



СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

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

25.06.2021 – 01.07.2021



Новое трансграничное HVDC соединение пропускной способностью 2 ГВт свяжет энергосистемы Египта и Саудовской Аравии

Проект строительства многоподстанционного высоковольтного соединения постоянного тока¹ напряжением ± 500 кВ и пропускной способностью 2 ГВт между Египтом и Саудовской Аравией разрабатывается электросетевой компанией Египта (Egyptian Electricity Transmission Company, EETC) и энергокомпанией National Grid SA – дочерним подразделением саудовской электроэнергетической компании Saudi Electricity Company (SEC).

Согласно прогнозам к 2035 г. суммарная установленная мощность генерации в Египте может составить 160 ГВт при прогнозируемом пике потребления в 85,6 ГВт. Таким образом, профицит генерирующих мощностей может достигнуть 74,4 ГВт.

В часы пиковых нагрузок новое HVDC соединение обеспечит возможность ежедневных обменов электроэнергией мощностью до 3 ГВт в обе стороны между Египтом и Саудовской Аравией, а также обеспечит условия для эффективной торговли электроэнергией. Саудовская Аравия получит возможность использовать энергетический потенциал Египта, в частности электроэнергию от ВИЭ-генерации. Стоимость проекта оценивается в \$1,6 млрд, инвестиции в проект со стороны Египта составят 40%, а со стороны Саудовской Аравии – 60%.

Данный проект является частью планов правительства Египта по преобразованию энергосистемы страны в региональный энергетический центр, позволяющий осуществлять торговлю электроэнергией с арабскими, африканскими и европейскими странами после достижения профицита генерирующих мощностей в объеме 15 ГВт. В настоящее время Египет имеет действующие трансграничные электрические соединения с Иорданией и Ливией, в стадии разработки находятся проекты электрических соединений с Кипром и Грецией.

Информационно-аналитический ресурс Global Transmission
<https://www.globaltransmission.info>

Утвержден новый состав руководящих органов ENTSO-E

Ассамблея ENTSO-E утвердила новый персональный состав руководящих органов ассоциации, который приступает к своим обязанностям с 1 июля 2021 г.

На период 2021-2023 гг. Президентом ENTSO-E вновь избран Эрве Лаффэ (Hervé Laffaye) – директор по международным и европейским вопросам во французском системном операторе RTE (International Officer in charge of International and European Affairs at RTE); вице-президентом – Збынек Болдис (Zbyněk Boldiš), директор по международным вопросам в чешском системном операторе ČEPS (Director of the International Affairs Section of ČEPS a.s); председателем Совета директоров – Йоахим Ванцетта (Joachim Vanzetta), директор по регулированию энергосистемы компании Amprion – одного из четырех немецких системных операторов (Director System Control of Amprion GmbH).

Состав руководящих органов ENTSO-E также включает заместителя председателя Совета директоров (Vice-Chair of the Board), которого планируется избрать на первом очередном заседании Совета в новом составе, запланированном на осень текущего года.

¹ High voltage direct current (HVDC).



Состав руководящих органов ассоциации обновляется каждые два года, полномочия руководителей могут быть продлены (не более, чем на один срок). Полномочия новых председателей комитетов ENTSO-E и группы по правовым и нормативным вопросам также вступят в силу 1 июля 2021 г.

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

Системный оператор Бельгии опубликовал исследование балансовой надежности и энергетической гибкости национальной энергосистемы на предстоящий десятилетний период

Системный оператор Бельгии Elia (TSO) опубликовал результаты исследования балансовой надежности и энергетической гибкости энергосистемы Бельгии на предстоящее десятилетие².

Оценка балансовой надежности проводилась в тесном сотрудничестве с энергетическими ведомствами страны³ с использованием новых методологий, отвечающих последним европейским требованиям⁴. Сценарии, использованные в исследовании, были взяты из Бельгийского национального плана по энергетике и климату на 2021-2030 гг. (Belgian National Energy and Climate Plan 2021-2030) и Межфедерального энергетического пакта (Interfederal Energy Pact).

По результатам исследования Elia приходит к следующим выводам:

1. Подтверждается острая необходимость в дополнительных генерирующих мощностях внутри страны в целях обеспечения надежности энергосистемы при реализации запланированного поэтапного вывода из эксплуатации АЭС.

Зависимость от импорта электроэнергии делает энергосистему страны уязвимой и зависимой от состояния энергосистем соседних стран. В условиях поэтапного вывода из эксплуатации к 2025 г. АЭС, Бельгии потребуется 3,6 ГВт дополнительных генерирующих мощностей. Принимая во внимание зависимость от энергосистем соседних стран, до 2025 г. потребуются значительные инвестиции и в крайне сжатые сроки в электроэнергетический сектор).

