтажных работ ЛЭП 110 кВ Иматра - Хутокоски будет разделена на два участка: Иматра - Пуумала (Imatra - Puumala) и Пуумала - Аиттасуо (Puumala - Aittasuo). Подрядчиком работ на 1-ом участке является компания TMV Line Oy, а на 2-ом – компания Destia Ltd.

Проведение строительно-монтажных работ потребует тщательного планирования отключений ЛЭП с целью минимизации перерывов в электроснабжении подключенных к ЛЭП потребителей. В Fingrid отмечают, что отключения ЛЭП 110 кВ Иматра - Хутокоски, необходимые для проведения работ, будут практически незаметны для конечных потребителей.

В результате модернизации ЛЭП 110 кВ Иматра – Хутокоски будет укреплена передающая сеть и повышена надежность электроснабжения в регионе.

Изначально планировалось завершить работы по модернизации ЛЭП 110 кВ Иматра – Хутокоски осенью 2022 г., но, по информации Fingrid, срок сдачи проекта сдвигается на 2023 г. Инвестиционные затраты на реализацию проекта составят около € 24 млн.

Официальный сайт Fingrid Oyj
www.fingrid.fi



В Швеции продолжается успешное внедрение ветровых турбин на платформе Siemens Gamesa 5.X

Компания Siemens Gamesa заключила с компанией European Energy⁷ контракты на поставку ветровых турбин модели SG 5.8-170 для строящихся в Швеции ВЭС Гreveкулле (Grevekulla) в районе Экшё (Eksjö) и ВЭС Скарамола (Skåramåla) в районе Векшё (Växjö). Контрактами также предусмотрено техническое обслуживание ВЭС в течение 20 лет.

В соответствии с контрактами на площадке ВЭС Гreveкулле будут установлены 6 ветровых турбин SG 5.8-170 с высотой башни 115 м и диаметром ротора 170 м – крупнейшим в сегменте наземных ветровых турбин, а на площадке ВЭС Скарамола – 8 аналогичных ветровых турбин. В турбинах SG 5.8-170 заложена возможность изменения номинальной мощности, и на площадках ВЭС Гreveкулле и ВЭС Скарамола будут установлены ветровые турбины мощностью 6,2 МВт. Суммарная мощность ВЭС Гreveкулле и ВЭС Скарамола составит 86 МВт.

Установку ветровых турбин на площадках обеих ВЭС планируется завершить в 2022 г. По информации European Energy, уже заключены договоры на поставку электроэнергии, вырабатываемой ВЭС Гreveкулле и ВЭС Скарамола, сроком на 10 лет.

Менее чем за шесть месяцев Siemens Gamesa подписала три контракта с компанией European Energy. В Швеции в настоящее время наблюдается самое быстрое внедрение ветровых турбин платформы Siemens Gamesa 5.X, обеспечивающей получение одной из самых конкурентоспособных нормированных затрат на вырабатываемую электроэнергию (Levelized Cost of Energy, LCoE) в секторе наземной ветроэнергетики. В общей сложности в Швеции реализуется 15 проектов строительства ВЭС, на которых будут установлены турбины из линейки Siemens Gamesa 5.X суммарной мощностью свыше 1 ГВт.

Информационный портал World Energy
<https://www.world-energy.org>

Мощность солнечной генерации в Швеции достигла 1,09 ГВт в 2020 году

Согласно предварительным данным, опубликованным шведской Ассоциацией солнечной энергетики Svensk Solenergi, суммарная установленная мощность солнечной генерации в Швеции увеличилась с 698 МВт в конце 2019 г. до 1,09 ГВт к концу 2020 г.

Для Швеции минувший год стал самым успешным в отношении реализации новых проектов строительства солнечной генерации. В течение прошедшего года было введено в эксплуатацию свыше 400 МВт мощности СЭС. Для сравнения, в 2019 г. было введено в эксплуатацию 287 МВт, в 2018 г. – 180 МВт, а в период 2014-2017 гг. – соответственно 91 МВт, 12 МВт, 37,6 МВт и 36,2 МВт мощности солнечной генерации.

