



СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

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

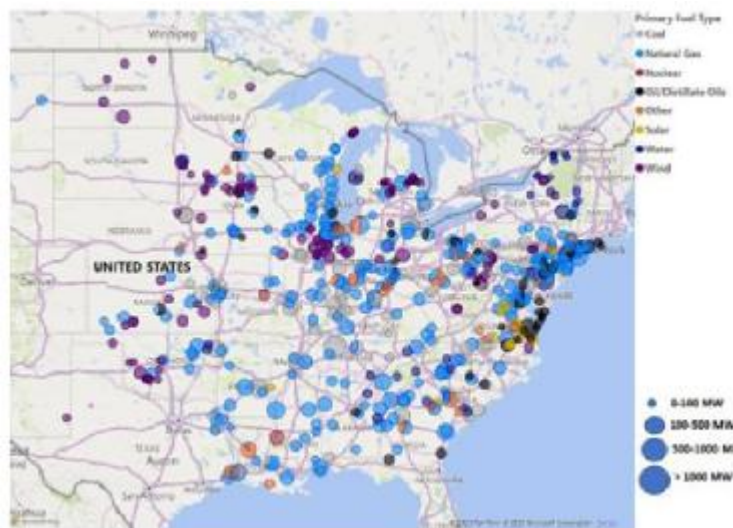
10.11.2023 – 16.11.2023



Регулирующие органы США опубликовали итоговые результаты расследования нарушений в работе энергосистем в декабре 2022 г. («снежный шторм Эллиот»)

Федеральная комиссия по регулированию энергетики (FERC) США совместно с Североамериканской корпорацией по надежности электроснабжения (North American Electric Reliability Corporation, NERC), ответственной за разработку и контроль соблюдения стандартов по обеспечению надежности, объявили о завершении расследования и публикации итогового отчета о прохождении холодного фронта над восточной частью США с 21 по 26 декабря 2022 г.

Ряд системных операторов, действующих на Северо-Востоке, Среднем Западе и Юге страны (PJM Interconnection¹, MISO², SPP³ и техасский ERCOT) в условиях экстремальных холодов и заметного ухудшения погодных условий были вынуждены вводить режим повышенной готовности в связи с высокой нагрузкой на энергосистемы. Хотя системные операторы штата Нью-Йорк NYISO и штатов Новой Англии⁴ ISO-NE подобных мер избежали, тем не менее, NYISO и ISO-NE выпускали предупреждения о возможных сложностях в обеспечении надежности во время вечернего пика потребления.



Во время снежной бури было зарегистрировано 3565 технологических нарушений – неплановые отключения, снижение мощности нагрузки и сбоев при запуске генерирующего оборудования, затронувших 1702 энергоблока в составе национальной системы электроснабжения (bulk electric system, BES)⁵. При этом конкретный энергоблок мог отключаться несколько раз (по одной либо по разным причинам). В самой сложной ситуации энергосистемы оказались, когда совокупный

¹ В операционную зону входят полностью или частично округ Колумбия и штаты Делавэр, Иллинойс, Индиана, Кентукки, Мэриленд, Мичиган, Нью-Джерси, Северная Каролина, Огайо, Пенсильвания, Теннесси, Виргиния, Западная Виргиния.

² В операционную зону входят полностью или частично штаты Монтана, Северная Дакота, Южная Дакота, Миннесота, Висконсин, Мичиган, Иллинойс, Индиана, Миссури, Кентукки, Арканзас, Миссисипи, Луизиана, Техас.

³ В операционную зону входят полностью или частично штаты Монтана, Миннесота, Северная Дакота, Южная Дакота, Вайоминг, Небраска, Айова, Канзас, Миссури, Оклахома, Арканзас, Нью-Мексико, Луизиана, Техас.

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

⁵ В BES входят все электросетевые объекты напряжением 110 кВ и выше и энергоблоки, подключенные к электрической сети на напряжении 110 кВ и выше.



объем совпавших по времени потерь генерирующих мощностей составил 90 500 МВт, и с учетом ранее выведенного в ремонт оборудования оказались недоступны более 127000 МВт мощности генерирующих объектов, т.е. ≈18% от прогнозируемой нагрузки генерации по всей восточной части страны. Из общего числа отключившихся генерирующих установок доля газовых составила 47%, ветровых – 21%, угольных – 12%, солнечных – 3%, атомных – 0,4% и 17% пришлось на долю установок, работающих на других типах топлива (нефтепродукты, гидроресурсы и биомасса). Из совокупного количества отказов генерирующего оборудования 96% были обусловлены тремя причинами: замерзанием оборудования (31%), отказами в механической или электрической части (41%) и 24% отказов были связаны с перебоями в поставках топлива (для работающих на природном газе установок).

В течение 2022 г. собственники объектов генерации получали от FERC и NERC большое количество предварительных рекомендаций по подготовке к сильным холодам, тем не менее, более 75% отказов, вызванных замерзанием, имели место при температурах выше установленных паспортными данными оборудования минимальных значений рабочих температур. Более 150 энергоблоков (из которых 119 работали на природном газе) суммарной мощностью 19 ГВт, отключившихся во время бури, были ранее отобраны для участия в схемах «пуска с нуля электростанций».

