



СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

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

04.02.2022 –10.02.2022



Балтийский региональный координационный центр начнет работу в июле

В соответствии с Регламентом ЕС 2019/943 от 5 июня 2019 г. о внутреннем рынке электроэнергии¹ и во исполнение соглашения, заключенного между латвийским системным оператором AST, литовским системным оператором Litgrid и эстонским системным оператором Elering, прибалтийские системные операторы должны запустить работу Балтийского регионального координационного центра (Regional Coordination Centre, RCC) к 1 июля текущего года.

Все три прибалтийских системных оператора в настоящее время работают над подготовкой необходимого для запуска Балтийского RCC пакета документов в соответствии с национальными требованиями. AST также ожидает официальное одобрение кабинета министров Латвии.

Балтийский RCC будет поддерживать прибалтийских системных операторов в обеспечении надежности и энергобезопасности национальных энергосистем и играть ключевую роль в процессе синхронизации прибалтийских энергосистем с синхронной зоной Континентальной Европы. Балтийский RCC также обеспечит скоординированный подход к методологиям расчета трансграничной пропускной способности электрической сети в регионе, мониторингу функционирования, перспективному планированию и развитию электросетевой инфраструктуры.

Официальный сайт AST
<http://www.ast.lv>

TenneT подключил к системе Redispatch 2.0 расположенные в Северном море шельфовые ветровые электростанции суммарной мощностью 4,5 ГВт

Немецко-голландский системный оператор TenneT подключил к системе оперативно-диспетчерского управления ликвидацией перегрузок в электрической сети – Redispatch 2.0 – 17 расположенных в Северном море шельфовых ветровых электростанций (ВЭС) суммарной мощностью 4,5 ГВт.

Новые технологические процессы, внедренные в Redispatch 2.0, позволят использовать при планировании мер по оперативной ликвидации прогнозируемых перегрузок электрической сети объекты генерации на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) наравне с объектами традиционной генерации.

На сегодняшний день в операционной зоне TenneT к Redispatch 2.0 подключены 4 крупные электростанции. Подключение к системе оперативно-диспетчерского управления ликвидацией перегрузок 4,5 ГВт мощности объектов ветровой генерации является значительным шагом в повышении гибкости национальной энергосистемы и подготовке ее к решению задач, связанных с осуществлением энергоперехода и внедрением объектов ВИЭ-генерации.

В будущем все объекты генерации или системы накопления электроэнергии выходной мощностью от 100 кВт и выше будут подключены к Redispatch 2.0. Всего в процессах предотвращения возможных перегрузок в электрической сети будет задействовано более 1 000 участников – операторов распределительных систем (distribution system operators, DSO), операторов передающих систем (transmission system operators, TSOs), операторов объектов генерации и энергорынка, а также регулирующие органы. Учитывая количество вовлеченных участников и высокие

¹ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0943&from=EN>



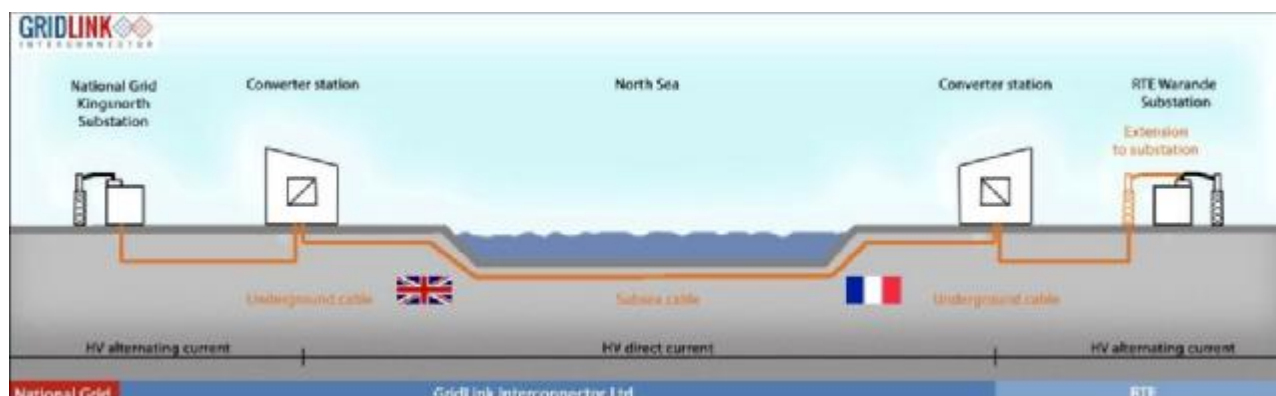
требования, предъявляемые к модернизации аппаратного комплекса и программного обеспечения, это чрезвычайно сложная задача.

