



**СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ**

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

17.01.2025 – 23.01.2025



Страны-члены ЕС обновили свои целевые показатели по развитию шельфовой возобновляемой энергетики

На сегодняшний день в странах ЕС установленная мощность шельфовой ветровой генерации составляет более 20 ГВт. Согласно стратегическим целям ЕС, к 2030 г. должно быть построено не менее 60 ГВт мощности шельфовой ветровой генерации и 1 ГВт мощности генерации, использующей энергию океана, а к 2050 г. – 300 ГВт и 40 ГВт соответственно.

Ассоциация европейских системных операторов ENTSO-E опубликовала актуализируемый каждые два года Регламент развития трансъевропейских энергетических сетей (TEN-E 2025). В TEN-E 2025 по-прежнему придается большое значение развитию шельфовой возобновляемой генерации, что необходимо для обеспечения энергетической безопасности стран-членов ЕС и перехода к «чистой» энергетике к 2050 г. В разбивке по пяти морским бассейнам установлены следующие индивидуальные целевые показатели в части совокупной пропускной способности шельфовых электрических сетей на 2030, 2040 и 2050 годы:

- в Северном бассейне – 56,6 ГВт, 168,5 ГВт и 215,9 - 218,9 ГВт соответственно;
- в Балтийском бассейне – 20,2 ГВт, 41 ГВт и 57,7 ГВт соответственно;
- в Юго-Западном бассейне – 1,15 - 2,15 ГВт, 9,55 - 10,55 ГВт и 11,05 - 12,05 ГВт соответственно;
- в Атлантическом бассейне – 4 - 5 ГВт, 24 - 25 ГВт и 46,5 - 51,6 ГВт соответственно;
- в Юго-Восточном бассейне – 4,41 ГВт, 16,2 ГВт и 25,1 ГВт соответственно.

Таким образом, целевые показатели составят: 86 - 89 ГВт совокупной пропускной способности к 2030 г., 259 - 261 ГВт к 2040 г. и 356 - 366 ГВт к 2050 г. Разброс целевых показателей обусловлен продолжающимися обсуждениями на национальном уровне и/или неопределённостью, связанной с уровнем развития шельфовой возобновляемой энергетики в будущем, особенно в 2040-х и 2050-х годах.

С учётом обновлённых планов развития шельфовой сети ENTSO-E необходимо обновить стратегические планы по развитию объединенной шельфовой сети, чтобы информировать разработчиков, инвесторов и поставщиков оборудования о потребностях в развитии шельфа и связанных с этим требованиях к усилению наземной сети для каждого морского бассейна на период до 2050 г.

Информационно-аналитический ресурс Power Engineering International
<https://www.powerengineeringint.com>

Объявлено о планах строительства гибридного HVDC соединения LionLink между энергосистемами Нидерландов и Великобритании

Нидерландский системный оператор TenneT объявил о планах строительства в рамках проекта сооружения шельфовой электрической сети для выдачи мощности ВЭС Nederwiek 3¹ в Северном море гибридного² HVDC соединения LionLink между энергосистемами Нидерландов и Великобритании.

¹ В рамках проекта планируется сооружение шельфовой ВЭС и платформенной ППС, прокладка КЛ, а также строительство вспомогательной инфраструктуры.

² Гибридное электрическое соединение может использоваться не только для выдачи мощности шельфовых ВЭС, но и для трансграничных обменов электроэнергией.



HVDC соединение LionLink проектной пропускной способностью от 1,4 ГВт до 2 ГВт обеспечит подключение шельфовой ВЭС Nederwiek 3, которую планируется построить в нидерландской части Северного моря, к наземной высоковольтной сети Нидерландов и Великобритании. LionLink также может быть использовано в качестве дополнительной высоковольтной связи для обмена электроэнергией между энергосистемами двух стран. В ближайшее время TenneT планирует объявить о начале тендерных процедур по выбору подрядчиков строительства ВЭС Nederwiek 3.

HVDC соединение LionLink станет для Великобритании и Нидерландов первым трансграничным соединением подобного типа и будет играть одну из ключевых ролей в развитии объединенной шельфовой электросетевой инфраструктуры в Северном море. Проект HVDC соединения LionLink реализуется TenneT совместно с британской компанией National Grid Ventures (NGV). Правительство Нидерландов включило проект в национальную Программу развития шельфовой ветроэнергетики.