2. Необходим механизм, стимулирующий инвестиции в энергетику.

Несмотря на сохраняющуюся потребность в генерирующих мощностях, существующие энергорынки не могут обеспечить достаточных стимулов для необходимого объема инвестиций. В связи с этим требуется вспомогательный механизм, подобный механизму компенсации за мощность (capacity remuneration mechanism, CRM), который в настоящее время внедрен в Бельгии.

3. Необходима тщательная подготовка к переходу страны к углеродной нейтральности к 2050 г.

² Документ доступен по ссылке: https://www.elia.be/-/media/project/elia/shared/documents/elia-group/publications/studies-and-reports/20210625_adequacy-flexibility-study-2021_en.pdf

³ Федеральная государственная служба по экономике (Federal Public Service Economy, FPS), Федеральное бюро планирования (Federal Planning Bureau), Комиссия по регулированию электроэнергетики и газа (Commission for Electricity and Gas Regulation, CREG).

⁴ Регламент ЕС 2019/943, методология Европейской оценки адекватности ресурсов (ERAA), Пакет «Чистая энергия для всех европейцев», методологии Агентства Европейского Союза по сотрудничеству органов регулирования энергетики (ACER) для проведения оценки достаточности ресурсов в Европе и национальных энергосистемах.



Требуется сосредоточить усилия на изменении структуры рынка электроэнергии; развитии генерации на базе ВИЭ внутри страны и партнерстве с другими странами в области развития ВИЭ-генерации; цифровизации; внедрении и масштабном использовании децентрализованных энергоресурсов (систем накопления электроэнергии, электромобилей, тепловых насосов). Увеличение доли ВИЭ-генерации в структуре генерирующих мощностей потребует обеспечения большей энергетической гибкости и постоянного мониторинга балансовой надежности энергосистемы.

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

Китайская ГЭС Байхетан проектной мощностью 16 ГВт начала выработку электроэнергии



В Китае введены в промышленную эксплуатацию первые два гидроагрегата ГЭС Байхетан установленной мощностью 1 ГВт каждый. ГЭС Байхетан проектной мощностью 16 ГВт оборудована 16 гидроагрегатами. Ожидаемая выработка – 62 ТВт*ч электроэнергии ежегодно. Высота каждого из гидроагрегатов превышает 50 м, а вес – более 8 000 т. Ожидается, что ввод в эксплуатацию ГЭС Байхетан в полном объеме позволит сократить объем выбросов CO₂ и SO₂ в стране примерно на 51 млн т в год и на 600 тыс. т в год соответственно. ГЭС Байхетан станет второй по величине установленной мощности гидроэлектростанцией в Китае (после ГЭС Три ущелья).

Плотина ГЭС Байхетан расположена на границе между юго-западными провинциями Юньнань и Сычуань и представляет собой одну из каскада плотин, сооружаемых на реке Цзиньша – притоке реки Янцзы (Yangtze). При строительстве плотины высотой 289 м было использовано более 8 млн м³ специального бетона, предотвращающего возможное формирование трещин вследствие температурных перепадов. Для размещения гидроагрегатов по обе стороны плотины ГЭС были



построены два машинных зала длиной 438 м и высотой 88,7 м. ГЭС Байхетан оснащена тремя паводковыми туннелями, расположенными на левом берегу плотины, длиной более 2 000 м каждый, способными выдержать поток воды объемом свыше 12 000 м³/с и скоростью 47 м/с. Плотина ГЭС Байхетан оснащена датчиками, измеряющими температуру, деформацию, напряжение и другие технические параметры, которые передаются в режиме реального времени на интеллектуальную платформу управления объектом.

Проект строительства ГЭС Байхетан реализуется совместным предприятием Jinsha River Chuanyun Hydropower Development Company в составе компаний China Three Gorges (CTG), с 70% долей участия в проекте, которая отвечает за строительство ГЭС, а также Sichuan Energy Investment Group и Yunnan Energy Investment Group с 15%-ми долями участия в проекте.

Ввод в эксплуатацию ГЭС Байхетан ожидается к концу 2022 г.

ГЭС Байхетан является ключевым проектом, реализуемым в рамках национальной программы (China's West-East Electricity Transfer Project), целью которой является увеличение выработки и передачи электроэнергии по направлению запад-восток в регионы с высоким уровнем энергопотребления на восточном побережье страны, а также улучшение управления водными потоками в периоды сильных летних паводков.

