



**СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ**

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

23.08.2019 – 29.08.2019



Предприняты дальнейшие шаги по интеграции энергосистем Украины и ЕС

9 августа 2019 г. министр энергетики и угольной промышленности Украины И.С. Насалик подписал [приказ](#) «Об утверждении протокола заседания комиссии по вопросам проведения конкурса на назначение частного партнера для осуществления государственно-частного партнерства в отношении [проекта «Энергетический мост "Украина-Европейский союз"»](#) о назначении победителя конкурса». Соответственно, энергомоет должен быть построен частным инвестором – компанией Ukraine Power Bridge Company Limited на основе государственно-частного партнерства, согласно [протоколу](#) об определении победителя конкурса.

По завершении проекта электроэнергия, произведенная вторым энергоблоком Хмельницкой АЭС, будет продаваться одной частной компании по заранее определенной цене для дальнейшего экспорта в страны ЕС в течение последующих 20 лет.

Вместе с тем, эксперты ГП «НЭК «Укрэнерго» высказались об экономической нецелесообразности в текущих условиях расширения острова Бурштынской ТЭС за счет строительства энергомоета Украина-ЕС. По их оценке, в случае успешной реализации проекта энергорынок Украины останется изолированным от европейского и не обеспечит условий для свободной конкуренции, открывая единственную возможность – экспорт в Польшу электроэнергии второго энергоблока Хмельницкой АЭС установленной мощностью 1000 МВт по ВЛ 750 кВ Хмельницкая АЭС – Жешув посредством одной частной компании. Кроме того, отмечены недостатки проекта:

- безопасная эксплуатация второго энергоблока Хмельницкой АЭС не доказана с точки зрения самообеспечения и динамической устойчивости;
- любая возможность использования электроэнергии второго энергоблока Хмельницкой АЭС для Украины с учетом 20-летнего прямого экспортного контракта теряется, если ГП «НАЭК «Энергоатом» будет продавать 90% электроэнергии на внутреннем рынке по регулируемым предельным ценам: 75% — гарантированному покупателю для нужд населения, еще 15% — для покупки убытков операторов передающих и распределительных сетей (экспорт электроэнергии с других АЭС не рассматривается);
- ограничивается выработка электроэнергии энергоблоками Ровенской АЭС и Хмельницкой АЭС для нужд Украины;
- непрозрачное ценообразование на электроэнергию, которую частная компания (победитель конкурса) выкупит у ГП «НАЭК «Энергоатом»;
- безопасное отделение второго энергоблока Хмельницкой АЭС от ОЭС Украины не исследовалось;
- проект не согласован с ENTSO-E и польским системным оператором PSE (системный оператор Польши), отсутствует исследование о его влиянии на работу сетей ENTSO-E.

Официальный сайт ГП «НЭК «Укрэнерго»
<http://mpe.kmu.gov.ua>

Скандинавские страны планируют крупные инвестиции в сетевую инфраструктуру

22 августа 2019 г. системные операторы Швеции (Svenska kraftnat), Норвегии (Statnett), Финляндии (Fingrid) и Дании (Energinet) выпустили очередной совместный план по развитию электрических сети Скандинавии (Nordic Grid Development Plan,



NGDP 2019). Документ разрабатывается раз в два года экспертной группой по планированию развития скандинавских энергосистем (Nordic Planning Group, NPG) из числа представителей четырех системных операторов.

NGDP 2019 определяет факторы, стимулирующие развитие сетей в регионе: значительный рост ВИЭ-генерации, вывод из эксплуатации ТЭС, использующих ископаемые виды топлива, увеличение потребления в связи с ростом промышленного производства; старение оборудования и необходимость новых инвестиций в сетевую инфраструктуру; появление новых соединений с другими европейскими странами и закрытие АЭС в Швеции.