«Шторм Эллиот» за последние 11 лет стал пятым зимним катаклизмом, когда спровоцированные чрезвычайным и резким похолоданием отключения генерации представляли серьезную угрозу для надежности энергосистемы:

Дата	01-05.02.2011	06-08.01.2014	15-19.01.2018	08-20.02.2021	21-26.12.2022
Отклонение от среднесуточной температуры	17-36° ниже среднего	20-30° ниже среднего	12-28° ниже среднего	40-50° ниже среднего	20-30° ниже среднего
Объявление аварийной ситуации в энергосистеме	Третий уровень опасности (красный)	Третий уровень опасности (красный)	Второй уровень опасности (желтый)	Третий уровень опасности (красный)	Третий уровень опасности (красный)
Потеря генерации (max, МВт)	14 702	9 800	15 600	65 622	90 500
Причины потери генерации	Замерзание, отказы оборудования, нехватка газа	Замерзание, нехватка газа	Замерзание, отказы оборудования, нехватка газа	Замерзание, отказы оборудования, нехватка газа	Замерзание, отказы оборудования, нехватка газа
Плановые отключения (max, МВт)	5 411,6	300	0	23 418 (ERCOT – 20 000; SPP – 2 718; юг MISO – 700)	Более 5 400
Длительность плановых отключений	7 ч 24 мин (ERCOT)	3 ч	–	ERCOT – > 70 ч SPP – > 4 ч MISO – > 2 ч	TVA – 7 ч DEC – 3 ч DEP – 2 ч LG&E/KU – 4 ч
Территория (кв. миля)	Техас и Юго-Запад (≈656 300)	Средний Запад, Юг, Восточное побережье (≈1 923 000)	Юг (≈418 000)	Техас и Юг (≈869 600)	Восточная зона (≈1 517 000)



В качестве базовых выводов по итогам расследования FERC и NERC, в первую очередь, указали на необходимость завершить пересмотр стандартов по обеспечению надежности для работы в сильные морозы, который был инициирован FERC после бурана в феврале 2021 г. («шторм Ури»), а также на необходимость повышения надежности газотранспортной инфраструктуры с учетом сильной взаимозависимости электро- и газоснабжения и их общей уязвимости в экстремальных погодных условиях. В частности, FERC и NERC продолжают настаивать на необходимости наделения федеральных органов власти полномочиями устанавливать и обеспечивать соблюдение стандартов надежности для систем газоснабжения (по аналогии с системами электроснабжения), так как потери генерирующих мощностей из-за замерзания газопроводов и проблем с поставками топлива в декабре прошлого года оказались беспрецедентными.

Официальный сайт FERC

<http://www.ferc.gov>

В Индии вступил в силу новый системный кодекс

С 1 октября текущего года в Индии вступил в силу новый системный кодекс – Electricity Grid Code (EGC). Вместе с EGC также вступили в силу изменения в Общие правила доступа к электрической сети (General Network Access Regulations, GNA Regulations) и в Правила распределения платы за межгосударственную передачу электроэнергии (Sharing of Inter-State Transmission Charges Regulations, Sharing Regulations). В определенном смысле это знаменует начало новой эры для индийского электроэнергетического сектора.

В новом EGC особое внимание уделяется обеспечению балансовой надежности, интеграции ВИЭ-генерации и безопасности энергосистемы. Обеспечение балансовой надежности на всех временных горизонтах будет достигнуто за счет закупок необходимого объема энергоресурсов и резервов мощности. В документе также уделяется значительное внимание мерам по восстановлению надежности энергосистемы и энергоснабжения потребителей в кратчайшие сроки в случае аварий и непредвиденных ситуаций.

Отличительной особенностью нового EGC является обеспечение устойчивости и балансовой надежности энергосистемы за счет механизма выбора состава включенного генерирующего оборудования с учетом сетевых ограничений (security constrained unit commitment, SCUC), а также механизма экономической диспетчеризации с учетом сетевых ограничений (security constrained economic dispatch, SCED). Распределение нагрузки между объектами генерации в рамках SCUC позволит системному оператору увеличить объем доступных резервов мощности для покрытия неплановых колебаний нагрузки потребления. С другой стороны, диспетчерские команды на загрузку/разгрузку генерации в рамках SCED будут способствовать максимальному использованию энергоресурсов с более низкими переменными затратами, а сэкономленные в результате экономической диспетчеризации средства будут распределяться между индийскими штатами/районами.

Кроме того, в EGC включены положения, подтверждающие обязательство производителей поставлять электроэнергию потребителям в соответствии с заключенными договорами даже в случае отключения единицы генерации из-за невозможности поддержания технического минимума. В этом случае поставщик



электроэнергии должен выполнить свои обязательства либо за счет закупки электроэнергии на рынке, либо загрузки принадлежащей ему другой единицы генерации, либо в рамках SCED.

В связи с увеличением числа объектов генерации, работающих на ВИЭ, в новом EGC предусмотрен ряд положений для облегчения их интеграции в энергосистему. Так, предусмотрено, что несколько объектов ВИЭ-генерации могут создать квалифицированное координационное агентство (Qualified Coordinating Agency, QCA) для согласованного и более точного составления графика их нагрузки. При формировании суточного графика нагрузки энергосистемы в первую очередь учитывается выработка ВИЭ-генерации, а затем в порядке убывания других генерирующих объектов, что может привести к разгрузке тепловой генерации. В связи с этим в EGC предусмотрена компенсация за работу ТЭС в режиме частичной загрузки в целях обеспечения обязательной нагрузки ВИЭ-генерации.