В настоящее время для обеспечения передачи электроэнергии, вырабатываемой ГЭС Байхетан, потребителям в провинции Цзянсу ведется активное строительство ЛЭП ультравысокого напряжения (ultra-high voltage, UHV), ввести в эксплуатацию которую планируется в 2022 г. Строительство UHV соединения между ГЭС Байхетан и провинцией Чжэцзян находится на стадии утверждения правительством.

Международное агентство новостей Reuters, информационно-аналитический ресурс Global Times
<https://www.reuters.com>, <https://www.globaltimes.cn>

Компания Hitachi ABB Power Grids построит крупнейшую в Европе аккумуляторную систему накопления электроэнергии для АЭС Олкилуото в Финляндии

Швейцарская компания Hitachi ABB Power Grids заключила контракт с финской атомной корпорацией Teollisuuden Voima (TVO) на поставку одной из крупнейших в Европе аккумуляторных систем накопления электроэнергии (СНЭЭ)⁵ мощностью 90 МВт.

TVO строит на о. Олкилуото (Olkiluoto) третий энергоблок одноименной АЭС. Ожидается, что после ввода энергоблока в эксплуатацию АЭС Олкилуото будет обеспечивать 30% выработки электроэнергии в Финляндии.

СНЭЭ на о. Олкилуото будет поддерживать устойчивость национальной энергосистемы в случае технологических нарушений в работе энергоблока Олкилуото 3, сводя к минимуму влияние на национальную энергосистему колебаний мощности, выдаваемой АЭС, а также использоваться в качестве резервного источника питания для быстрого запуска энергоблока Олкилуото 3. Планируемый срок ввода в эксплуатацию СНЭЭ - 2022 г.

⁵ Battery energy storage systems, (BESS).



Предполагается, что СНЭЭ повысит гибкость и надежность национальной энергосистемы, будет способствовать скорейшему достижению целей по обеспечению углеродной нейтральности страны к 2035 г.

*Информационно-аналитический ресурс: [Global Transmission](https://www.globaltransmission.info)
<https://www.globaltransmission.info>*

Подписано соглашение о поставке и установке 27 ветровых турбин для шельфовой ВЭС Arcadis Ost 1 в Германии

Parkwind⁶ и Vestas подписали контракт на поставку и установку 27 ветровых турбин MHI Vestas V174-9,5 для шельфовой ВЭС Arcadis Ost 1. Vestas будет осуществлять техническое обслуживание ВЭС в течение 15 лет. Это пятый совместный проект двух компаний. Ранее, в июне 2021 г. Parkwind сообщила о финансовом закрытии проекта.

Arcadis Ost 1 проектной мощностью 257 МВт сооружается в немецкой акватории Балтийского моря в 19 км от о. Рюген. Монтаж турбин запланирован на конец 2022 г., а ввод ВЭС Arcadis Ost 1 в эксплуатацию – в 2023 г.

На ВЭС Arcadis Ost 1 впервые в отрасли будет применен новый метод установки ветровых турбин с использованием судна-установщика компании Heerema Marine Contractors, оборудованного двумя кранами, вместо традиционного метода установки с использованием самоподъемного судна. Как сообщается, во время проведения работ с использованием данного метода не будет происходить контакта с морским дном, а следовательно его повреждения, сократится время монтажа ветровых турбин, что снизит проектные риски и нормативные затраты на строительство ВЭС.

Ожидается, что ВЭС Arcadis Ost 1 сможет обеспечить экологически чистой электроэнергией около 290 тыс. немецких домохозяйств, что станет серьезным шагом на пути перехода Германии к «зеленой» экономике.

*Информационно-аналитические ресурсы: [Energy Global](https://www.energyglobal.com), [4C Offshore](https://www.4coffshore.com)
<https://www.energyglobal.com>, <https://www.4coffshore.com>*

Итальянская Prysmian Group выбрана в качестве подрядчика проекта строительства межсистемного HVDC соединения SOO Green (США)

Компания Direct Connect Development Co. (DC DevCo) – разработчик проекта строительства межсистемного соединения SOO Green Renewable Rail (SOO Green)⁷, являющегося одним из самых крупных проектов строительства электрических соединений в США за последние несколько лет, объявила о выборе итальянской компании Prysmian Group в качестве подрядчика для поставки и прокладки силового кабеля в рамках проекта.