Официальный сайт TenneT
<https://www.tennet.eu>

Французский регулятор в энергетике отклонил инвестиционную заявку по проекту трансграничного высоковольтного соединения постоянного тока GridLink между Францией и Великобританией

Французский регулятор в энергетике CRE отклонил инвестиционную заявку по проекту сооружения трансграничного высоковольтного соединения постоянного тока (high voltage direct current, HVDC) GridLink между Францией и Великобританией.

HVDC соединение пропускной способностью 1,4 ГВт и протяженностью около 160 км планировалось проложить по дну Северного моря между французской подстанцией (ПС) 400 кВ Warande и английской ПС 400 кВ Kingsnorth. Соединение должно включать два подводных кабеля напряжением 525 кВ (проложенные в одной траншее) длиной 140 км, два 400 кВ подземных кабеля переменного тока и две преобразовательные подстанции – во французском Дюнкерке и в английском графстве Кент, расположенные недалеко от ПС Warande и ПС Kingsnorth соответственно. Планировалось, что HVDC соединение обеспечит электроснабжение 2,2 млн. домохозяйств.



Стоимость проекта оценивается в € 900 млн. Начало строительства GridLink было запланировано на начало текущего года, а ввод в эксплуатацию – в 2024 г.

Разработчик проекта – британская компания GridLink, принадлежащая фонду iCON Infrastructure Partners III, подал заявку на строительство и эксплуатацию HVDC соединения в соответствии со схемой регулирования Европейского Союза, которая защищает инвесторов от рисков, связанных с низкой рентабельностью, обеспечивая возмещение инвестиционных затрат за счет тарифов для потребителей электроэнергии.

Согласно заявлению CRE, проект HVDC соединения Gridlink изначально был представлен как проект, представляющий общий интерес (project of common interest) в соответствии с регламентом ЕС о трансграничной инфраструктуре от 2020 г., который предусматривает разделение инвестиционных затрат между обеими странами.

Однако после выхода Великобритании из Евросоюза в 2020 г. регулирование ЕС утратило силу в отношении Великобритании, поэтому CRE и британский регулятор



в энергетике Ofgem пришли к заключению о невозможности принятия совместного решения в отношении разделения инвестиционных затрат по проекту. Кроме того, по информации CRE, на решение об отклонении инвестиционного запроса повлияли результаты исследования цен на выбросы CO₂, эволюции структуры энергоснабжения и влияния разъединения энергорынков после выхода Великобритании из ЕС.

Решение CRE по отклонению инвестиционной заявки по проекту соединения GridLink теперь будет рассмотрено французским правительством.

Информационно-аналитический ресурс Reuters, NS Energy
<https://www.reuters.com> ; <https://www.nsenegybusiness.com>

Датская Ørsted и корейские KOSPO и KOMIPO подписали меморандум о взаимопонимании по проекту строительства шельфовой ветровой электростанции мощностью 1,6 ГВт в Южной Корее

Датская Ørsted group (Ørsted) подписала Меморандум о взаимопонимании (Memorandum of Understanding, MoU) с корейскими государственными энергокомпаниями Korea Southern Power (KOSPO) и Korea Midland Power (KOMIPO) по проекту строительства в Южной Корее шельфовой ветровой электростанции (ВЭС) мощностью 1,6 ГВт. ВЭС планируется разместить в 70 км от побережья города-порта Инчхон (Incheon). Стоимость проекта оценивается в \$ 839,2 млн.

Реализация проекта позволит обеспечить «зеленой» электроэнергией 1,3 млн корейских домохозяйств, а также сократить выбросы CO₂ на 4 млн тонн в год.

Ожидается, что сооружение ВЭС в Инчхоне внесет значительный вклад в осуществление энергоперехода в Южной Корее в целом, а в реализацию установленной правительством страны цели по достижению углеродной нейтральности к 2050 г в рамках так называемого «Нового зеленого курса» (Green New Deal) – стратегии по обеспечению устойчивой экономики, защите окружающей среды и поддержке низкоуглеродной и децентрализованной энергетики, а также инновационных «зеленых» технологий.