По мнению TenneT, прежде чем приступить к строительству необходимо реализовать ряд мер: Министерству климата и зеленого роста Нидерландов – разработать детальные условия участия разработчиков в тендере на строительство ВЭС Nederwiek 3, правительству Великобритании – достичь новых договоренностей о сопряжении энергорынков Великобритании и ЕС.

Ввод в эксплуатацию LionLink ожидается в 2032 г.

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

Завершены переговоры по заключению соглашения по электроэнергетике между Швейцарией и ЕС

Швейцарский системный оператор Swissgrid объявил об успешном завершении переговоров по заключению соглашения по электроэнергетике с ЕС, начатых еще в 2007 г. Соглашение будет иметь ключевое значение для обеспечения стабильной совместной работы энергосистемы Швейцарии с европейскими энергосистемами и снижения затрат на электроснабжение швейцарских потребителей – Швейцария получит доступ к европейскому рынку электроэнергии, соответствующие правовые гарантии и сможет участвовать в дальнейшем формировании общего рынка ЕС.

Швейцарскую энергосистему и объединенную энергосистему ЕС связывают 41 трансграничная ЛЭП, при этом Швейцария в настоящее время не входит в зоны расчета пропускной способности и объединенную торговую зону ЕС из-за отсутствия соглашения по электроэнергетике с ЕС. С учетом того, что Швейцария не может в полном объеме обеспечить свои потребности в электроэнергии и зависит от импорта, особенно в зимний период, заключение соглашения по электроэнергетике с ЕС необходимо ей в том числе для доступа к общеевропейскому рынку мощности.

С ростом ВИЭ-генерации в Швейцарии, как и в других странах, увеличивается потребность в диспетчируемых энергоресурсах для балансирования энергосистемы. Из трех европейских ИТ-платформ в рамках которых осуществляется торговля балансирующими резервами мощности – TERRE³, MARI⁴ и PICASSO⁵ – Swissgrid

³ Trans-European Replacement Reserves Exchange – для обмена резервами третичного регулирования.

⁴ Manually Activated Reserves Initiative – для обмена оперативными резервами вторичного регулирования.

⁵ Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation – для обмена автоматическими резервами вторичного регулирования.



имеет доступ только к ИТ-платформе TERRE, но без соглашения с ЕС и это подключение находится под вопросом. Доступ к ИТ-платформам необходимым Swissgrid, так как предложение балансирующих резервов в ЕС значительно выше, чем в Швейцарии, а высоколиквидный рынок мощности обеспечит надежность энергосистемы и приведет к снижению затрат для швейцарских потребителей.

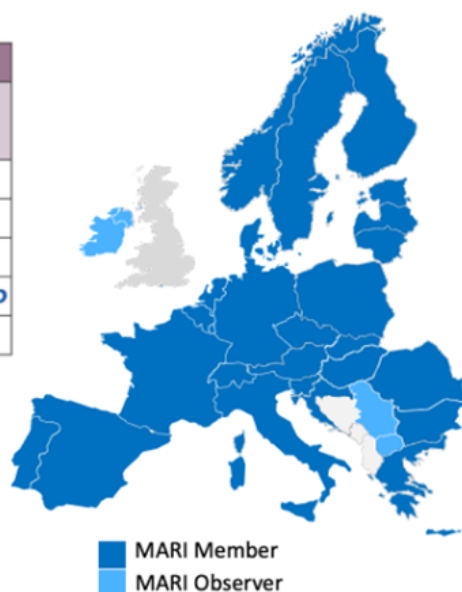
При расчете пропускной способности трансграничных сечений для торговли электроэнергией Swissgrid взаимодействует с соседними системными операторами, не имея при этом юридических прав для заключения соответствующих соглашений. В ЕС требования к надежности энергосистемы регулируются публично-правовыми нормами, а Swissgrid взаимодействует с соседними системными операторами в рамках частноправовых договоров, которые имеют ограниченный срок действия, требуют ежегодного продления и могут быть разорваны в одностороннем порядке в связи с требованиями новых законодательных актов ЕС. Соглашение по электроэнергетике обеспечит безопасное правовое взаимодействие за счет регулирования положений, которые не могут быть отражены в частноправовых договорах, а также за счет взаимодействия на межправительственном уровне, которое в одностороннем порядке изменить невозможно. Соглашение позволит Swissgrid на равных участвовать в координационных процессах, связанных с обменом электроэнергией между странами-членами ЕС, в соответствии с международным правом, сведет к минимуму неплановые перетоки мощности через энергосистему Швейцарии и позволит рассчитывать на взаимопомощь в чрезвычайных ситуациях.