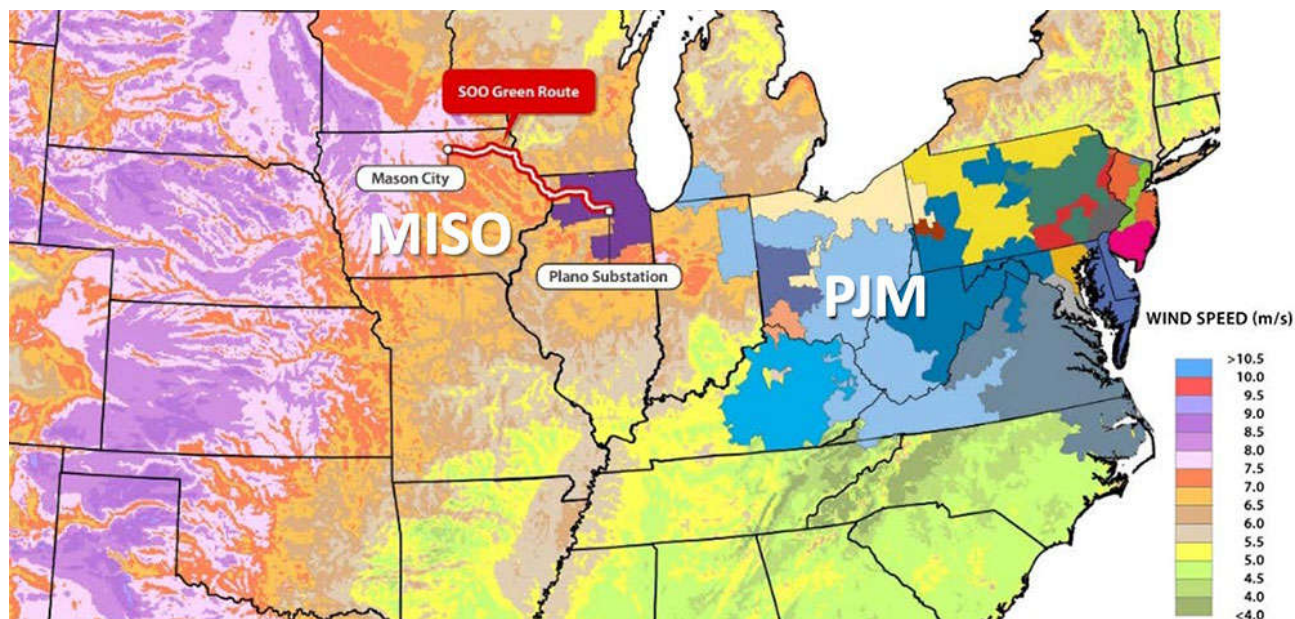
SOO Green – подземное соединение постоянного тока напряжением ± 525 кВ, пропускной способностью 2,1 ГВт и протяженностью ≈ 560 км, которое предлагается

⁶ Бельгийская компания, основанная в 2012 году, специализирующаяся на разработке проектов, финансировании, строительстве и эксплуатации ветропарков. Управляет четырьмя ВЭС общей установленной мощностью 771 МВт.

⁷ Подробная информация о проекте доступна по ссылке: <https://www.soogreenrr.com/project-overview/>



проложить от преобразовательной подстанции (ППС) Mason City в штате Айова до ППС Plano в штате Иллинойс. Новое соединение должно, в первую очередь, обеспечить поставки электроэнергии, выработанной ветропарками в штатах Среднего Запада, потребителям на Восточном побережье.



Анонсированное компанией-разработчиком DC DevCo еще в начале 2019 г., HVDC соединение SOO Green станет первым высоковольтным соединением постоянного тока между операционными зонами системных операторов PJMInterconnection⁸ и MISO⁹, охватывающими территории штатов Восточного побережья и Среднего Запада соответственно. Таким образом, будут объединены два крупнейших электроэнергетических рынка в стране. Основные поставки электроэнергии предположительно будут осуществляться из операционной зоны MISO на восток страны, так как цены на электроэнергию на Среднем Западе обычно ниже, чем на рынке PJM, но возможны поставки и в обратном направлении.

Стоимость проекта строительства SOO Green предварительно оценивается в \$ 2,5 млрд. Контракт с Prysmian Group на \$ 900 млн предусматривает сдачу объекта заказчику «под ключ». Прокладка кабеля будет осуществляться преимущественно вдоль полос отвода существующих железнодорожных путей, что было признано наиболее предпочтительным для уязвимых с точки зрения экологии районов. Как ожидается, производство HVDC кабеля начнется не раньше 2023 г., при этом ввести SOO Green в эксплуатацию (при условии получения всех необходимых разрешений) планируется не позднее 2024 г.