По словам заместителя генерального директора Ørsted Мартина Нойберта, более чем 30-летний опыт Ørsted в строительстве объектов ветровой генерации по всему миру в сочетании с опытом корейских партнеров позволят внести значительный вклад в развитие ветроэнергетики и реализацию правительственных планов по вводу в эксплуатацию 12 ГВт мощности ВЭС в Корее.

Информационно-аналитический ресурс NS Energy
<https://www.nsenegybusiness.com>

В Испании планируется реализовать проект строительства энергокомплекса в составе ветровой и солнечной генерации и электролизных установок мощностью 5 ГВт и 2 ГВт соответственно

Датская инвестиционная компания Copenhagen Infrastructure Partners (CIP) объединилась с испанскими энергокомпаниями Enagás, Naturgy, Fertiberia и Vestas для реализации первого этапа проекта Catalina. Цель проекта – строительство в испанском регионе Арагон (Aragon) энергокомплекса ветровой и солнечной генерации



суммарной мощностью 5 ГВт и электролизных установок совокупной мощностью 2 ГВт в целях обеспечения 30% текущего спроса на экологически чистый водород в Испании.

Первый этап проекта Catalina включает строительство объектов ветровой и солнечной генерации общей мощностью 1,7 ГВт и электролизера мощностью 500 МВт, способного производить более 40 тыс. тонн «зеленого» водорода в год. «Зеленый водород» планируется транспортировать из Арагона и Валенсии на завод по производству экологически чистого аммиака производительностью 200 тыс. тонн аммиака в год.

Строительные работы в рамках первого этапа проекта Catalina должны начаться в конце 2023 г.

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

В Португалии введен в эксплуатацию 701 МВт мощности солнечной генерации в 2021 году

Согласно предварительным данным, опубликованным Генеральным директором по энергетике и геологии (Directorate General for Energy and Geology, DGEG) Португалии, в прошлом году к энергосистеме страны было подключено порядка 701 МВт мощности солнечной генерации, из которых 230 МВт составили автономные кровельные фотоэлектрические системы потребителей.

По состоянию на конец 2021 г. суммарная мощность солнечной генерации в стране достигла 1,777 ГВт. Для сравнения, в 2020 г. в Португалии было введено в эксплуатацию около 151 МВт мощности солнечной генерации, в 2019 г. – 252 МВт и в 2018 г. – 88 МВт.

В настоящее время в Португалии эксплуатируется около 15,4 ГВт мощности генерации на базе возобновляемых источников энергии, большая часть из которых приходится на гидрогенерацию (7,12 ГВт) и ветровую генерацию (5,62 ГВт).

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

PG&E направила на согласование отраслевому регулятору девять проектов строительства систем накопления электроэнергии в Калифорнии (США)

Американская Pacific Gas and Electric Co. (PG&E) – крупнейшая дочерняя компания холдинга PG&E Corporation, занятая в сфере производства, передачи и распределения электроэнергии в штате Калифорния – направила на согласование отраслевому регулятору штата (California Public Utilities Commission, CPUC) девять проектов строительства распределенных систем накопления электроэнергии на базе аккумуляторных батарей (Battery Energy Storage System, BESS), строительство которых будет осуществляться в соответствии с контрактами, заключенными PG&E с компаниями-подрядчиками:



Компания-подрядчик	Наименование проекта	Используемая технология	Мощность/энергоемкость	Ввод в эксплуатацию	Срок эксплуатации
Terra-Gen	Beaumont Energy Storage	литий-ионные батареи	100 МВт/ 400 МВт*ч	Август 2023 г.	15 лет
Terra-Gen	Edwards Sanborn Energy Storage	литий-ионные батареи	169 МВт/ 676 МВт*ч	Август 2023 г.	15 лет
Terra-Gen	Canyon Country Energy Storage	литий-ионные батареи	80 МВт/ 320 МВт*ч	Октябрь 2023 г.	15 лет
Vistra	MOSS350	литий-ионные батареи	350 МВт/ 1400 МВт*ч	Август 2023 г.	15 лет
Strata Clean Energy	Inland Empire Energy Storage	литий-ионные батареи	100 МВт/ 400 МВт*ч	Апрель 2024 г.	15 лет
NextEra Energy	Corby Energy Storage	литий-ионные батареи	100 МВт/ 400 МВт*ч	Июнь 2024 г.	15 лет
NextEra Energy	Kola Energy Storage	литий-ионные батареи	275 МВт/ 1 100 МВт*ч	Июнь 2024 г.	15 лет
Arevon Energy	Nighthawk Storage	литий-ионные батареи	300 МВт/ 1 200 МВт*ч	Июнь 2024 г.	15 лет
Origis	Caballero Energy Storage	литий-ионные батареи	99,7 МВт/ 398,8 МВт*ч	Июнь 2024 г.	15 лет

Суммарная мощность BESS, строительство которых планирует осуществить PG&E, составляет почти 1,6 ГВт, а энергоемкость – около 6,4 МВт*ч. Все BESS рассчитаны на четырехчасовой цикл разрядки.