Официальный сайт
<https://www.swissgrid.ch>

Системный оператор Словакии успешно завершил процесс присоединения к общеевропейской ИТ-платформе MARI

Системный оператор Словакии SEPS объявил об успешном присоединении к ИТ-платформе MARI – одной из четырех общеевропейских торговых платформ балансирующих рынков, которая введена в эксплуатацию в октябре 2022 г. для обмена оперативными резервами вторичного регулирования (manually activated frequency restoration reserves – mFRR) в соответствии с требованиями системного кодекса ENTSO-E о балансировании.

33 TSOs + ENTSO-E (Observer)			
MARI Members (29 TSOs)			MARI Observers (4 TSOs + ENTSO-E)
Austria	Greece	Spain	Serbia
Belgium	Italy	Sweden	Ireland
Croatia	Latvia	Switzerland	Northern Ireland
Czech Republic	Lithuania	Luxembourg	North Macedonia
Denmark	Norway	Bulgaria	ENTSO-E
Estonia	Netherlands		
Finland	Portugal		
France	Poland		
Hungary	Romania		
Germany	Slovak Republic		
	Slovenia		



Таким образом, SEPS после подключения в ноябре 2024 г. к ИТ-платформе PICASSO завершил присоединение ко всем европейским ИТ-платформам.

Последним запланированным SEPS шагом для полноценного участия в трансграничных обменах резервами частотного регулирования в ЕС станет подключение в течение 2025 г. к системе управления пропускной способностью (Capacity Management Modul, CMM) трансграничных связей. Это дополнит возможности, предоставляемые ИТ-платформами PICASSO и MARI, и позволит SEPS более эффективно участвовать в управлении распределением пропускной способности трансграничных сечений.

Официальный сайт SEPS
<http://www.sepsas.sk>

Болгарскому ESO будет предоставлено финансирование из Фонда модернизации ЕС на реализацию первой группы проектов в рамках программы GREENABLER

В целях адаптации национальной электрической сети к масштабной интеграции генерации на базе ВИЭ и обеспечения условий для подключения растущей мощности ВИЭ-генерации Министерство энергетики Болгарии подписало договор с национальным системным оператором ESO о предоставлении финансирования из Фонда модернизации ЕС на реализацию первой группы проектов в рамках масштабной программы «Устойчивая адаптация национальной сети к полному использованию потенциала генерации на базе ВИЭ» (GREENABLER)⁶.

Целью программы GREENABLER является модернизация национальной электрической сети и увеличение ее пропускной способности в целях обеспечения необходимых технических условий для интеграции в энергосистему Болгарии дополнительных мощностей возобновляемой энергетики совокупным объемом 4,5 ГВт.

Программа GREENABLER разделена на основные группы проектов, первая из которых – реконструкция 720 км существующих ЛЭП с целью перевода их с напряжения 220 кВ на 400 кВ с одновременной реконструкцией и соответствующих ПС 220/110 кВ с переводом их на напряжение 400/110 кВ. Поэтапное финансирование данной группы проектов будет осуществляться из Фонда модернизации ЕС. Совокупный объем инвестиций в течение следующих 7 лет составит € 568 млн. В 2024 г. Европейская комиссия выделила € 65 млн на реализацию данной группы проектов. ESO уже приступил к прединвестиционным и подготовительным работам, финансируемым системным оператором за счет собственных средств, а также заключил контракт на проведение ОВОС.

По мнению ESO, реализация программы GREENABLER имеет решающее значение для развития инфраструктуры для передачи электроэнергии в соответствии с задачами по продвижению к низкоуглеродной энергетике. Благодаря реализации проектов, включенных в GREENABLER, будет облегчен процесс подключения новых мощностей ВИЭ-генерации к электрической сети, что окажет косвенную поддержку инвестициям в возобновляемую энергетику, повысит устойчивость и надежность работы передающей сети и принесет финансовую выгоду всем потребителям.

Следующая группа проектов, реализуемых в рамках GREENABLER, включает реконструкцию ЛЭП 20 кВ Хемус – Стара-Планина с переводом ее на напряжение

⁶ Совокупная стоимость проектов, включенных в GREENABLER, составляет € 857 млн.