Положения EGC, относящиеся к первичному, вторичному и третичному регулированию гарантируют, что в случае любой нештатной ситуации генерирующие ресурсы будут автоматически возвращать энергосистему в нормальное состояние. Также в EGC предусмотрена компенсация за оказание всех системных услуг, включая регулирование частоты, напряжения и «пуск с нуля электростанций». В соответствии с EGC важными участниками системных услуг признаются СНЭЭ и DR ресурсы. Новый EGC предусматривает поддержку источников реактивной мощности и инерции для повышения устойчивости энергосистемы в целях противодействия непредвиденным ситуациям, а также соответствующие меры стимулирования/наказания за выполнение/невыполнение обязательств по поставке реактивной мощности.

Наряду с новым EGC, еще одним важным изменением, затронувшем индийскую энергосистему, является внесение изменений в GNA Regulations. В GNA Regulations разделены вопросы доступа к передающей сети и заключения договоров на поставку мощности/электроэнергии. После того как штату предоставлено право доступа к определенному объему пропускной способности передающей сети (GNA), он может планировать поставки электроэнергии по любому типу договора – долгосрочному, среднесрочному или краткосрочному – в пределах выделенного объема GNA. Такая гибкость позволит оптимизировать совокупные затраты потребителей на покупку электроэнергии. Кроме того, покупка электроэнергии, выработанной ВИЭ-генерацией в пределах выделенного объема мощности, дает покупателю право на освобождение от платы за передачу электроэнергии в соответствии с Sharing Regulations. В отличие от ранее действовавших правил, покупателям больше не нужно получать отдельные разрешения на доступ к передающей сети, такие как долгосрочный доступ (Long Term Access, LTA), среднесрочный открытый доступ (Medium Term Open Access, MTOA) и краткосрочный открытый доступ (Short Term Open Access, STOА), и заключать различные виды контрактов. Каждому штату назначается объем GNA в зависимости от объемов его потребления электроэнергии в течение последних трех лет. Штаты могут запрашивать дополнительные объемы GNA в соответствии со своими потребностями. Любое потребление сверх выделенного объема GNA подлежит дополнительной оплате. Выделенные объемы GNA продолжают действовать до тех пор, пока не будут отменены. EGC предусмотрена также возможность получения временных (сверх выделенных) объемов GNA (Temporary GNA, T-GNA) для демпфирования колебаний перетоков мощности и оптимизации затрат на передачу электроэнергии. T-GNA могут быть предоставлены покупателю на срок до 11 месяцев. Права на T-GNA предоставляется в рамках избыточной пропускной способности



передающей сети. Сделки, заключенные в рамках T-GNA и учтенные в сформированном графике нагрузок, не могут быть изменены, за исключением случаев управления перегрузками, обеспечения безопасности энергосистемы или отключения энергоблоков. При этом графики нагрузки в рамках GNA имеют более высокий приоритет, чем в рамках T-GNA. Для того чтобы покупатели электроэнергии выбирали достаточный объем GNA, что является необходимым для корректного планирования передачи электроэнергии, плата за T-GNA была установлена на 10% выше платы за GNA. Любое превышение фактического объема передаваемой мощности над суммарным объемом GNA и T-GNA оплачивается по тарифу за отклонение от заданного перетока мощности, который на 25% выше тарифа за GNA.

Кроме того, в новом EGC, учитывая важность СНЭЭ для интеграции в энергосистему ВИЭ-генерации, внесены специальные положения, касающиеся освобождения таких СНЭЭ от платы за передачу электроэнергии.

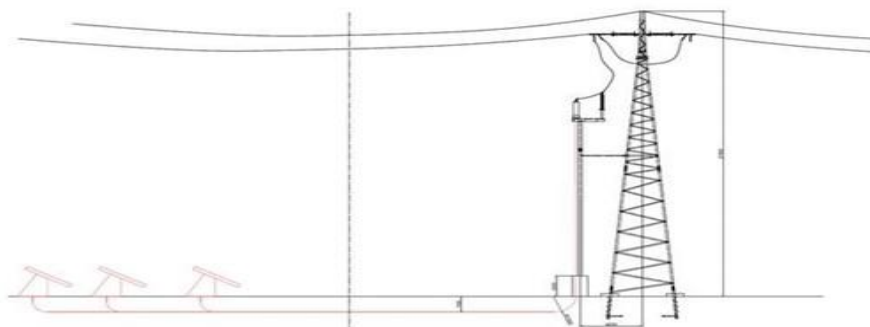
Информационно-аналитический ресурс EnergyWorld
<https://energy.economicstimes.indiatimes.com>

Датский системный оператор запускает пилотный проект по временному подключению к электрической сети ВЭС и СЭС

Датский регулятор в энергетике Forsyningstilsynet одобрил пилотный проект, реализуемый системным оператором Дании Energinet, по временному подключению к электрической сети новых СЭС и ВЭС.