В случае одобрения CPUC суммарная мощность BESS, которые планирует построить PG&E, превысит 3,33 ГВт к 2024 г. Успешная реализация новых проектов позволит компании обеспечить более половины своей доли экологически чистых энергоресурсов, составляющей 2 302 МВт, которые поставщики электроэнергии в штате обязаны предоставить для обеспечения балансовой надежности энергосистемы в период с 2023 г. по 2026 г. в соответствии с решением CPUC, принятом в 2021 г.

В соответствии с решением отраслевого регулятора поставщики электроэнергии должны обеспечить совокупно 11,5 ГВт мощности «чистых» энергоресурсов для поддержания балансовой надежности в рамках политики штата по сокращению на 40% относительно показателя 1990 г. выбросов парниковых газов к 2030 г.

Информационно-аналитические ресурсы NS Energy, Energy Storage
<https://www.nsenergybusiness.com>, <https://www.energy-storage.news>



Американский CAISO представил проект 20-летнего плана развития электрических сетей для штата Калифорния

Системный оператор американского штата Калифорния CAISO подготовил и представил для обсуждения проект плана развития электрических сетей в штате на ближайшие 20 лет (20-year Transmission Outlook). Документ представляет собой первую для CAISO попытку планирования на столь длительный период и готовился системным оператором в рамках стандартной ежегодной процедуры планирования развития энергосистемы на 10 лет (10-year Transmission Planning Process).

Для 20-летнего плана CAISO изучил будущие потребности энергосистемы посредством сопоставления энергоресурсов в соответствующих регионах с необходимой для подключения будущих генерирующих мощностей пропускной способностью передающих сетей. Полученный в результате проведенного анализа прогноз выявил потребность в масштабном развитии соединений напряжением 500 кВ переменного и постоянного тока, чтобы обеспечивать поставки электроэнергии от шельфовых ветровых электростанций (ВЭС), находящихся как в операционной зоне CAISO, так и за пределами штата. Для выполнения поставленной властями Калифорнии задачи по доведению доли возобновляемых источников энергии (ВИЭ) до 100% в энергобалансе штата к 2045 г. CAISO был разработан сценарий интеграции в энергосистему новых энергоресурсов на базе ВИЭ и строительства сопутствующей электросетевой инфраструктуры уже к 2040 г.:



В этом сценарии основное внимание уделено строительству высоковольтных линий электропередачи (ЛЭП), но указано, что локальные потребности в



строительстве новой электросетевой инфраструктуры также придется принимать во внимание. Кроме того, CAISO специально отмечает, что строительство новых высоковольтных ЛЭП подразумевает весьма значительные инвестиции, а сроки реализации некоторых проектов, составляющие от 8 до 10 лет, следует рассматривать как разумные или даже оптимистичные:

Необходимые электросетевые проекты	Стоимость (млрд \$)
Модернизация существующих энергообъектов: • ЛЭП переменного тока напряжением 230 кВ и 500 кВ • ЛЭП постоянного тока • Подстанции	10,74
Строительство электросетевой инфраструктуры для интеграции шельфовых ВЭС: • ЛЭП переменного тока напряжением 500 кВ • ЛЭП постоянного тока	8,11
Строительство электросетевой инфраструктуры для обеспечения поставок электроэнергии от ВЭС, расположенных в соседних штатах: • ЛЭП переменного тока напряжением 500 кВ • ЛЭП постоянного тока	11,65
Итого	30,5

Предварительный прогноз основывается, в первую очередь, на допущении, что к 2040 г. энергосистеме в операционной зоне CAISO потребуется около 120 ГВт новых генерирующих мощностей для удовлетворения растущего спроса на электроэнергию, включая солнечные и ветровые электростанции, а также системы накопления электроэнергии и экспорт «зеленой» электроэнергии из соседних штатов, что потребует инвестиций в модернизацию существующей и строительство новой электросетевой инфраструктуры в размере \$ 30,5 млрд.