400 кВ, реконструкцию почти 890 км ЛЭП 110 кВ и удвоение пропускной способности более 92 км ЛЭП 110 кВ в целях увеличения пропускной способности национальной передающей сети. Совокупный объем инвестиций в эти проекты составит € 225 млн, из которых € 203 млн планируется выделить в рамках плана Еврокомиссии RePowerEU, а остальные средства будут предоставлены ESO.

Официальный сайт ESO
<http://www.eso.bg>

Западнобалканские системные операторы подписали декларацию об укреплении регионального сотрудничества

Системные операторы западно-балканских стран-членов Энергетического сообщества – EMS (Сербия), CGES (Черногория), MEPSO (Македония), NOSBiH (Босния и Герцеговина) и OST (Албания) – подписали совместную декларацию об усилении регионального сотрудничества. После интенсивных дву- и многосторонних переговоров при содействии ENTSO-E западнобалканские TSOs согласовали общие рамки сотрудничества на ближайшие годы с учетом потребностей всех стран Юго-Восточной Европы.

Решение, согласованное всеми TSOs взаимосвязанных с западнобалканскими энергосистем, позволит создать региональную организацию, целью которой являются организация скоординированной работы энергосистем и скоординированной торговли электроэнергией, проведение совместных аукционов по продаже электроэнергии и скоординированное взаимодействие западнобалканских TSOs с аналогичными организациями, уже созданными в Центральной и Юго-Восточной Европе.

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

Немецкая MAN Energy Solutions построит крупнейший в Европе тепловой насос в Кельне

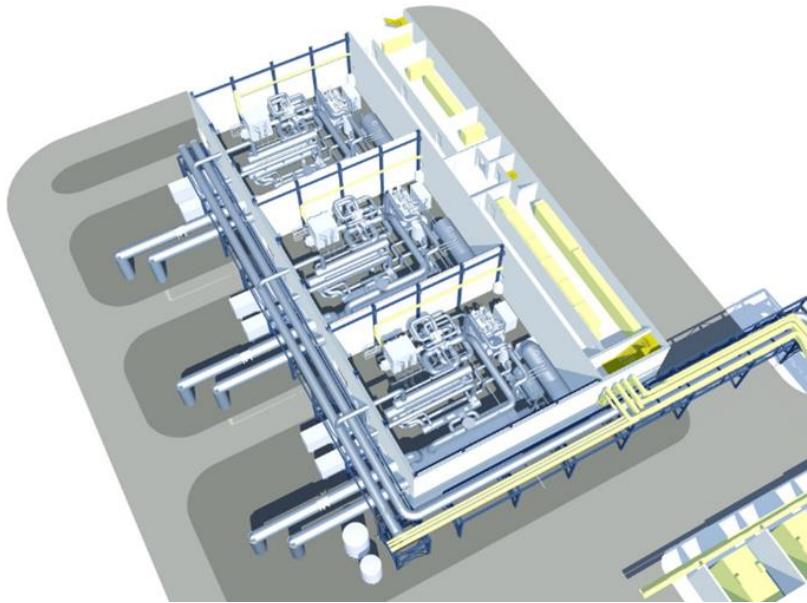
Компания MAN Energy Solutions⁷, выступающая в качестве EPC-подрядчика (проектирование, закупка, строительство), по заказу энергетической компании RheinEnergie AG⁸ построит на р. Рейн тепловой насос (ТН) тепловой мощностью 150 МВт для централизованного теплоснабжения жителей Кельна.

ТН представляет собой компактную конструкцию, состоящую из здания, в котором размещены 3 теплонасосных установки тепловой мощностью 50 МВт каждая, насосная станция централизованного теплоснабжения, а также системы управления и электроснабжения. В состав тепловых установок входят компрессоры с интегрированным редуктором, конденсаторы и теплообменники. На окружающей здание ТН площадке размещена основная часть трубопроводов, через которые происходит забор речной воды и выдача теплоносителя в сеть централизованного теплоснабжения.

⁷ Немецкий производитель крупных дизельных двигателей и турбомашин для морских и стационарных установок, базирующийся в г. Аугсбург. Компания разрабатывает и производит двухтактные и четырёхтактные дизельные двигатели, а также газовые турбины, паровые турбины и компрессоры.

⁸ Региональная энергетическая компания, занимающаяся поставками электроэнергии, газа, воды и тепла, со штаб-квартирой в г. Кельн. Компания обеспечивает энергией и питьевой водой около 2,5 млн человек, промышленные и коммерческие предприятия.