Временная схема подключения солнечных и ветровых установок предусматривает установку дополнительной опоры между двумя опорами существующей ВЛ, а электроэнергия, вырабатываемая ветровыми или солнечными установками, через коммутационное оборудование и силовой кабель, подвешенный на дополнительной опоре и подключенный к ВЛ путем трехточечного соединения, будет выдаваться непосредственно в передающую сеть (без прохождения через высоковольтную ПС). Хотя такой метод подключения электроустановок к передающей сети сопряжен с повышенными рисками для устойчивости энергосистемы, специалисты Energinet оценили их как допустимые в случае подключения к конкретным ВЛ напряжением 150 кВ и 132 кВ.

Временное подключение ветровых и солнечных установок к передающей сети будет оплачиваться собственниками генерирующих объектов и действовать до ввода в эксплуатацию высоковольтной ПС в рамках стандартной семы технологического присоединения. При этом в периоды избыточной выработки электроэнергии в целом по стране выработка подключенных по временной схеме ВЭС и СЭС будет ограничиваться с целью предотвращения перегрузок ВЛ, к которым они подключены.



По информации Energinet, к 2030 г. Дании необходимо в четыре раза увеличить производство электроэнергии за счет энергии ветра и солнца, и это создает серьезную нагрузку на высоковольтные сети. Во многих регионах страны высоковольтные ПС, к которым будут подключаться новые СЭС и ВЭС, уже перегружены, а на расширение действующих ПС или строительство новых может потребоваться от 4-х до 6-ти лет. Именно поэтому системный оператор принял решение протестировать возможность подключения новых электроустановок на базе ВИЭ по временной схеме, чтобы сократить время их подключения к электрической сети.

До конца 2024 г. Energinet планирует утвердить планы временного подключения (в части стоимости, сроков и точек подключения) для шести строящихся СЭС и одной ВЭС совокупной установленной мощностью 1135 МВт, после чего планируется заключить договоры на технологическое присоединение с собственниками указанных энергообъектов. По оценке системного оператора, пять из шести энергообъектов могут быть подключены к электрической сети уже к осени 2025 г. Для одних из указанных СЭС и ВЭС время подключения к сети централизованного электроснабжения по сравнению с подключением по стандартной схеме сокращается вдвое, для других – на 7-8 месяцев.

Результаты реализации пилотного проекта позволят Energinet оценить целесообразность применения временной схемы подключения ВЭС и СЭС к электрической сети в будущем.

Официальный сайт Energinet
<https://energinet.dk>

Итальянский системный оператор выбрал два стартапа для внедрения цифровых решений для повышения надежности и устойчивости к климатическим рискам

Итальянский системный оператор Terna подвел итоги объявленного в декабре 2022 г. конкурса «Data Science for Resilience». Цель проведения конкурса – поиск цифровых решений для повышения надежности и устойчивости энергосистемы Италии, которая включает ≈75000 км ЛЭП высокого и сверх высокого напряжения и более 900 электростанций, к экстремальным погодным явлениям.

В конкурсе принял участие 71 стартап, которые подали заявки на реализацию цифровых решений на базе искусственного интеллекта, направленные на дальнейшее совершенствование планового обслуживания и мониторинга технического состояния электроэнергетической инфраструктуры с целью повышения ее безопасности и работоспособности в условиях участвовавших экстремальных погодных явлений.

После проведенной в мае текущего года демонстрации проектов, в рамках которой свои проекты представили 10 стартапов-финалистов, были выбраны 2 компании – стартап Eoliann и стартап Fast Computing, с которыми в ближайшее время Terna начнет сотрудничество по внедрению предложенных инновационных решений. Terna уже провел подготовительный этап работы с обеими компаниями, во время которого были определены цели, задачи, сценарии и определены показатели эффективности и продолжительность проектов.

Eoliann – основанный в 2022 г. и базирующийся в Турине стартап, планирует использовать спутниковые данные и алгоритмы машинного обучения для



прогнозирования вероятности, интенсивности и последствий экстремальных погодных явлений. Задача, которую ставит перед собой Eoliann – повысить устойчивость энергосистемы к климатическим рискам. Eoliann в партнерстве с Terna будет использовать спутниковые снимки и модели, формируемые Eoliann, в качестве источника данных для улучшения точности расчетов и оценки рисков. Terna планирует использовать предлагаемые Eoliann решения при проектировании новых и эксплуатации действующих ЛЭП в районах, наиболее подверженных экстремальным погодным явлениям.

Fast Computing – стартап, базирующийся в Триесте, специализируется на статистических моделях и вычислительных технологиях для анализа данных в режиме реального времени. Fast Computing разработает для Terna модель планового обслуживания оборудования на управляемых Terna электростанциях с целью оценки вероятности возникновения технологических нарушений и прогнозирования необходимости проведения ремонтных работ.