⁷ Компания European Energy – независимый поставщик «зеленой» энергии – специализируется в области использования ВИЭ. Компания основана в 2004 г. и, с тех пор, спроектировала и построила свыше 1,5 ГВт мощности ветровой и солнечной генерации в 16 европейских странах. Компания продает экологически чистую энергию крупным корпорациям и предоставляет институциональным инвесторам возможности для долгосрочного инвестирования в активы на базе ВИЭ.



Основная доля рынка солнечной энергетики Швеции приходится на кровельные солнечные установки. В стране на сегодняшний день насчитывается 66 тыс. таких установок, из которых 22 тыс. были установлены в 2020 г.

Солнечные панели в Швеции размещаются преимущественно на кровлях жилых и коммерческих объектов, что обусловлено системой скидок, срок действия которых истек в конце 2020 г., но для муниципальных и коммерческих компаний был продлен на 2021 г. Домовладельцам же будут предоставлены налоговые льготы, размер которых пока не уточняется.

Шведское энергетическое агентство Energimyndigheten в период 2009-2021 гг. выделило порядка SEK 4,5 млрд (€ 438 млн) на реализацию программы скидок в целях развития солнечной генерации в стране. В марте 2020 г. Energimyndigheten было заявлено, что рост мощности солнечной и ветровой генерации в Швеции вероятно продолжится на период до 2022 г.

Информационно-аналитический ресурс PV magazine
<https://www.pv-magazine.com>

Правительство Дании определило схему поддержки проекта строительства шельфового ветропарка Hesselø мощностью 1,2 ГВт

Правительство Дании и стороны датского Климатического соглашения в области энергетики и промышленности от 22 июня 2020 года (Климатическое соглашение)⁸ выбрали схему субсидирования проекта строительства шельфового ветропарка Hesselø мощностью 1,2 ГВт, который планируется построить к северу от о. Зеландия (Zealand).

Схема субсидирования проекта аналогична той, что была выбрана для проекта строительства шельфового ветропарка Thor. Планируется предложить 20-летний период распределения рисков (risk sharing) между Данией и концессионером проекта в соответствии с моделью двустороннего контракта на разницу цен (two-way Contract-for-Difference (CfD) model), в соответствии с которой концессионер получает из государственного бюджета Дании или выплачивает страховую премию, равную разнице между базовой ценой на электроэнергию (средняя цена на электроэнергию в предыдущем календарном году) и текущей рыночной ценой в зависимости от того ниже или выше базовой текущая рыночная цена на электроэнергию соответственно.

Ранее, в марте 2021 г. Европейская комиссия в соответствии с правилами государственной помощи ЕС одобрила для Дании схему государственной поддержки проекта строительства ветропарка Thor, которая предусматривает выделение государственного финансирования в размере € 870 млн на проектирование, строительство и эксплуатацию шельфового ветропарка мощностью 800-1000 МВт и электросетевых объектов по схеме выдачи мощности ветропарка.

Окончательные тендеры по проекту строительства ветропарка Hesselø запланированы на конец 2022 г.

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

⁸ Климатическое соглашение (Climate Agreement for Energy and Industry 2020, 22 June 2020) предусматривает расширение и ускорение запуска схем субсидирования частных предприятий, повышения энергоэффективности зданий и замены нефтяных и газовых котлов тепловыми насосами и централизованным теплоснабжением.



Компании Simply Blue и Subsea 7 планируют участвовать в строительстве плавучего ветропарка мощностью 200 МВт в Великобритании

Компании, специализирующиеся в реализации морских энергопроектов Simply Blue Energy и Subsea 7, создали совместное предприятие для участия в реализации проекта строительства плавучего ветропарка Salamander мощностью 200 МВт у северо-восточного побережья Шотландии (Великобритания).