В ТН используется термодинамический цикл с природным хладагентом для извлечения тепловой энергии из Рейна и передачи ее в сеть централизованного теплоснабжения. В испарителе тепловой установки жидкий хладагент за счет тепловой энергии речной воды нагревается, переходя в газообразное состояние. Затем за счет сжатия в компрессоре значительно повышается температура газообразного хладагента, после чего в теплообменнике происходит охлаждение высокотемпературного газообразного хладагента водой, которая при этом нагревается до 110°C. Нагретая вода направляется в сеть централизованного теплоснабжения, а охлажденный в теплообменнике хладагент конденсируется, возвращаясь в жидкое состояние, и направляется в испаритель, после чего термодинамический цикл повторяется.

В контракт, заключенный с MAN Energy Solutions, также входит долгосрочное соглашение о техническом обслуживании ТН, осуществляемое ее дочерней компанией MAN PrimeServ, которая обеспечит мониторинг работы оборудования ТН в режиме реального времени, анализ данных и диагностику с помощью специализированного ПО MAN PrimeServ Assist.

ТН в Кельне станет крупнейшим речным ТН в Европе и позволит сократить выбросы CO₂ на ≈100 тыс. тонн в год. Компрессоры с электрическим приводом также позволяют использовать ТН для быстрого устранения небалансов мощности в сети централизованного электроснабжения, поддерживая тем самым интеграцию ВИЭ-генерации в энергосистему.

Стоимость проекта в Кельне оценивается в € 280 млн. Ожидается, что ТН будет введен в эксплуатацию в 2027 г.

Официальный сайт MAN Energy Solutions
<https://www.man-es.com>

Началось комплексное опробование оборудования HVDC соединения Ариадна между энергосистемами Аттики и Крита

Греческий системный оператор ADMIE приступил к комплексному опробованию оборудования HVDC соединения Ариадна (Ariadne Interconnection) между энергосистемами Аттики (материковая Греция) и о. Крит, включающего в т.ч. две КЛ



500 кВ суммарной пропускной способностью 1 ГВт и протяженностью 335 км, проложенных на глубинах до 1 200 м под поверхностью моря.

Перейти к комплексному опробованию позволило успешное завершение поэтапных работ по подготовке маршрута и прокладке КЛ, которые продолжались с октября 2020 г. по май 2021 г. и которые осуществляли компании-подрядчики проекта Prysmian и Nexans – ведущие производители кабельных систем для энергетики. Перед прокладкой КЛ было проведено исследование морского дна и определены оптимальный маршрут и способы защиты КЛ с учетом технических и экологических требований. С конца 2021 г. по начало 2023 г. осуществлялась посекционная прокладка и монтаж КЛ. Работы по защите КЛ были завершены во втором квартале 2023 г. Ожидается, что HVDC соединение Ариадна, стоимость сооружения которого оценивается в € 1,1 млрд, будет введено в эксплуатацию текущей весной.

Ожидается, что к 2030 г. изолированные энергосистемы всех крупных греческих островов будут соединены с материковой энергосистемой.

Информационно-аналитический ресурс Balkan Green Energy News
<https://balkangreenenergynews.com>

Американская PSE подала заявку на приобретение доли в проекте HVDC соединения North Plains Connector

Американская компания Puget Sound Energy (PSE) стала последней компанией, заявившей об участии в проекте North Plains Connector – строительстве HVDC соединения напряжением ± 525 кВ, пропускной способностью 3 000 МВт и протяженностью ≈ 670 км, которое будет проложено из центральной части Северной Дакоты в юго-восточную Монтану для укрепления связей между Western Interconnection⁹ и операционными зонами системного оператора штатов Среднего Запада и Юга США MISO¹⁰ и корпорации SPP¹¹. Стоимость проекта North Plains Connector оценивается в \$ 3,2 млрд.

PSE подписала необязывающее соглашение с компанией Grid United – одним из разработчиков проекта North Plains Connector – о покупке 25% доли в проекте, соответствующей 750 МВт пропускной способности соединения. Финансовые условия сделки не разглашаются. Еще одним разработчиком проекта North Plains Connector является энергокомпания ALLETE из Миннесоты, владеющая 35% долей в проекте. ALLETE впоследствии будет отвечать за эксплуатацию соединения. Ввод в работу North Plains Connector запланирован на 2032 г.