В настоящее время согласование проекта SOO Green задерживается PJM в связи с переизбытком поступивших заявок на проекты строительства ВИЭ-генерации, которые системный оператор не успевает рассмотреть. DC DevCo уже обратилась с жалобой на действия PJM в Федеральную комиссию по регулированию энергетики (FERC) США на том основании, что задержка с согласованием со стороны системного

⁸ Операционная зона включает полностью или частично штаты Делавэр, Иллинойс, Индиана, Кентукки, Мэриленд, Мичиган, Нью-Джерси, Северная Каролина, Огайо, Пенсильвания, Теннесси, Виргиния, Западная Виргиния и округ Колумбия.

⁹ Операционная зона включает полностью или частично штаты Монтана, Северная Дакота, Южная Дакота, Миннесота, Висконсин, Мичиган, Иллинойс, Индиана, Миссури, Кентукки, Арканзас, Миссисипи, Техас, Луизиана.



оператора отодвигает срок реализации проекта как минимум на два года и подвергает его необязательным рискам.

Официальный сайт SOO Green HVDC Link
<http://www.soogreenrr.com>

Немецкий концерн BASF приобретает 49,5% долю в проекте строительства комплекса шельфовой ветровой генерации HKZ мощностью 1,5 ГВт в Нидерландах

Немецкий химический концерн BASF в рамках политики по увеличению инвестиций в ВИЭ (в целях компенсации выбросов CO₂ предприятиями концерна по всей Европе) заключил соглашение с энергокомпанией Vattenfall на сумму € 300 млн о покупке 49,5% доли в проекте строительства ВЭС Hollandse Kust Zuid (HKZ)¹⁰. Закрытие сделки ожидается в четвертом квартале 2021 г.

ВЭС HKZ проектной мощностью 1,5 ГВт будет построена на четырех участках в Северном море на расстоянии 18 км от побережья Нидерландов и оснащена 140 ветровыми турбинами Siemens Gamesa мощностью 11 МВт каждая. Строительные работы начнутся в июле 2021 г., ввод в эксплуатацию намечен на середину 2023 г. Объемы выработки электростанции должны удовлетворить спрос на электроэнергию порядка 3 млн голландских домохозяйств. HKZ станет первым объектом шельфовой ветрогенерации, построенным без субсидирования вырабатываемой им электроэнергии. Проект строительства HKZ реализуется в рамках правительственной программы по достижению 3,5 ГВт мощности шельфовой ветрогенерации в Нидерландах к концу 2023 г.

Правительственный тендер на реализацию проекта строительства и управления объектами шельфовой ветрогенерации для первых двух участков HKZ (Zone Sites I and II) Vattenfall выиграла в 2018 г., а в марте 2019 г. приступила к подготовительным работам на данных участках. В июле 2019 г. Vattenfall выиграла тендер на разработку III и IV участков HKZ (Zone Sites III and IV).

BASF, заявленными целями которого являются снижение выбросов углекислого газа на 25% к 2030 г. и достижение нулевых выбросов CO₂ к 2050 г., будет получать электроэнергию, выработанную ВЭС HKZ, для своего предприятия в г. Антверпен (Бельгия), а также других предприятий BASF на территории Европы. Электроэнергия (в объемах, соответствующих доле BASF в проекте) будет поставляться на условиях долгосрочного соглашения о покупке электроэнергии¹¹.