Также в NGDP 2019 включено исследование перспектив проектов пяти «энергетических коридоров» (Nordic Corridors): Норвегия–Дания, Норвегия–Швеция, Норвегия–Финляндия, Финляндия–Швеция и Дания–Швеция. Необходимость их строительства с целью дальнейшего укрепления связей в регионе была обозначена еще в NGDP 2017. Как указывается в NGDP 2019, наличие надежных связей будет содействовать быстрой интеграции ВИЭ-генерации в скандинавский энергорынок и способствовать развитию безуглеродной энергетики.

Системные операторы планируют вложить в развитие сетевой инфраструктуры к 2028 г. более € 15 млрд. Дополнительные инвестиции потребуются для улучшения интеграции ВИЭ в период с 2030 по 2040 гг.

Изменение структуры генерации, а именно постепенный отказ от АЭС и ТЭС на юге Скандинавии и растущие объемы ветрогенерации на севере, выводит на первый план задачу по обновлению и модернизации сетей для передачи электроэнергии на базе ВИЭ. Ожидается, что увеличение объемов поставок на большие расстояния может вызвать перегрузки в сетях, снижение цен на севере, где будут установлены новые ВЭС, и повышение на юге, где имеет место более тесная связь с ценами в соседних странах, граничащих со Скандинавией.

По данным системных операторов, к 2040 г. Норвегия и Швеция смогут остаться чистыми экспортерами, в то же время Финляндия, которая в настоящее время импортирует около четверти потребляемой электроэнергии, постарается увеличить объемы ядерной генерации, тем самым сократив импорт.

Официальные сайты Energinet, Fingrid, Statnett, Svenska Kraftnat
<http://energinet.dk>, <http://www.fingrid.fi>, <http://www.statnett.no>, <http://www.svk.se>

Греческий отраслевой регулятор заявил о необходимости присоединения Эгейских островов к материковой энергосистеме

В целях повышения энергобезопасности греческих островов Эгейского архипелага национальный отраслевой регулятор (Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας / Regulatory Authority for Energy, RAE) объявил о планах по их присоединению к материковой энергосистеме путем прокладки подводных кабелей.

В настоящее время, хотя некоторые острова имеют электрические связи с материковой частью Греции, западные Киклады, Додеканес и группы островов на северо-востоке до сих пор работают изолированно.

Первый из проектов по присоединению островов – подводное соединение между Кикладами и юго-восточной Аттикой (Cyclades Interconnection Project) – реализуется греческим системным оператором ADMIE и должен быть завершен в 2024 г. Примерная стоимость оценивается в € 386 млн.

Второй проект, включенный ADMIE в свой десятилетний план по развитию национальных электрических сетей (10-Year Network Development Plan – TYNDP 2020-2029), предусматривает присоединение к материка додеканесских островов – Карпатоса, Коса и Родоса – через подводный кабель пропускной способностью 900 МВт и протяженностью 380 км. Стоимость проекта оценивается в € 1,5 млрд, завершение намечено на 2027 г.

В северной и восточной частях Эгейского моря запланировано присоединение островов Лесбос, Хиос, Лемнос и Самос. Проект стоимостью € 500 млн по указанию RAЕ также должен войти в TYNDP 2020-2029 и завершиться к 2030 г.

Кроме того, RAЕ предложил план по развитию ВИЭ-генерации и внедрению накопителей энергии на острове Мейисти на юге и острове Айос-Эфстратиос на северо-востоке, чтобы изолированные энергосистемы этих островов были полностью обеспечены «зеленой» электроэнергией.

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

Австралийский АЕМО прогнозирует возможность недопоставок электроэнергии

Австралийский АЕМО, совмещающий функции оператора национального рынка и системного оператора восточной и южной энергосистем страны, опубликовал очередной ежегодный доклад о перспективах развития электроэнергетики (Electricity Statement of Opportunities, ESOO 2019) на период до 2028-2029 г.