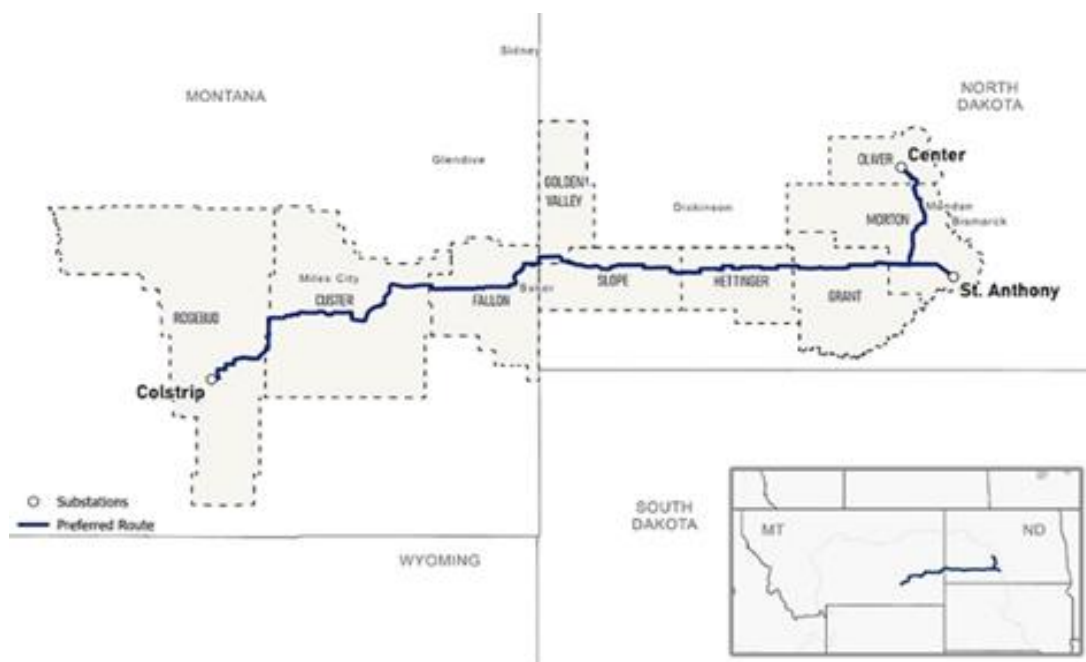
В мае 2024 г. компания Portland General Electric (PGE) объявила о заключении необязывающего соглашения о покупке 20% доли в проекте North Plains Connector, а вслед за этим в ноябре 2024 г. компания Avista из Орегона объявила о приобретении 10% активов North Plains Connector. Grid United продолжит финансирование проекта North Plains Connector. PSE и PGE выкупят свои доли после получения разрешений на сделку от регуляторов, Avista – после ввода соединения в эксплуатацию.

⁹ Западное энергообъединение, Западная объединенная зона – одна из двух основных синхронных зон в США, где в нее входят полностью штаты Вашингтон, Орегон, Айдахо, Вайоминг, Колорадо, Юта, Аризона, Невада, Калифорния и частично штатов Монтана, Нью-Мексико, Техас, Южная Дакота.

¹⁰ Операционная зона включает полностью или частично штаты Техас, Монтана, Северная Дакота, Южная Дакота, Миннесота, Висконсин, Мичиган, Иллинойс, Индиана, Миссури, Кентукки, Арканзас, Миссисипи, Луизиана.

¹¹ Операционная зона включает полностью или частично штаты Техас, Монтана, Северная Дакота, Южная Дакота, Миннесота, Вайоминг, Небраска, Айова, Канзас, Миссури, Оклахома, Арканзас, Нью-Мексико, Луизиана.





HVDC соединения North Plains Connector, в состав которого войдут две HVDC ЛЭП пропускной способностью 1 500 МВт каждая, обеспечивает возможность двунаправленных поставок электроэнергии, что позволит полностью учесть климатические и временные отличия регионов, где пики нагрузки приходятся на разное время суток и различные сезоны, и тем самым избежать избыточного строительства новой генерации. Проведенный анализ показал, что реализация проекта North Plains Connector позволит снизить совокупную потребность в новых генерирующих мощностях в операционных зонах MISO, SPP и Western Interconnection на 3 550 МВт.

Информационно-аналитический ресурс RTO Insider
<https://www.rtoinsider.com>

Техасский ERCOT опубликовал очередную редакцию Плана развития региональной передающей сети на 2026-2030 годы

Системный оператор штата Техас ERCOT опубликовал очередной ежегодный План развития региональной передающей сети на 2026-2030 гг. (2024 Regional Transmission Plan, RTP 2024), включающий оценку потребности в пропускной способности передающей сети на пятилетний период.