Официальный сайт компании Vattenfall
<https://vattenfall-hollandsekust.nl>

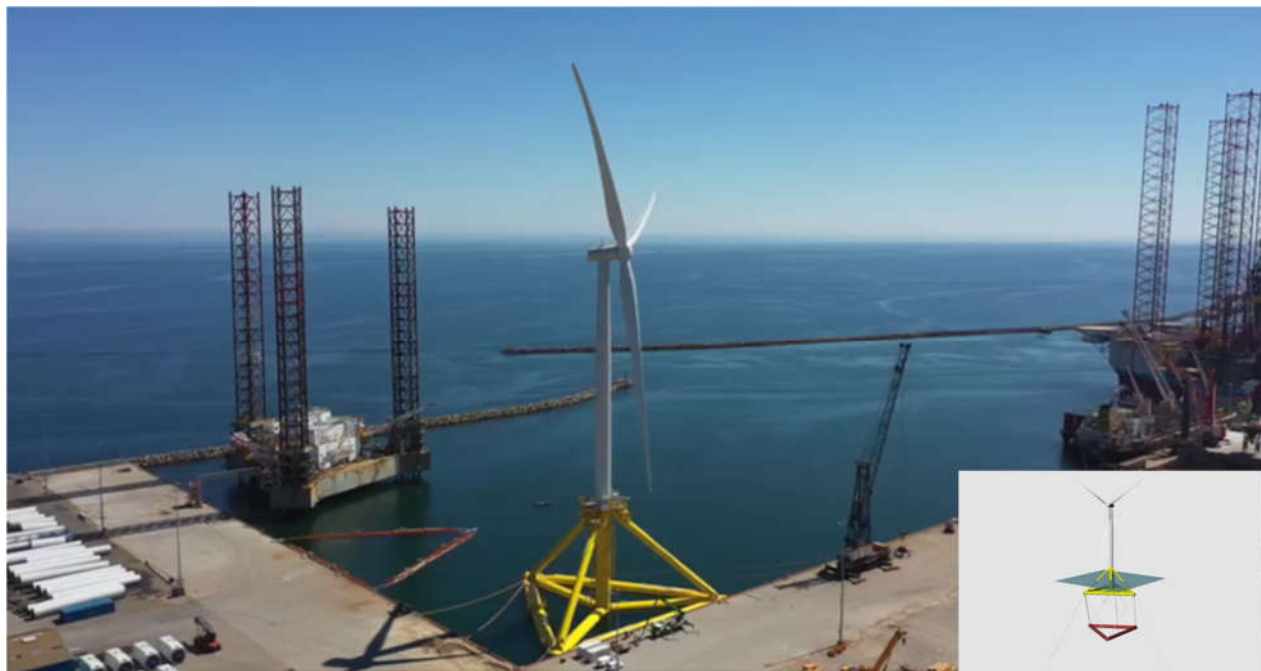
¹⁰ Подробная информация о проекте доступна по ссылке: <https://vattenfall-hollandsekust.nl/>

¹¹ Power purchase agreement (PPA).



Акселос предоставит цифровую модель-симулятор в рамках демонстрационного проекта TetraSpar Demonstration Project

Швейцарская компания Akselos¹² по заказу компаний Shell и RWE приступает к разработке цифровой модели-симулятора для новой плавучей платформы ветровых турбин в рамках реализации демонстрационного проекта TetraSpar Demonstration Project.



Проект TetraSpar Demonstration Project¹³ – первое в мире полномасштабное демонстрационное испытание плавучей платформы для ветровой турбины в конфигурации лонжерона, предназначенной для размещения ветровых турбин в районах с глубинами моря от 100 м до более чем 1000 м. Платформа TetraSpar представляет из себя четырехгранную конструкцию, собранную из стандартных стальных трубчатых элементов, применяемых во многих других конфигурациях плавучих платформ. Высокая устойчивость конструкции обеспечивается килем, установленным на 50 м ниже уровня поплавка.

При испытаниях плавучей платформы будет использоваться программное обеспечение (ПО) Integra¹⁴, разработанное компанией Akselos. Предполагается, что ПО будет получать информацию от датчиков, размещенных на платформе TetraSpar, и формировать детальную целостную структурную модель платформы. Уникальные алгоритмы ПО позволяют обработать значительный объем данных и анализировать модели гораздо большего размера, чем позволяют традиционные инструменты моделирования, а также предлагают возможность учитывать как текущее состояние, так и до 1 000 вариантов состояния объекта в будущем, что, в свою очередь, позволяет провести анализ поведения всей конструкции практически в режиме реального времени. ПО позволит существенно сократить продолжительность

¹² Akselos – швейцарская компания, реализующая внедрение платформы инженерного моделирования на ёдля создания цифровых «двойников» для объектов энергетической инфраструктуры с целью оптимизации их конструкции (конфигурации), обслуживания, надежности и срока эксплуатации.

¹³ Проект реализуется компаниями Shell, RWE, TEPCO Renewable Power и Stiesdal Offshore Technologies.

¹⁴ Программное обеспечение для моделирования конструкций. Подробное описание доступно по ссылке: <https://akselos.com/technology/scale-and-speed/>.



испытаний, оптимизировать конструкцию, сократить затраты на строительство и, как следствие, нормированную стоимость электроэнергии¹⁵ (Levelized Cost of Energy, LCoE), вырабатываемой плавучими ВЭС.

В настоящий момент на платформу TetraSpar в датском порту Гренаа установлена ветровая турбина мощностью 3,6 МВт производства Siemens Gamesa Renewable Energy. Ведется подготовка к транспортировке конструкции на испытательный полигон Marine Energy Test Centre (Metcentre), расположенный в 10 км от норвежского города Ставангер (Stavanger), где ветровая турбина будет подключена к электрической сети.