При сохранении текущих типовых сроков реализации проектов строительства новых электрических соединений, т.е. от 8 до 10 лет, для системного оператора становится крайне важным увеличить горизонт планирования, чтобы получить «обратную связь» от максимально широкого круга заинтересованных сторон и правильно установить приоритеты при выборе различных возможных решений. Как рассчитывает CAISO, 20-летний план должен облегчить принятие ключевых решений по оптимальным вариантам развития энергосистемы и присоединения к ней новых энергоресурсов.

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

Американские MISO и SPP подготовили список новых электрических соединений для увеличения взаимобмена электроэнергией

Системный оператор штатов Среднего Запада и Юга США Midcontinent ISO (MISO)² и корпорация Southwest Power Pool (SPP)³ по результатам совместного

² Операционная зона включает полностью или частично штаты Монтана, Северная Дакота, Южная Дакота, Миннесота, Висконсин, Мичиган, Иллинойс, Индиана, Миссури, Кентукки, Арканзас, Миссисипи, Техас, Луизиана.

³ Операционная зона включает полностью или частично штаты Монтана, Миннесота, Северная Дакота, Южная Дакота, Вайоминг, Небраска, Айова, Канзас, Миссури, Оклахома, Арканзас, Нью-Мексико, Луизиана, Техас.



исследования подготовили список из семи проектов строительства электрических соединений, в том числе, между своими операционными зонами, для увеличения обмена электроэнергией. Суммарные затраты на реализацию проектов, которые позволят подключить к электрической сети до 53 ГВт новых генерирующих мощностей, оцениваются примерно в \$ 1,8 млрд.



Согласно исследованию, чтобы снять имеющиеся ограничения на поставки электроэнергии от потенциально перспективных проектов строительства ветровых, солнечных и других типов «зеленых» электростанций, новые электрические соединения должны быть построены преимущественно в операционной зоне MISO:

Наименование электрического соединения	Зона размещения	Стоимость (млн \$)
Big Stone–Alexandria–Riverview–Quarry–Monticello 345 кВ	MISO	530
Jamestown–Ellendale 345 кВ	MISO	165
Bison–Hankinson–Big Stone 345 кВ	MISO	476
Brookings County–Lakefield 345 кВ	MISO	331
Raun–S3452 345 кВ	MISO – SPP	144,4
Auburn–Hoyt 345 кВ	SPP	90,5
ПС Sibley 345 кВ (реконфигурация шин)	SPP	18,8
Итого:		1 755,7



Наиболее перспективные, с точки зрения MISO и SPP, проекты располагаются в Северной Дакоте, Южной Дакоте, Миннесоте, Миссури, Небраске и Канзасе, т.е. в штатах с очень большим потенциалом с точки зрения ветровой энергетики.

Инициатива MISO и SPP была связана, прежде всего, с проблемой, общей для всех системных операторов в США и связанной с рассмотрением образовавшихся «очереди», которые состоят из сотен заявок от компаний, запрашивающих разрешение на присоединение новых объектов генерации, в первую очередь на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ). В настоящее время возникают трудности с возможностью поставок электроэнергии, выработанной недорогой ВИЭ-генерацией, которая строится в районах, удаленных от основных центров потребления, в том числе вдоль границы операционных зон MISO и SPP, идущей примерно от западной Миннесоты до северо-западной Луизианы. В качестве одной из ответных мер MISO и SPP провели анализ текущей очереди на присоединение, чтобы выяснить, какие новые соединения уменьшат сетевые ограничения и облегчат реализацию проектов строительства ВИЭ-генерации.

По оценке обоих системных операторов, рекомендуемое портфолио проектов для сети напряжением 345 кВ позволит уменьшить расходы потребителей на оплату электроэнергии на \$ 724,2 млн и \$ 246,7 млн в операционных зонах MISO и SPP соответственно. Кроме того, первое такого рода исследование может рассматриваться как образец при составлении планов развития энергосистем в других регионах страны.

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

Американские системные операторы PJM и ISO-NE направили на согласование в FERC правила участия в энергорынках распределенных энергоресурсов

Американские системные операторы PJM Interconnection (PJM)⁴ и ISO New England (ISO-NE)⁵ представили на согласование Федеральной комиссии по регулированию энергетики (FERC) США правила участия в их энергорынках распределенных энергоресурсов (distributed energy resources, DERs). К DER отнесены, в первую очередь, кровельные солнечные установки, маломощные накопители энергии и станции для зарядки электромобилей.