Как отмечается в RTP 2024, ожидается беспрецедентный рост нагрузки потребления в штате, которая вырастет до более 150 ГВт летом 2030 г., что на 35,7% превышает значение нагрузки потребления летом 2029 г. (RTP 2023 г.), причем более 50 ГВт нагрузки будет приходиться на индивидуальных потребителей, чья нагрузка потребления превышает 75 МВт.

ERCOT считает, что для удовлетворения растущего спроса на электроэнергию и обеспечения поставок электроэнергии в крупные центры потребления потребуется в общей сложности реализовать 274 проекта строительства электросетевой инфраструктуры (для сравнения: по данным RTP 2023 для удовлетворения растущего спроса на электроэнергию требовалось реализовать 173 проекта, а RTP 2022 – 89 проектов), а также реконструировать свыше 9 600 км цепей ЛЭП напряжением 345 кВ.

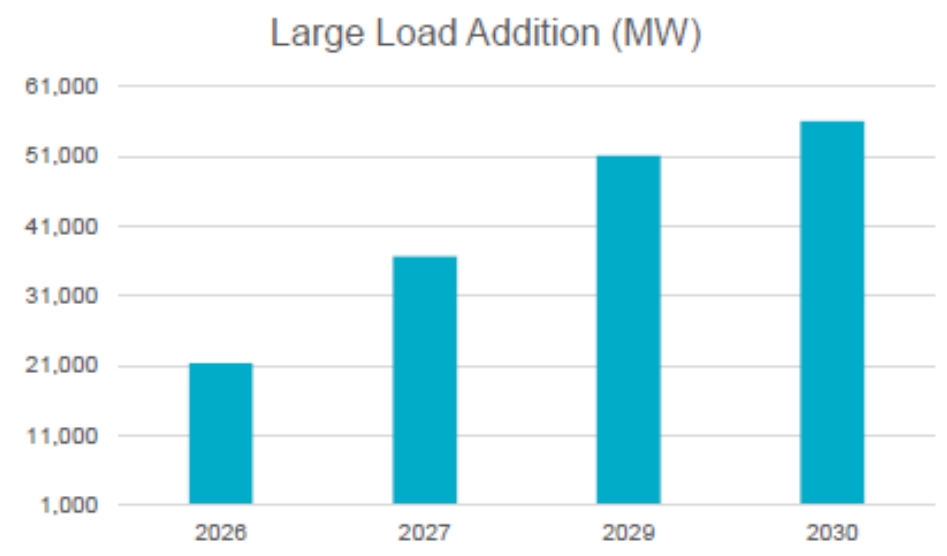


Figure 3: Large Load Addition in 2024 RTP (MW)

Кроме того, в RTP 2024 рассмотрена возможность развития сети 765 кВ в качестве альтернативы сети 345 кВ. Сравнительный анализ эффективности развития сети 345 кВ или 765 кВ и динамический анализ перегруженности передающей сети ERCOT планирует направить на рассмотрение отраслевого регулятора штата до конца января 2025 г.

Официальный сайт ERCOT
<https://www.ercot.com>

Американская PSEG определила предварительный маршрут новой ЛЭП напряжением 500 кВ

Американская компания Public Service Enterprise Group (PSEG)¹² – один из разработчиков проекта ЛЭП 500 кВ Maryland Piedmont Reliability Project (MPRP) – предложила предварительный маршрут ЛЭП. Проект был одобрен системным оператором штатов Восточного побережья США PJM Interconnection (PJM)¹³ в 2022 г. в составе пакета мер совокупной стоимостью \$ 5 млрд, направленных на повышение надежности энергосистемы.

ЛЭП 500 кВ MPRP протяженностью 70 миль (≈113 км) пройдет от северной части округа Балтимор и округ Кэрролл (штат Мэриленд) до ПС 500 кВ Doubs в округе Фредерик (штат Вирджиния). По мнению PSEG, в связи с плотной застройкой территорий вокруг существующих ЛЭП проложить новую ЛЭП параллельно существующим не удастся – для прокладки ЛЭП 500 кВ MPRP требуется новая полоса отчуждения. Предполагаемая стоимость строительства ЛЭП 500 кВ MPRP составит \$ 424 млн, а ввести ЛЭП в эксплуатацию планируется в июне 2027 г.