Проекту, в котором Subsea 7 является миноритарным акционером, необходимо получить разрешение на аренду акватории у шотландской государственной корпорации Crown Estate Scotland, ответственной за управление землей и государственным имуществом в Шотландии. На более позднем этапе компании планируют привлечь стратегического партнера для реализации проекта.

В феврале 2021 г. компания Blue Gem Wind – совместное предприятие Total (80%) и Simply Blue Energy (20%) – представило отчет об экологической оценке проекта сооружения плавучей ВЭС Valorous мощностью 300 МВт в Кельтском море (Celtic Sea), в Великобритании. Совместное предприятие уже заключило договор аренды акватории и разрабатывает демонстрационную плавучую ВЭС Erebus мощностью 96 МВт в том же районе Кельтского моря. Total планирует принять окончательное инвестиционное решение по проекту к 2024 г.

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

Словения планирует поэтапно отказаться от использования угля с 2033 года

Министерство инфраструктуры Словении (Slovenian Ministry of Infrastructure) начало публичные консультации по проекту национальной стратегии по реструктуризации угольных регионов страны, в рамках которой предлагается поэтапно отказаться от использования угля с 2033 г. Согласно двум альтернативным сценариям, представленным в стратегии, полностью отказаться от использования угля планируется к 2038 г., после погашения инвестиционного кредита, полученного на строительство энергоблока № 6 угольной ТЭС Шоштань (Šoštanj), или к 2042 г., что приведет к значительному снижению уровня загрязнения окружающей среды и позволит Словении выполнить свои климатические обязательства.

Согласно национальному энергетическому и климатическому плану (National Energy and Climate Plan, NECP) использование угля должно сократиться на 30% уже к 2030 г. В настоящее время в Словении остаются действующими две электростанции на буром угле: ТЭС Шоштань мощностью 884 МВт и ТЭЦ Любляна (Ljubljana) мощностью 123 МВт. Также в стране остается в эксплуатации единственная шахта по добыче бурого угля Веленье (Velenje), которая связана контрактными обязательствами на поставку угля для ТЭС Шоштань на период до 2054 г.

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

Американский штат Массачусетс принял закон о доведении доли ВИЭ-генерации в общем энергобалансе до 100%

Губернатор американского штата Массачусетс подписал закон о снижении до нуля уровня выбросов CO₂ к 2050 г., включая формирование энергобаланса штата только на основе ВИЭ-генерации в соответствии с обновленным стандартом



(Renewable Portfolio Standard, RPS⁹). Промежуточной целью является увеличение доли ВИЭ-генерации до 40% к 2030 г. Предыдущие целевые показатели по RPS устанавливали для генерации на базе ВИЭ минимальный порог 15% к 2020 г. и затем прирост на 1% ежегодно, а новый закон повышает требования до 3% ежегодно в течение 2025-2029 гг.

Для выполнения поставленных задач потребуется, в частности, строительство еще 2 400 МВт мощности шельфовых ветропарков, а их суммарная мощность должна вырасти до 5 600 МВт. Кроме того, в законе уточняется понятие облегченного налогового режима для проектов строительства СЭС, установлены стандарты по энергоэффективности и внедрению солнечных установок, накопителей энергии и электромобилей, а также кодифицированы для законодательства штата положения «экологической справедливости».

В рамках реализации требований нового закона предусмотрено ежегодное финансирование в размере \$ 12 млн для Массачусетского центра экологической поддержки энергетики (Massachusetts Clean Energy Center), который будет отвечать за программы помощи населению и отдельным предприятиям, использующим ВИЭ, по вопросам «экологической справедливости».

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

Норвежская DNV и тайваньская Taipower договорились о сотрудничестве в рамках проекта строительства шельфовой ВЭС Чанхуа Фаза 2 мощностью 300 МВт

Норвежская компания DNV, специализирующаяся в оценке, консалтинге и управлении рисками, заключила контракт с тайваньской энергетической компанией (Taiwan Power Company, Taipower) на сумму \$ 17,7 млн на выполнение функций инженера заказчика по проекту строительства второй очереди комплекса шельфовой ветровой генерации – ВЭС Чанхуа Фаза 2 (Changhua Phase 2) установленной мощностью 300 МВт – крупнейшего проекта в области шельфовой ветроэнергетики, реализуемого Taipower. Ранее компания приступила к строительству шельфовой ВЭС Чанхуа Фаза 1 установленной мощностью 109,2 МВт. В акватории ВЭС Чанхуа Фаза 1 будут установлены 21 ветровая турбина производства Hitachi мощностью 5,2 МВт каждая.