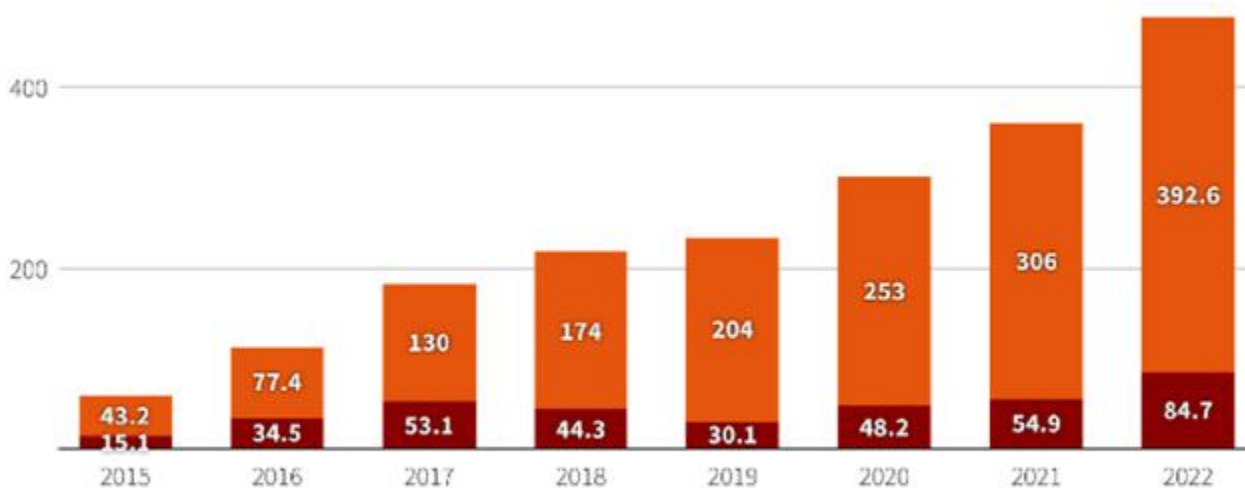
Официальный сайт Terna
<https://www.terna.it>

Суммарная установленная мощность СЭС в Китае достигла 525 ГВт

По данным национального энергетического управления Китая (NEA) к концу 3 квартала 2023 г. суммарная установленная мощность генерации в Китае достигла 2,79 ТВт, что на 12,3% выше аналогичного периода 2022 г.

В сентябре текущего года было введено в эксплуатацию 15,78 ГВт мощности новых СЭС, а суммарная установленная мощность СЭС достигла 525 ГВт, что на 45,3% выше, чем в сентябре 2022 г.

● new capacity(GW) ● total capacity(GW)



Note:

Source: China's National Energy Administration

Рост установленной мощности СЭС в Китае в 2015-2022 гг.

Суммарная установленная мощность китайских ВЭС в сентябре 2023 г. достигла 400 ГВт, что на 15,1% выше, чем в 2022 г.



За 9 месяцев 2023 г. объем инвестиций в проекты строительства новых электростанций составил 553,8 млрд юаней, что на 41,1% выше, чем в 2022 г. При этом инвестиции в строительство СЭС составили 222,9 млрд юаней (+67,8%); АЭС – 58,9 млрд юаней (+46,0%) и ВЭС – 138,3 млрд юаней (+33,4%). Инвестиции в развитие электросетевой инфраструктуры составили 328,7 млрд юаней (+4,2%).

Официальный сайт NEA
<http://www.nea.gov.cn>

Правительство США выделит более \$38 млн на поддержку гидроэнергетических объектов по всей стране

Министерство энергетики (DOE) США объявило о крупнейших на сегодняшний день инвестициях в размере свыше \$38 млн, которые получат 66 гидроэнергетических объектов по всей стране в виде стимулирующих выплат за произведенную электроэнергию в рамках президентской программы «Инвестиции в Америку».

Гидроэнергетика – один из первоначальных источников возобновляемой энергии в стране, и президентская программа «Инвестиции в Америку» предусматривает значительное финансирование для защиты этой давно существующей инфраструктуры экологически чистой энергетики. В настоящее время на долю гидроэнергетики в США приходится 28,7% от совокупной выработки ВИЭ-генерации, а также 93% суммарной установленной мощности накопителей энергии в коммунальном секторе. Однако на текущий момент менее 3% из более чем 90 тыс. плотин в США, используются для производства электроэнергии. Установка генерирующего оборудования на этих плотинах может обеспечить до 12 ГВт мощностей новых ГЭС, что достаточно для электроснабжения 4,8 млн домохозяйств.

Стартовавшая в 2014 г. программа DOE «Стимулирование гидроэнергетики» наряду с другими программами, направленными на поддержание и повышение эффективности гидроэнергетики, является частью комплексной инвестиционной программы в размере \$750 млн, финансируемой в рамках Закона об инфраструктуре. Целью программы является поддержка стабильной работы гидроэнергетического парка США и обеспечение более надежной и устойчивой системы электроснабжения. Программа используется для поддержки эксплуатации и технического обслуживания ГЭС, оплаты и погашения задолженности по услугам, изучения новых возможностей в области малой гидроэнергетики. Под руководством DOE была разработана обновленная Дорожная карта по реализации рекомендаций выпущенного DOE в 2016 году отчета «Перспективы развития гидроэнергетики». В Дорожной карте отмечается, что при постоянном развитии технологий, использовании инновационных рыночных механизмов суммарная установленная мощность ГЭС в США может вырасти с текущих 101 ГВт до почти 150 ГВт к 2050 г.

Официальный сайт DOE
<https://www.energy.gov>

Американский штат Миссури согласовал проект строительства HVDC соединения Grain Belt Express между штатами Канзас, Миссури и Иллинойс

Американская энергетическая компания Invenergy Transmission получила финальное согласование Комиссии по коммунальным услугам штата Миссури



(Missouri Public Service Commission, MPSC) по проекту строительства HVDC соединения Grain Belt Express. Целью строительства соединения Grain Belt Express протяженностью 800 миль (≈1290 км) и стоимостью \$7 млрд является поставка электроэнергии, выработанной ветровой генерацией в штате Канзас, в штаты Миссури, Иллинойс, Индиана и другие соседние штаты. Ранее в этом году были получены необходимые согласования по проекту от штатов Канзас и Иллинойс.