Новые правила были подготовлены во исполнение приказа № 2222, выпущенного FERC в сентябре 2020 г., который требует от системных операторов США разработать правила допуска агрегаторов DER (DERA) на оптовые энергорынки без каких-либо ограничений со стороны отдельных штатов, чтобы обеспечить для DER равные с другими типами энергоресурсов возможности. Привлечение DER на электроэнергетический рынок, по мнению многих экспертов, открывает новые перспективы в таких сферах, как интеграция новых технологий и повышение гибкости энергосистемы.

Основные предложения PJM предусматривают:

⁴ Операционная зона включает полностью или частично штаты Делавэр, Иллинойс, Индиана, Кентукки, Мэриленд, Мичиган, Нью-Джерси, Северная Каролина, Огайо, Пенсильвания, Теннесси, Вирджиния, Западная Вирджиния и округ Колумбия.

⁵ Операционная зона охватывает Новую Англию – регион на северо-востоке США, включающий в себя штаты Коннектикут, Мэн, Массачусетс, Нью-Гэмпшир, Род-Айленд и Вермонт.



- общие принципы работы, которые обеспечивают DERA доступ к оптовым рынкам электроэнергии (мощности) и надежную работу распределительной сети;
- обеспечение DERA возможности участвовать и в оптовых и в розничных энергорынках, но без дублирования одного и того же продукта (услуги);
- внедрение специальной рыночной модели для DERA;
- координацию предварительной регистрации электрораспределительных компаний и DERA для определения местоположения и технических данных DER, необходимых для регистрации;
- 60-дневный период проверки, в течение которого электрораспределительные компании могут анализировать предлагаемую регистрацию DERA как участника энергорынка с точки зрения влияния на надежность энергосистемы;
- требования к местонахождению DER, чтобы обеспечить надежную работу энергосистемы и правильное формирование цен распределенные энергоресурсы с максимально допустимым с технической точки зрения географическим охватом;
- четкие требования к устройствам учета и передачи телеметрической информации.

PJM предлагает следующие даты вступления в силу новых правил: с 1 июля 2023 г. – частично, с 2 февраля 2026 г. – в полном объеме.

ISO-NE, со своей стороны, предлагает внести в свои правила энергорынка следующие нововведения:

- создать новую рыночную модель и внести изменения в несколько существующих моделей, чтобы DERA могли участвовать в рынках электроэнергии, мощности и системных услуг;
- установить для DERA минимально допустимый объем присоединяемой мощности в 100 кВт;
- предоставить небольшим электрораспределительным компаниям возможность выбора рыночного статуса;
- обеспечить при регистрации DERA в качестве участников оптового энергорынка возможность для электрораспределительных компаний оценить влияние участия DERA в энергорынке на устойчивость и надежность работы системы распределения электроэнергии;
- создать механизм координации работы различных DER и DERA и электрораспределительных компаний в режиме реального времени.

ISO-NE предложило следующие даты вступления в силу изменений в правила энергорынка: в части рынка мощности – с четвертого квартала 2022 г., а в части рынков электроэнергии и системных услуг – с четвертого квартала 2026 г.

Официальные сайты PJM Interconnection, ISO-NE
<http://insidelines.pjm.com>, <http://www.isonewswire.com>



Американская FERC предложила ввести обязательные требования к мониторингу безопасности интрасетей на энергообъектах, формирующих «каркас» национальной энергосистемы

Федеральная комиссия по регулированию энергетики (FERC) США предложила ввести новые требования по кибербезопасности для энергообъектов, формирующих «каркас» национальной энергосистемы (bulk power system, BPS), если они отнесены к категории объектов с так называемым высоким или средним уровнем влияния на надежность энергосистемы.

Новые требования должны быть направлены на урегулирование ситуации с постоянным мониторингом интрасетей на энергообъектах, чтобы вовремя пресекать угрозы для информационной безопасности и осуществлять обмен данными только в дискретной вычислительной среде, известной как «зона доверия». В настоящее время подобные требования нормативно нигде не закреплены. Также обсуждается вопрос, следует ли распространить их сразу и на энергообъекты с низким уровнем влияния на надежность энергосистемы.

В специальном уведомлении о предлагаемых нормативных изменениях (Notice of Proposed Rulemaking, NOPR) комиссия указала, что отсутствие любых положений о мониторинге безопасности интрасетей (Internal Network Security Monitoring, INSM) в действующем стандарте по обеспечению надежности⁶ категории Critical Infrastructure Protection (CIP) является серьезной лакуной. Если иницилируемые FERC дополнения будут приняты, то традиционный для США подход к кибербезопасности в отрасли также изменится – текущие правила сосредоточены на предотвращении кибератак, но не на выявлении слабых мест заранее и определении источника опасности, когда контрмеры не сработали.