В рамках запланированных работ по проекту строительства ВЭС Чанхуа Фаза 2, которые продлятся до второй половины 2025 г., международные и местные эксперты, представляющие DNV, будут осуществлять координацию проектных, конструкторских и строительных работ на шельфе вплоть до ввода ВЭС в эксплуатацию, включая, в том числе, анализ проекта, контроль качества поставляемого оборудования и технический контроль проведения строительно-монтажных работ. Разработка рабочей документация на установку 31 турбины Siemens Gamesa в акватории ВЭС Чанхуа Фаза 2 должна быть завершена в 2021 г., а ввод в эксплуатацию станции запланирован на осень 2025 г.

Проект строительства ВЭС Чанхуа Фаза 2 является одним из 11 проектов в области шельфовой ветроэнергетики, одобренных правительством страны в 2018 г. со сроком реализации до 2025 г. По прогнозам, Тайвань станет вторым по величине

⁹ RPS, принимаемые в отдельных штатах США, устанавливают обязательный минимальный объем производства электроэнергии на основе конкретного типа ВИЭ на определенный период.



рынком шельфовой ветроэнергетики в Азиатско-Тихоокеанском регионе. К 2025 г. планируется увеличить долю ВИЭ-генерации в общем объеме производства электроэнергии в стране до 20%, а суммарная установленная мощность шельфовых ВЭС с учетом реализации проектов шельфовых ВЭС Чанхуа Фаза 1 и 2 составит 5,7 ГВт. Согласно правительственным планам в период 2026 - 2036 гг. мощность шельфовой ветроэнергетики вырастет еще на 10 ГВт.

По информации DNV, компания оказывает поддержку нескольким местным тайваньским энергокомпаниям, которые поставили цели по расширению использования ВИЭ. Эта поддержка заключается в предоставлении ноу-хау в области современного строительства, накопленного DNV за период сотрудничества с заказчиками по всему миру. Таким образом, DNV способствует решению отраслевой задачи по сокращению сроков строительства крупных шельфовых ВЭС с 7 до 5 и менее лет.

Информационно-аналитические ресурсы: Power Technology, World Energy
<https://www.power-technology.com>, <https://www.world-energy.org>

В Индонезии планируется ввести в эксплуатацию 11,7 ГВт мощности ВИЭ-генерации к 2025 году

Министерство энергетики и минеральных ресурсов Индонезии в рамках проекта Бизнес-плана по развитию энергоснабжения на 2021-2025 г. (Electricity Supply Business Plan, RUPTL) планирует увеличить объем ВИЭ-генерации в стране на 11,7 ГВт в период с 2021 г. по 2025 г.

На конец 2019 г. суммарный объем установленной мощности объектов генерации в Индонезии составил 67 ГВт. При этом, доля угольной генерации составила 52%, газовой – 27%, генерации на продуктах нефтепереработки – 10%, гидрогенерации – 8% и геотермальной генерации – 3%.

С 2010 г. суммарный объем вводов новых генерирующих мощностей в стране составил 33 ГВт, из них около 22 ГВт приходится на угольную и 8 ГВт – на газовую генерацию. Что касается ВИЭ-генерации, то в настоящее время планируется ввести в эксплуатацию свыше 4 ГВт генерирующих мощностей, включая 2,7 ГВт – гидрогенерации и 1,4 ГВт – геотермальной генерации. Еще 39 ГВт генерирующих мощностей находятся на различных стадиях разработки, включая почти 24 ГВт гидрогенерации и 14 ГВт – геотермальной генерации.

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