Летом прошлого года Invenergy Transmission заявила, что планирует увеличить пропускную способность соединения Grain Belt Express с 3,5 ГВт до 5 ГВт за счет переноса местоположения и расширения промежуточной преобразовательной подстанции (ППС), что позволит увеличить мощность ППС с 500 МВт до 2,5 ГВт, и строительства 40-мильной ЛЭП, получившей название Grain Belt Express Tiger Connector. По мнению MPSC, предложенные компанией-разработчиком изменения проекта строительства соединения Grain Belt Express позволят усилить межрегиональные электрические связи, что благоприятно скажется на повышении надежности и устойчивости энергосистемы штата Миссури. MPSC ожидает, что сооружение соединения Grain Belt Express приведет к экономии \$17,6 млрд для потребителей штата Миссури на оплате электроэнергии и принесет еще \$7,6 млрд в виде социальных выгод.



По заявлению Invenergy Transmission, итоговое согласование MPSC позволяет внести изменения в ранее выданное Свидетельство общественной полезности и необходимости, что обеспечивает компании-разработчику возможность завершить комплексное проектирование строительства соединения, которое будет сооружено в 2 этапа. На 1-м этапе строительства HVDC соединения Grain Belt Express будет сооружен участок между юго-западом Канзаса и северо-востоком Миссури. По информации Invenergy Transmission, все необходимые разрешения и 95% правоустанавливающих документов (сервитутов) на строительство 1-го участка соединения уже получены. Строительство соединения Grain Belt Express, которое поддерживается властями Миссури, Канзаса и Иллинойса, а также промышленными



и производственными группами штатов Иллинойс и Миссури, организациями, специализирующимися в области экологически чистой энергетики и защитниками прав потребителей, встречает сопротивление со стороны Фермерского бюро (MFB) и Ассоциации землевладельцев (MLA) штата Миссури. По мнению президента MFB Гарретта Хокинса, решение MPSC о согласовании проекта строительства соединения нарушает права землевладельцев, которых заставляют продавать принадлежащие им земли в не ими выбранное время и не ими выбранному покупателю для прокладки трассы соединения Grain Belt Express, против строительства которого они возражают.

Компания Grain Belt Express⁶, которая готовится провести тендер на продажу пропускной способности 1-го участка соединения Grain Belt Express, ранее обратилась в FERC с просьбой до 5 декабря одобрить ей ускоренную заявку о пересмотре ранее согласованных тарифов на передачу электроэнергии для 1-го участка соединения пропускной способностью 2.5 ГВт, поскольку с момента первоначального согласования в 2014 г. технические параметры соединения Grain Belt Express претерпели значительные изменения, включая увеличение пропускной способности соединения с 3,5 ГВт до 5 ГВт. Компания планирует объявить тендер, как только получит одобрение FERC, для того чтобы как можно быстрее получить финансирование, в том числе от Министерства энергетики США, заказать оборудование, а также провести другие мероприятия, предшествующие строительству. Сооружение 1-го участка соединения Grain Belt Express планируется начать в 2025 г.

Параллельно с этим MLA обратилась в FERC с просьбой отклонить запрос о пересмотре ранее согласованных тарифов и потребовать от разработчика проекта строительства соединения Grain Belt Express повторно подать заявку на получение разрешения на продажу пропускной способности соединения в соответствии с изменившимися техническими параметрами.

Информационный ресурс RTO Insider
<https://www.rtoinsider.com>

Американская Rhizome запускает информационную платформу на базе ИИ для моделирования уязвимостей энергосистемы к экстремальным погодным явлениям

Компания Rhizome⁷ в сотрудничестве с Seattle City Light⁸ и Vermont Electric Power Company (VELCO)⁹ приступила к реализации проекта стоимостью \$2,5 млн, целью которого является использование программной платформы на базе искусственного интеллекта для выявления уязвимости энергосистем к климатическим угрозам и оценки экономических и социальных последствий потенциальных сбоев в электроснабжении, вызванных стихийными бедствиями, такими как штормы, экстремальные температуры, наводнения и лесные пожары.

⁶ Входит в состав Invenergy Renewables.

⁷ Американское венчурное предприятие-разработчик программного обеспечения для планирования деятельности организаций электроэнергетического сектора с учетом климатических рисков.

⁸ Американское коммунальное предприятие, обеспечивающее электроэнергией г. Сиэтл и соседние населенные пункты, является 10-м по величине коммунальным предприятием в США.

⁹ Американская электроэнергетическая компания, сфера деятельности которой включает выработку, передачу и распределение электроэнергии.



До сих пор планирование инвестиций в энергетическую инфраструктуру осуществляется энергетическими компаниями на основании исторических данных. Использование программной платформы на базе ИИ позволяет объединить результаты исследований устойчивости энергосистемы, проводимые национальными лабораториями, с техническими данными элементов электросетевой инфраструктуры и машинным обучением. На основании этих данных формируются многослойные динамические модели, отражающие любые изменения в энергосистеме (новые условия эксплуатации активов, подключение новых энергообъектов, расширение электрических сетей) и климате, динамические данные, характеризующие устойчивость и надежность энергосистемы, а также ретроспективу ранее произошедших инцидентов.