В докладе, в частности, отмечается высокий риск недопоставок электроэнергии (unserved energy, USE) и сброса нагрузки в ближайшие 10 лет. АЕМО указывает на необходимость дополнительных резервов мощности в предстоящий летний пик нагрузок 2019-2020 гг. в условиях снижения надежности стареющих ТЭС. В штате Виктория вероятны серьезные проблемы с энергоснабжением, если внеплановый вывод из работы энергоблоков двух крупных электростанций – блока Loy Yang A2 500 МВт на угольной ТЭС Loy Yang и блока Mortlake 2 на 259 МВт на газовой ТЭС Mortlake – продлится до лета.

После 2020 г. на надежность энергоснабжения также повлияет поэтапное закрытие угольной ТЭС Liddell в штате Новый Южный Уэльс. Планируется, что один блок будет закрыт в апреле 2022 г., а остальные – в течение 2023-2024 гг.

Вместе с тем, как ожидается, в ближайшие три года должны быть введены в эксплуатацию почти 5 ГВт новых мощностей и проведена модернизация действующей традиционной генерации, прежде всего, завершён масштабный проект Snowy 2.0.¹

Официальный сайт АЕМО
<http://www.aemo.com.au>

¹ Гидрокомплекс Snowy установленной мощностью 4,1 ГВт построен в 1974 г. в Новом Южном Уэльсе. В состав гидрокомплекса входят 16 крупных плотин, 7 электростанций, 2 насосные станции и система туннелей, трубопроводов и акведуков общей протяженностью 225 км. Snowy обеспечивает электро- и водоснабжение засушливых сельскохозяйственных районов региона. Цель проекта по модернизации комплекса, получившего название Snowy 2.0, является увеличение установленной мощности за счет сооружения ГАЭС 2 ГВт в турбинном режиме. Модернизация необходима для поддержания надежности энергоснабжения в стране в связи с закрытием стареющих угольных ТЭС. Завершение работ по проекту намечено на 2024 г.



Шведская Vattenfall ввела в эксплуатацию крупнейший в Скандинавии ветропарк

Шведская компания Vattenfall полностью ввела в эксплуатацию крупнейший в Скандинавии датский офшорный ветропарк Horns Rev 3.

Horns Rev 3 находится в 25-40 км от побережья Дании и состоит из 49 турбин MHI Vestas по 8,3 МВт каждая, высотой 187 м и весом около 1500 тонн, включая фундамент. Общая установленная мощность ветропарка составляет 407 МВт, его ввод в работу должен увеличить объем производства электроэнергии в Дании на 12%.



Фундамент первой турбины Horns Rev 3 был заложен в октябре 2017 г., а первая электроэнергия была выработана 23 декабря 2018 г.

Vattenfall выиграла право на строительство Horns Rev 3 в 2015 г. и в дополнение к Horns Rev 3 строит офшорные ВЭС Vesterhav Syd & Nord и Kriegers Flak, что добавит в целом более 1,4 ГВт ветровой генерации для датской энергосистемы.

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

Elering подписывает контракт с АВВ на ремонт ПС Лихула в Эстонии

Системный оператор Эстонии Elering подписал контракт стоимостью € 3,2 млн с компанией АВВ на ремонт ПС Лихула (Lihula). ПС Лихула – системообразующая подстанция в западной Эстонии, и ее ремонт направлен на повышение надежности в регионе в целом, а также крупнейших эстонских островов в Балтийском море – Муху, Сааремаа и Хийумаа.

На подстанции, построенной в 1977 г., планируется осуществить полную реконструкцию, в том числе будет отремонтировано здание, где расположен общеподстанционный пункт управления, и установлено новое распределительное



устройство 110 кВ. Работы должны начаться в четвертом кв. 2019 г. и завершиться не позднее декабря 2020 г.

ПС Лихула войдет в состав 3-го электрического соединения Эстония – Латвия. Проект соединения реализуется Elering совместно с системным оператором Латвии Augstsprieguma tīkls.