По мнению экспертов, пока не представляется возможным оценить, насколько новые требования позволят повысить уровень кибербезопасности в энергокомпаниях и какие финансовые затраты для этого потребуются. Заинтересованные стороны смогут направить в FERC свои замечания и предложения к NOPR в течение ближайших двух месяцев.

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

Федеральные органы государственной власти США начинают совместную работу с властями Пуэрто-Рико по модернизации островной энергосистемы

Федеральными органами государственной власти США – Министерством энергетики (Department of Energy, DOE), Департаментом национальной безопасности (Department of Homeland Security, DHS), Департаментом жилищного строительства и городского развития (Housing and Urban Development, HUD) – и Содружеством Пуэрто-Рико (Commonwealth of Puerto Rico) подписан Меморандум о взаимопонимании (MoU) по сотрудничеству и ускорению темпов реализации планов в области укрепления надежности островной энергосистемы и продвижению новых инициатив по качественному улучшению энергетического будущего Пуэрто-Рико.

⁶ Общеобязательные федеральные стандарты по обеспечению надежности разрабатывает Североамериканская корпорация по обеспечению надежности (North American Electric Reliability Corporation, NERC) по лицензии FERC. Корпорация также несет ответственность за контроль их соблюдения. Стандарты категории CIP по защите критической инфраструктуры связаны, в частности, с ликвидацией угроз кибербезопасности.



На текущий год запланирован запуск порядка десяти проектов, направленных на модернизацию энергосистемы Пуэрто-Рико, а североамериканской энергетической компанией Luma Energy⁷, управляющей распределительными сетями Пуэрто-Рико, будут заключены контракты на реализацию проектов строительства порядка 2 ГВт мощности объектов генерации на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и 1 ГВт мощности систем накопления электроэнергии (СНЭЭ).

DOE и DHS через федеральное агентство по урегулированию чрезвычайных ситуаций (Federal Emergency Management Agency, FEMA) и HUD предоставляют Пуэрто-Рико практическую техническую помощь, начиная от восстановления энергосистемы после аварий до планирования долгосрочного восстановления энергетического сектора, а также помощь в подготовке и планировании эффективного использования более \$12 млрд из федеральных фондов восстановления и модернизации электрической сети.

FEMA, Центральным управлением по восстановлению, реконструкции и обеспечению устойчивости энергосистемы Пуэрто-Рико (Central Office for Recovery, Reconstruction and Resilience, COR3), Управлением по электроэнергетике Пуэрто-Рико (Puerto Rico Electric Power Authority, PREPA) и LUMA Energy сформированы рабочие группы по вопросам реконструкции электрической сети острова. Ожидается, что в текущем году не менее 138 проектов примут участие в тендерах на строительство или приступят к начальным строительным работам, включая ремонт подстанций на всей территории острова, замену уличного освещения в пяти муниципалитетах и создание системы раннего предупреждения о неблагоприятных погодных условиях для повышения безопасности плотин.

В рамках реализации целей по достижению экологически чистой энергетики власти Пуэрто-Рико через закупочные процедуры обеспечат строительство 3 750 МВт мощности ВИЭ-генерации и 1 500 МВт мощности СНЭЭ. Так, PREPA в настоящее время ведет итоговые переговоры по первому траншу предложенных проектов строительства 844 МВт мощности ВИЭ-генерации и 220 МВт мощности СНЭЭ, а также созданию двух виртуальных электростанций.

В 2022 г. Департамент жилищного строительства Пуэрто-Рико (Department of Housing, PRDOH) планирует комплексные мероприятия по повышению надежности и устойчивости энергосистемы, включая развитие как малых, так и крупных микроэнергосистем. Комплекс мер направлен на инвестиции в социальную сферу для уязвимых групп населения и домохозяйств с низким и средним уровнем дохода.

В рамках сотрудничества между федеральными органами власти США и властями Пуэрто-Рико будет дан старт исследованию PR100 – дорожной карте по достижению Пуэрто-Рико 100% доли ВИЭ в энергобалансе, повышению надежности энергетического сектора и расширению доступа к недорогой электроэнергии. Исследование, в котором примут участие заинтересованные стороны, пройдет под руководством Национальной лаборатории по исследованиям в области возобновляемых источников энергии (National Renewable Energy Laboratory, NREL) США и будет включать оценку климатических рисков и потенциала ВИЭ, моделирование сценариев «чистой» энергетики, анализ устойчивости и надежности островной энергосистемы при 100% доле ВИЭ и связанного с этим экономического развития и использования трудовых ресурсов.