Сформированные с использованием программной платформы динамические модели позволяют оценить экономические и социальные последствия экстремальных погодных явлений для энергосистемы, оптимизировать инвестиции в энергетическую инфраструктуру (финансирование ремонтов и технического обслуживания), свести к минимуму риски для надежности электроснабжения.

Информационно-аналитический ресурс Utilitydive
<https://www.utilitydive.com>

FERC США ответила на запрос системного оператора штатов Новой Англии о пересмотре приказа № 2222

FERC в ответ на запрос системного оператора штатов Новой Англии ISO-NE согласилась отложить сроки внедрения положений своего приказа № 2222¹⁰ и предоставила разъяснения об ответственности и роли агрегаторов распределенных энергетических ресурсов (distributed energy resources aggregators, DERA's) и коммунальных предприятий в предоставлении ISO-NE показаний приборов учета электроэнергии. Значительная часть ответа FERC на запрос ISO-NE посвящена разъяснению требования о возложении на DERA's ответственности за

¹⁰ Приказ № 2222 выпущен FERC в сентябре 2020 г. Приказ обязывает системных операторов США разработать для агрегаторов распределенных энергоресурсов (DERA's) правила допуска на оптовые энергорынки, чтобы обеспечить для DER's равные с другими типами энергоресурсов возможности участия в энергорынках без каких-либо ограничений со стороны отдельных штатов.



предоставление показаний приборов учета соответствующим RTO's¹¹ и ISO's¹². По мнению ISO-NE, наделение DERA функциями организации, ответственной за предоставление показаний приборов учета, заставит рассматривать распределенные энергоресурсы (DER's) иначе, чем другие энергоресурсы-участники энергорынков в регионе Новая Англия, ставя их в невыгодное положение по сравнению с другими ресурсами. При этом, как понимает ISO-NE, приказ FERC требует исключения коммунальных предприятий из цепочки передачи показаний приборов учета от DERA к RTO. По мнению ISO-NE, исключение коммунальных предприятий, которые обычно отвечают за приборы учета, и возложение ответственности за передачу показаний на DERA, трудно реализовать и потребует новой коммуникационной инфраструктуры и изменения тарифов.

В своем ответе на запрос ISO-NE FERC подтверждает, что в соответствии с приказом Комиссии за предоставление показаний приборов учета в ISO-NE отвечают DERA's. При этом Комиссия отметила, что не согласна с интерпретацией ISO-NE приказа № 2222, т.к., по мнению FERC, приказ не исключает из цепочки передачи данных приборов учета данные, предоставляемые коммунальным предприятием или проходящих через него. По мнению FERC, данные показаний приборов учета могут поступать от или через распределительные компании, если ISO-NE координирует свои действия с распределительными компаниями и соответствующими органами, регулирующими розничную торговлю электроэнергией, путем установления протоколов обмена данными приборов учета и объясняет, как такие протоколы минимизируют затраты и решают проблемы, возникающие в отношении конфиденциальности и кибербезопасности данных. По мнению Комиссии, разъяснение, данное FERC, показывает на отсутствие необходимости внесения существенных изменений в систему учета и увеличения нагрузки на нее, на что в своем запросе указывал ISO-NE.

FERC отказалась пересматривать положения приказа № 2222, предписывающего ISO-NE разъяснить или изменить установленные им требования к передаче данных для некоторых классов приборов учета электроэнергии, находящихся за пределами системы учета ISO-NE.

FERC подтвердила соответствие разработанного ISO-NE инструктивного документа требованиям приказа № 2222, касающихся правил передачи показаний приборов учета, моделей участия DERA's в энергорынке, требований к маломощным DER's и координации между RTO's, DERA's и коммунальными предприятиями. В мае текущего года этот документ был оспорен компаниями Advanced Energy United, PowerOptions и Solar Energy Industries Association, которые утверждали, что требования к снятию и передаче показаний приборов учета электроэнергии, содержащиеся в документе ISO-NE, являются запретительными для DERA's.

ISO-NE предложил 3 варианта учета электроэнергии, выработанной DER's: в точке поставки, субучет с восстановлением и параллельный учет. По мнению ISO-NE, предложенные варианты учета минимизируют общие затраты на снятие и передачу показаний приборов учета, соответствуют требованиям к учету всех энергоресурсов и потребителей, не участвующих в оказании услуг ценозависимого потребления, в регионе Новая Англия и обеспечивают разумное и справедливое распределение затрат. Однако по мнению оспаривающих документ компаний, субучет с

¹¹ RTO – региональный оператор передающей системы, т.е. организация, выполняющая функции системного оператора, в операционную зону которого входят энергосистемы нескольких штатов.

¹² ISO – независимый системный оператор.



восстановлением и параллельный учет не являются жизнеспособными вариантами для большинства DER's, а учет в точке поставки не позволит DER's, находящимся за пределами системы учета ISO-NE, оперативно реагировать на ценовые сигналы в периоды пикового спроса, а также ограничит осведомленность ISO-NE о доступности таких DER's, что отрицательно скажется на оптимизации гибкости потребления и конкуренции. По мнению указанных компаний, ISO-NE не внес никаких корректировок, облегчающих участие в энергорынках DER's, находящихся за пределами системы учета ISO-NE, оставив на месте барьер, признанный Комиссией в ее приказе, и не обосновал требования по учету и телеметрии, лежащие в основе этого барьера, в соответствии с указаниями Комиссии. Компании обращают внимание на то, что последствия неспособности ISO-NE обеспечить возможность участия в оптовых энергорынках DER's, находящихся за пределами системы учета ISO-NE, будут только возрастать по мере увеличения их проникновения в энергосистему.