Новая межгосударственная ЛЭП рассматривается как составная часть проекта по синхронизации энергосистем стран Прибалтики и континентальной Европы. На территории Эстонии данный проект включает строительство ВЛ 330 кВ Harku–Lihula–Sindi протяженностью 175 км и ВЛ 330 кВ от ПС Kilingi-Nõmme до границы с Латвией протяженностью 14 км, которые должны быть готовы в 2020 г.

Официальный сайт Elering
<http://www.elering.ee>

Губернатор штата Висконсин подписал приказ о доведении доли ВИЭ в общем балансе до 100%

Губернатор американского штата Висконсин подписал приказ (executive order)², который предусматривает формирование энергобаланса штата к 2050 г. полностью на основе энергоресурсов с нулевым уровнем выбросов CO₂. В соответствии с приказом создается специальное Управление по устойчивому развитию и «чистой» энергетике (Office of Sustainability and Clean Energy), которое будет контролировать выполнение поставленных задач.

Решение о доведении доли ВИЭ-генерации до 100% было принято напрямую исполнительной властью после того, как обе палаты парламента штата, где республиканское большинство не поддержало губернатора-демократа, отказались согласовать предложенный стандарт по развитию ВИЭ (Renewable Portfolio Standard, RPS)³ в рамках утверждения бюджета.

Одной из мер по реализации планов губернатора является предварительное согласование отраслевым регулятором штата – Комиссией по коммунальным услугам (Wisconsin Public Service Commission, PSC) – проекта строительства соединения 345 кВ Cardinal – Hickory Creek, чтобы обеспечить поставки до 25 ГВт электроэнергии от ветропарков штата Айова в Висконсин. Затраты на проект оцениваются примерно в \$ 500-550 млн, ввод в эксплуатацию ожидается в 2023 г. Согласование PSC было получено практически одновременно с выпуском приказа губернатора по развитию ВИЭ. Решение отраслевого регулятора Айовы должно быть готово в декабре 2019 г., после чего проект будет рассматриваться уже федеральными органами власти.

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

Рост платежей за мощность привели к скачку цен на электроэнергию в Техасе

В американском штате Техас 12 августа 2019 г. экстремальная жара и, как следствие, рост потребления из-за массового включения кондиционеров привели к

² Исполнительный приказ (executive order) – акт (указ, распоряжение, постановление), подписанный главой исполнительной власти и имеющий силу закона.

³ RPS, принимаемые в отдельных штатах США, устанавливают обязательный минимальный объем производства электроэнергии на основе конкретного типа ВИЭ на определенный период.



резкому росту оптовых цен на электроэнергию – до $\approx \$ 6\,500$ за 1 МВт*ч в дневное время. Такой заметный скачок связан, в частности, с изменениями, которые в начале 2019 г. утвердила Комиссия штата по коммунальному обслуживанию (Public Utilities Commission of Texas, PUCT), одоблив увеличение платежей за мощность для объектов, участвующих в предоставлении оперативных резервов в периоды высокого спроса.

Изначально решение PUCT было обусловлено опасениями, что летом 2019 г. при прохождении максимума нагрузки имеющихся объемов генерации для покрытия прогнозируемого потребления может оказаться недостаточно. Соответственно, ERCOT внес изменения в ORDC (Operating Reserve Demand Curve) – рыночный механизм, обеспечивающий формирование цен в зависимости от «кривой спроса на оперативные резервы», – чтобы электростанции и объекты Demand Response, привлекаемые ERCOT в периоды пикового спроса, получали более высокую плату за свои услуги. Генерирующие компании активно лоббируют в PUCT дальнейшее увеличение платежей – еще одна корректировка цен ожидается в 2020 г.

Размер таких платежей прямо пропорционален объему имеющихся у ERCOT резервов (от 7000 до 2000 МВт). Если же плановый резерв опускается ниже 2 000 МВт, стоимость электроэнергии может вырасти до $\$ 9\,000$ за 1 МВт*ч, что является максимально разрешенной ценой в Техасе. Кроме того, для независимого системного оператора Техаса ERCOT такое снижение резерва означает выпуск оповещения первого уровня о возможном дефиците электроэнергии (Energy Emergency Alert, EEA1), что, в частности, имело место 13 августа и через день, 15 августа 2019 г.