*Информационный ресурс Offshore Engineer, официальный сайт компании Akselos
<https://www.oedigital.com>, <https://akselos.com>*

Отраслевой регулятор американского штата Калифорния представил план закупок генерирующих мощностей для замещения мощности закрывающихся газовых ТЭС и АЭС Diablo Canyon

Отраслевой регулятор американского штата Калифорния (California Public Utilities Commission, CPUC) подготовил и представил обновленный план по закупкам до 11,5 ГВт генерирующих мощностей на 2023-2026 гг. для замещения готовящихся к выводу из эксплуатации нескольких газовых тепловых электростанций (ТЭС) суммарной мощностью свыше 3,7 ГВт и единственной в штате атомной электростанции (АЭС) Diablo Canyon мощностью 2,2 ГВт (в 2024 г. должен быть остановлен первый ядерный реактор, в 2025 г. – второй).

CPUC ранее опубликовала два предложения по закупкам мощности, которые предусматривали закупки от 500 МВт до 1,5 ГВт генерирующих мощностей за счет газовых ТЭС до 2025 г. Обновленный отраслевым регулятором план закупок предусматривает полный отказ от закупок мощности у объектов генерации на ископаемом топливе. Кроме того, в новой версии плана скорректированы сроки закупок: вместо 3 ГВт к 2023 г. и 4,5 ГВт к 2024 г. предложено закупить до 2 ГВт и 6 ГВт генерирующих мощностей соответственно.

Обновленные предложения CPUC не получили однозначно положительной оценки от экспертов: под сомнение ставится способность энергосистемы в отсутствие ресурсов на базе ископаемого топлива удовлетворить спрос на электроэнергию в условиях «чистого» пика потребления (потребление в вечерние часы, когда снижается выработка солнечной генерации, но еще высок уровень потребления). По мнению экспертов, вместо ТЭС, которые пока восполняют дефицит мощности, создаваемый снижением нагрузки солнечных электростанций (СЭС), должны быть в наличии другие типы энергоресурсов, в том числе системы накопления электроэнергии (СНЭЭ).

Хотя CPUC планирует в конце 2021 г. еще раз вернуться к вопросу о закупках мощности на ТЭС, одна из проблем, с которыми может столкнуться энергосистема штата, касается слишком долгих разрешительных процедур на расширение и модернизацию даже для работающих электростанций, из-за чего будет невозможно своевременно подключить к электрической сети требуемый объем энергоресурсов.

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

¹⁵ Средняя расчётная себестоимость производства электроэнергии на протяжении всего жизненного цикла энергообъекта.



Губернатор штата Северная Каролина подписал приказ о строительстве объектов шельфовой ветровой генерации суммарной мощностью до 8 ГВт к 2040 году

Губернатор американского штата Северная Каролина подписал специальный приказ (executive order)¹⁶ о развитии шельфовой ветровой генерации на период до 2040 г. в рамках выполнения общей задачи по снижению уровня выбросов парниковых газов на 70% к 2030 г. по сравнению с уровнем 2005 г.

Решение губернатора подразумевает поддержку со стороны штата проектов строительства объектов шельфовой ветровой генерации суммарной мощностью до 2,8 ГВт к 2030 г. и до 8 ГВт к 2040 г. Таким образом, Северная Каролина стала последним из штатов Восточного побережья, которые приняли масштабные программы по развитию шельфовой ветровой энергетики.

Штаты Нью-Йорк, Нью-Джерси и Массачусетс также в настоящее время реализуют собственные амбициозные проекты. Например, проект строительства ветропарка Vineyard Wind мощностью 800 МВт – первого объекта шельфовой ветровой генерации промышленного масштаба в США, который будет размещен примерно в 55 км к югу от полуострова Кейп-Код в Массачусетсе, в федеральных водах континентального шельфа.

Цели, поставленные Северной Каролиной в области развития шельфовой ветроэнергетики, являются одними из самых масштабных в стране и сопоставимы с целями, поставленными штатом Виргиния – довести суммарную установленную мощность шельфовой ветрогенерации до 5,2 ГВт к 2034 г., и штатом Нью-Джерси – 7,5 ГВт мощности шельфовых ВЭС к 2035 г. Энергетическая политика штата Северная Каролина соответствует плану администрации президента страны по борьбе с изменениями климата, в которые входит задача по строительству до 30 ГВт мощности шельфовых ветропарков к 2030 г.

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

В Ираке планируется построить объекты солнечной фотоэлектрической генерации суммарной мощностью 2 ГВт

Энергокомпания Masdar (ОАЭ) подписала стратегическое соглашение с правительством Ирака о разработке проектов строительства объектов солнечной генерации общей мощностью 2 ГВт. СЭС планируется расположить в центральном и южном регионах Ирака.