FERC в данном вопросе приняла сторону ISO-NE, отметив, что предложенные ISO-NE варианты, позволяют избежать двойного учета электроэнергии, выработанной DER's. По мнению Комиссии ни одна из сторон не предложила менее обременительных альтернатив учета, которые бы также позволили избежать двойного учета и несправедливого распределения затрат. При этом FERC рекомендовала ISO-NE продолжить работу с заинтересованными сторонами по поиску дополнительных вариантов учета электроэнергии, выработанной DER's, включая использование DERA's альтернативных конфигураций субсчетчиков электроэнергии.

Комиссия также предоставила ISO-NE 90 дней на подачу дополнительного документа, в котором DERA будет определена как организация, ответственная за предоставление показаний приборов учета электроэнергии, и указаны сроки предоставления показаний.

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

Отраслевой регулятор урезал бюджет, предложенный системным оператором американского штата Техас

Системный оператор штата Техас ERCOT представил на рассмотрение отраслевого регулятора – Комиссии по коммунальным услугам штата Техас (TPUC) – бюджет на 2024-2025 гг., предусматривающий первое с 2016 г. увеличение расходов на управление энергосистемой («system administration») на 27,9%, что повлечет увеличение «system administration» с \$0,555 за МВт*ч до \$0,710 за МВт*ч¹³. При этом значительная часть возросших расходов на оплату электроэнергии будет переложена розничными продавцами на плечи конечных потребителей. Однако организации по защите прав потребителей не возражали против предложенного ERCOT повышения «system administration», заявив, что оно поможет оплатить проект по реорганизации оптового рынка электроэнергии получивший название «real-time co-optimization» (RTC), который, как ожидается, позволит потребителям сэкономить миллиарды

¹³ По информации ERCOT, при подготовке проекта бюджета были рассмотрены несколько альтернативных вариантов увеличения «system administration» – ежегодное, раз в два года или каждые четыре года. В конечном итоге был выбран последний вариант, в соответствии с которым следующее повышение «system administration» запланировано в 2028 г.



долларов. Бюджет ERCOT предусматривает выделение \$424,03 млн в 2024 и \$426,99 млн в 2025 г. По мнению системного оператора, такой бюджет позволит покрыть операционные расходы ERCOT, расходы на реализацию проекта RTC и долговые обязательства. В начале ноября текущего года TPUC отклонила предложенное ERCOT увеличение бюджета и «system administration». Комиссия сократила двухгодичный бюджет на \$31 млн – до \$405,7 млн в 2024 г. и \$414,3 млн в 2025 г., а «system administration» – до \$0,63 за МВт*ч, что на 11,2% ниже предложения ERCOT, но на 13,5% выше текущего размера «system administration» в \$0,555 за МВт*ч. Утвержденный TPUC бюджет ERCOT вступает в силу с 1 января 2024 г.

Комиссия объяснила свое решение урезать предложенный системным оператором бюджет способностью ERCOT выполнить установленные TPUC показатели эффективности и при сокращенном бюджете. Комиссия также предписала ERCOT предоставлять ей ежеквартальные и годовой отчеты о ходе выполнения ключевых показателей эффективности.

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

FERC поручила NERC разработать правила и стандарты, направленные на повышение надежности работы инверторных энергоресурсов

FERC опубликовала решение, предписывающее NERC разработать правила и стандарты, направленные на повышение надежности работы инверторных энергоресурсов (inverter-based resources, IBR's) в составе североамериканских энергосистем. Решение FERC распространяется на солнечные фотоэлектрические и ветровые установки, а также топливные элементы и аккумуляторные батареи, составляющие в настоящее время большинство в очереди проектов на техприсоединение к энергосистеме.

Проблема с IBR's заключается в том, что они могут реагировать на технологические нарушения в энергосистеме иначе, чем традиционные энергоресурсы. Синхронные генераторы, используемые на электростанциях, работающих на природном газе, как правило, способны адекватно реагировать на технологические нарушения в энергосистеме, в то время как IBR's должны быть соответствующим образом запрограммированы. Зафиксировано по меньшей мере 12 технологических нарушений в энергосистеме, в результате которых IBR's совокупной мощностью 1000 МВт отключились от энергосистемы, что свидетельствует о рисках для системной надежности, если не будут приняты соответствующие меры.

В связи с этим NERC поручено разработать правила, касающиеся обмена данными с IBR's, проверки корректности их моделирования в энергосистеме, планирования развития и оперативных исследований, а также эксплуатационных стандартов. NERC в течение следующих трех лет должна представить разработанные правила тремя этапами, каждый из которых должен представляться не позднее 4 ноября. В соответствии с распоряжением FERC NERC должна в течение 90 дней подготовить заявку, включающую подробный, всеобъемлющий план разработки и внедрения правил и стандартов. FERC не установила крайний срок внедрения разработанных в соответствии с заявкой NERC документов, но сообщила, что они должны быть введены в действие до 2030 г.

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