В ситуации 12 августа скачок на $\approx 36000\%$ – до $\$ 6\,537$ при средней цене от $\$ 20$ до 30 за МВт*ч – произошел, когда в условиях высокого спроса из-за безветренной погоды выработка ветропарков в штате снизилась наполовину. На следующий день ситуация усугубилась – зафиксирована почти предельно допустимая цена $\$ 8\,983$.

Основной причиной недостатка резервов и роста цен были названы изменения в структуре генерации – в последние годы в Техасе стремительно развивалась ветровая генерация, которая, в том числе благодаря получаемым субсидиям, вытеснила с рынка угольные станции, не зависящие в отличие от ветропарков от погодных условий, работающие в базовой нагрузке, но вынужденные закрываться из-за нерентабельности. Доля ветровой генерации в общем балансе штата в настоящее время составляет около 16% ($\approx 25,5$ ГВт) и, как ожидается, к концу 2019 г. достигнет уже 20%.

Учитывая политику многих американских штатов по активному развитию ВИЭ, ситуация в Техасе может рассматриваться как предупреждение соблюдать баланс энергоресурсов и общие требования к надежности энергосистем, чтобы избежать неожиданного дефицита электроэнергии или полноценного кризиса.

Официальный сайт *Houston Chronicle*
<http://www.houstonchronicle.com>

ISO-NE оценил динамику цен на электроэнергию в июле 2019 г.

По данным независимого системного оператора штатов Новой Англии⁴ ISO New England (ISO-NE), средняя стоимость электроэнергии в его операционной зоне в июле

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

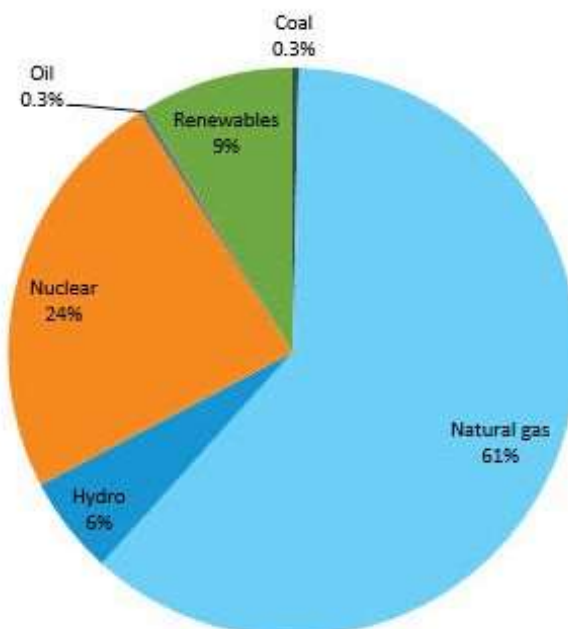


2019 г. по сравнению с июлем 2018 г. снизилась на 9,5% на рынке на сутки вперед (Day-Ahead Energy Market) и на 13,3% на балансирующем рынке (Real-Time Energy Market).

	июль 2019 г.	% от июля 2018 г.
Средняя цена на Day-Ahead Market (\$ за МВт*ч)	\$ 29,18	-9,5%
Средняя цена на Real-Time Market (\$ за МВт*ч)	\$ 29,78	-13,3%
Максимум потребления мощности	24 300 МВт	-0,9%
Общий объем потребления электроэнергии	12 344 ГВт*ч	+0,2%

По типам объектов генерации в июле 2019 г. так же, как и с февраля по июнь 2019 г., на первом месте по объему выработки оказались газовые ТЭС ≈ 61%, на втором – АЭС с 24%.