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

⁷ https://en.wikipedia.org/wiki/LUMA_Energy



Doosan Heavy Industries & Construction представила прототип крупнейшей в Южной Корее ветровой турбины мощностью 8 МВт

Южнокорейская промышленная компания Doosan Heavy Industries & Construction представила прототип шельфовой ветровой турбины номинальной мощностью 8 МВт.

Прототип турбины, разрабатываемый с 2018 г. в рамках национального проекта, возглавляемого Корейским институтом оценки и планирования энергетических технологий (Korea Institute of Energy Technology Evaluation and Planning, KETEP), был установлен и запущен в работу в Корейском демонстрационном центре ветровой энергетики мощностью 400 МВт, расположенном в уезде Йонгванг (Yeonggwang) в провинции Южная Чолла (South Jeolla).

Шельфовая ветровая турбина, которая на сегодняшний день является крупнейшей в Южной Корее, оборудована башней высотой 130 м и лопастями длиной 100 м. Высота турбины в верхней точке составляет 232,5 м, что сопоставимо по высоте с Сеульской телебашней (236,7 м).

Новая ветровая турбина обладает высокой эффективностью, поскольку способна выдавать 8 МВт мощности при скорости ветра 11 м/с. Но даже при средней скорости ветра (6,5 м/с) - коэффициент использования установленной мощности турбины составляет свыше 30%. Турбина разработана с учетом географического положения страны, которое характеризуется возникновением тайфунов и более низкой, чем на европейском континенте, средней скоростью ветра.

Официальный процесс ввода в эксплуатацию новой ветровой турбины начнется в конце февраля текущего года. Подготовку к серийному производству турбин планируется завершить в июне 2022 г., после проведения международной сертификации.

Информационно-аналитический ресурс NS Energy
<https://www.nsenergybusiness.com>

Электроснабжение города Калбарри теперь будет обеспечиваться крупнейшей в Австралии микроэнергосистемой на базе возобновляемых источников энергии

Электроснабжение прибрежного г. Калбарри (Kalbarri) в Западной Австралии теперь будет полностью обеспечиваться интеллектуальной микроэнергосистемой (energy-intelligent microgrid) на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Микроэнергосистема, разработанная государственной распределительной компанией Western Power в партнерстве с энергетической компанией Synergy, включает 1,6 МВт мощности ветровой генерации, до 1 МВт мощности солнечной кровельной генерации и системы накопления электроэнергии мощностью 5 МВт и энергоемкостью 4,5 МВт*ч. Цель проекта – удовлетворить спрос на электроэнергию в периоды пика потребления и повысить надежность электроснабжения города, который является популярным туристическим центром. В г. Калбарри постоянно проживают 1 500 человек и его ежегодно посещают до 100 тыс. туристов.

Микроэнергосистема, считающаяся крупнейшей в своем роде в Австралии, подключена к системе централизованного электроснабжения, но также может работать в островном режиме (operate islanded). Благодаря оборудованию интеллектуального мониторинга (smart monitoring equipment), способному обнаруживать возникновение технологических нарушений в системе



электроснабжения и реагировать в течение миллисекунд для поддержания надежного электроснабжения города.

К сети централизованное электроснабжение г. Калбарри подключается 140-километровой фидерной линией электропередачи (feeder line) среднего напряжения, поэтому перебои в электроснабжении г. Калбарри возникали довольно часто и имели тенденцию к увеличению. Ожидается, что микроэнергосистема обеспечит значительное сокращение количества и длительности отключений электроэнергии. При перебоях в системе централизованного электроснабжения, электроснабжение потребителей осуществляется микроэнергосистемой, а на мобильные телефоны городских жителей приходит автоматическое текстовое уведомление, чтобы жители могли регулировать свое потребление электроэнергии. Кроме того, благодаря модульной структуре микроэнергосистемы новые объекты ВИЭ-генерации могут подключаться к ней по мере ввода их в эксплуатацию.

На реализацию проекта создания микроэнергосистемы в г. Калбарри правительством Западной Австралии выделено \$ 10,6 млн. Правительство рассматривает проект в качестве примера для дальнейшего внедрения микроэнергосистем по всему штату, который является пионером в области создания микроэнергосистем в Австралии.

Информационно-аналитический ресурс SEi
<https://www.smart-energy.com/>