Всего к 2025 г. правительство Ирака с привлечением международных компаний планирует построить 10 ГВт мощности солнечной генерации. В рамках первого этапа планируется построить СЭС мощностью 750 МВт.

По состоянию на конец 2020 г. мощность солнечной генерации в Ираке составляла менее 220 МВт, но в ближайшие несколько лет планируется довести долю солнечной генерации в структуре производства электроэнергии до 20%. Начиная с 2010 г. суммарная установленная мощность генерирующих объектов в Ираке увеличилась более чем втрое – с 12 ГВт до 39 ГВт в 2020 г. При этом в 2020 г. доля

¹⁶ Исполнительный приказ (executive order) – в США акт (указ, распоряжение, постановление), подписанный главой исполнительной власти и имеющий силу закона.



газовой генерации составила около 63% от суммарной установленной мощности генерирующих объектов, нефтяной – 30% и гидрогенерации – 6%.

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

CIP и Greengate Power Corporation приступили к строительным работам по проекту СЭС Travers Solar мощностью 465 МВт (Канада)



Датская инвестиционная компания Copenhagen Infrastructure Partners¹⁷ (CIP) и канадская энергетическая компания Greengate Power Corporation¹⁸ сообщили о начале работ в рамках проекта строительства СЭС Travers Solar¹⁹ установленной мощностью 465 МВт в муниципальном районе Вулкан, в канадской провинции Альберта (Канада).

Согласно проекту на площадке СЭС Travers Solar площадью порядка 15 га будет установлено около 1,3 млн монокристаллических двусторонних солнечных панелей производства компании Jinko Solar Canada²⁰, оснащенных одноосной системой слежения за солнцем.

Строительные работы на СЭС Travers Solar выполнит PCL Construction²¹. Стоимость проекта строительства СЭС составит ≈\$ 568,9 млн, финансирование строительства и последующее управление СЭС Travers Solar осуществляется CIP.

Известно, что одним из потребителей электроэнергии, выработанной СЭС Travers Solar станет компания Amazon. Планируемый ввод СЭС в эксплуатацию – 4 квартал 2022 г.

Информационно-аналитический ресурс Energy Global
<https://www.energyglobal.com>

¹⁷ Управляющая компания, специализирующаяся на энергетической инфраструктуре. Основана в 2012 году руководителями энергетической отрасли Канады в сотрудничестве с Pension Danmark. Управляет семью инвестиционными фондами с общим объемом средств порядка €15 млрд.

¹⁸ Канадская частная компания, специализирующаяся на разработке масштабных проектов в области ВИЭ, расположена в Калгари, штат Альберта, имеет растущий портфель проектов.

¹⁹ Подробное описание проекта доступно по ссылке: <http://www.traverssolar.com/>.

²⁰ Китайский холдинг – крупнейший мире производитель фотоэлектрических панелей, основанный в 2006 г. со штаб-квартирой в г. Шанхай.

²¹ Группа независимых генеральных подрядных строительных компаний в Канаде, США, Австралии и странах Карибского бассейна. Штаб-квартира находится в г. Эдмонтон, штат Альберта (Канада), головной офис в г. Денвер, штат Колорадо (США).



Доля угля в энергопотреблении Китая может сократиться до 44% к 2030 году

По данным государственной Национальной нефтяной корпорации Китая – China National Petroleum Corporation (CNPC), в Китае, благодаря последовательному переходу на использование природного газа, доля угля в энергопотреблении может сократиться до 44% к 2030 г. и до 8% – к 2060 г.

Ожидается, что доля природного газа в структуре первичных энергоресурсов достигнет 12% к 2030 г. Таким образом (по данным CNPC), к 2030 г. в структуре энергопотребления Китая уголь будет составлять 44%, неископаемые виды топлива (26%), нефть (18%) и природный газ (12%). К 2060 г. в энергетическом балансе Китая доля неископаемых видов топлива составит 75%, природный газ – 11%, уголь – 8%, нефть – 6%.

В 2020 г. в структуре энергопотребления Китая доминировал уголь (включая бурый), но его доля быстро снижается – 59% в 2020г. по сравнению с более чем 70% в 2010 г.; далее следуют нефть – 20%; гидро-, ветровая, солнечная и атомная энергия – 9%; природный газ – 8% и биомасса – 4%. В 2020 г. продолжился рост энергопотребления, несмотря на вспышку COVID-19, но более медленными темпами – 2,2%. Вместе с тем, рост энергопотребления начиная с 2017 г. (в среднем 3,3% в год) был выше по сравнению с периодом 2012-2017 гг. (в среднем 1,7% в год).

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