Ресурсы ВИЭ-генерации, куда входят ветропарки, солнечные станции и генерирующие установки на биотопливе, обеспечили ≈ 9% выработки, ГЭС ≈ 6%.



Импорт электроэнергии из соседних регионов составил 2 143 ГВт*ч, за счет ресурсов Demand Response было обеспечено снижение объема потребления на 5,2 ГВт*ч.

Официальный сайт ISONEwire
<http://www.isonewire.com>

Одобрено строительство солнечной станции в Новом Южном Уэльсе

Проект по строительству СЭС Avonlie Solar Farm установленной мощностью 200 МВт, совмещенной с накопителем энергии, в австралийском штате Новый Южный Уэльс получил одобрение Департамента государственного планирования штата.

Проект принадлежит австралийской компании-разработчику RES (Renewable Energy Systems). На территории СЭС будут размещены 667 000 солнечных панелей



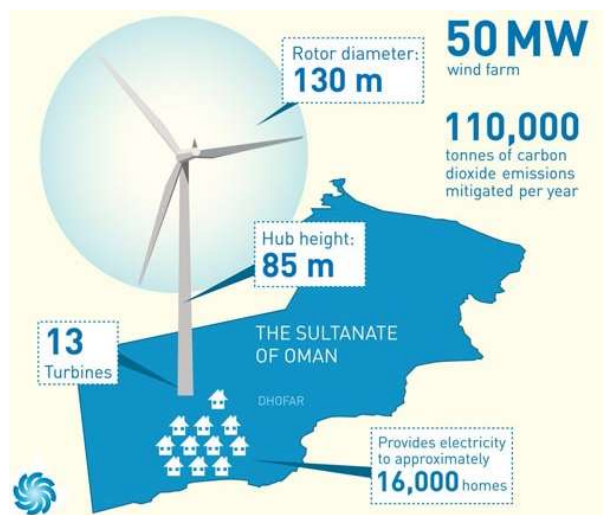
на площади около 550 га, установленные на фиксированной или одноосной системе слежения за солнечным светом, подстанция и накопитель энергии (параметры в настоящее время уточняются). Стоимость предварительно оценивается в \$ 250 млн. Главным подрядчиком первого этапа проекта выступит Siemens Gamesa Renewable Energy.

Заявленные цели проекта – обеспечение потребителей электроэнергией на базе ВИЭ и создание рабочих мест для местного населения.

Официальный сайт Avonlie Solar Farm
<http://www.avonlie-solarfarm.com>

ВЭС Дофар в Омане произвела первый киловатт-час электроэнергии

Первая ветротурбина ВЭС Дофар (Dhofar) установленной мощностью 50 МВт была успешно подключена к энергосистеме Омана. Проект, финансируемый Фондом развития Абу-Даби (Abu Dhabi Fund for Development) – ведущей национальной организацией по оказанию международной помощи в целях развития, – планируется завершить до конца 2019 г. вводом в коммерческую эксплуатацию оставшихся 12 турбин. Проект реализуется компанией Abu Dhabi Future Energy (Masdar) через консорциум GE Renewable Energy и испанской компании TSK.



GE Renewable Energy несет ответственность за поставку 13 турбин высотой 85 м, диаметром лопастей ротора 130 м и установленной мощностью 3,8 МВт каждая, ориентированных на погодные условия Омана, в то время как TSK отвечает за инфраструктуру ветропарка и сетевые объекты, присоединяющие его к энергосистеме.

По завершении проекта, как ожидается, ВЭС Дофар будет обеспечивать не менее 7% спроса на электроэнергию в мухафазе (области) Дофар, уменьшая зависимость региона от природного газа.

Эксплуатирующей ВЭС организацией станет компания Tanweer (Rural Areas Electricity Company of Oman), занятая производством электроэнергии в сельских районах Омана, основным покупателем электроэнергии – компания OPWP (Oman Power and Water Procurement Company), ответственная за водо- и электроснабжение.

Официальный сайт Masdar
<http://news.masdar.ae>