Строительство ЛЭП 500 кВ MPRP обеспечит возможности для увеличения импорта электроэнергии из соседних регионов и поможет Мэриленду избежать прогнозируемый дефицит мощности, обусловленный значительным сокращением

¹² Публичная диверсифицированная американская энергетическая компания со штаб-квартирой в Ньюарке (штат Нью-Джерси).

¹³ В операционную зону входят полностью или частично округ Колумбия и штаты Делавэр, Иллинойс, Индиана, Кентукки, Мэриленд, Мичиган, Нью-Джерси, Северная Каролина, Огайо, Пенсильвания, Теннесси, Вирджиния, Западная Вирджиния.

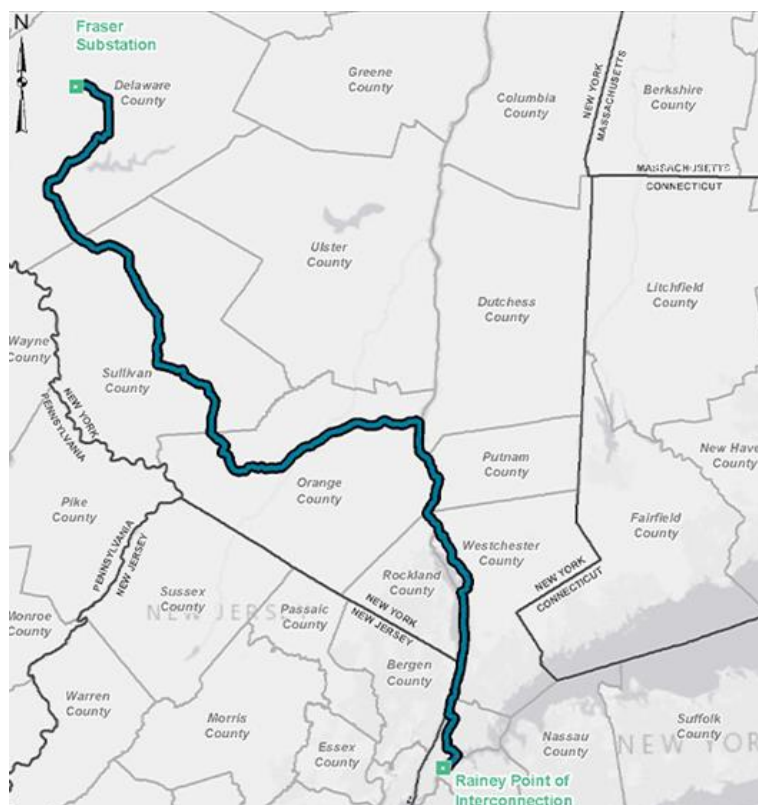


местных генерирующих мощностей и ростом нагрузки потребления, а также позволит поддерживать конкурентоспособные цены на электроэнергию для потребителей.

Информационно-аналитический ресурс RTO Insider
<https://www.rtoinsider.com>

Нью-Йоркское NYPA направило запрос на возобновление реализации и присвоение проекту HVDC соединения Clean Path NY статуса приоритетного

Управление по энергетике г. Нью-Йорка (New York Power Authority, NYPA) направило запрос отраслевому регулятору штата Нью-Йорк (New York Public Service Commission, NYPSC) на возобновление реализации проекта строительства HVDC соединения Clean Path NY и присвоение проекту статуса приоритетного инфраструктурного проекта (Priority Transmission Project, PTP)¹⁴.



Проектом, реализуемым NYPA и компанией Forward Power¹⁵ в рамках государственно-частного партнерства, предусмотрено строительство HVDC соединения протяженностью 178 миль (≈280 км), по которому электроэнергия совокупной мощностью 3,8 ГВт, выработанная 23 объектами генерации на базе ВИЭ – СЭС и наземными ВЭС, которые планируется построить в округе Делавэр, будет поставляться потребителям в Куинсе (Нью-Йорк). Конструкция соединения обеспечивает возможность двунаправленных поставок электроэнергии при необходимости. Стоимость проекта оценивается в \$ 11 млрд. Однако в ноябре 2024 г. оглашение о реализации проекта между Управлением по исследованиям и разработкам в области энергетики штата Нью-Йорк (NYSERDA) и разработчиками проекта было расторгнуто.

¹⁴ Проекты со статусом PTP являются приоритетными и передаются NYPA исключительно для разработки.

¹⁵ Совместное предприятие компаний EnergyRe и Invenergy.

По мнению NYPA, строительство HVDC соединения Clean Path NY создаст условия для ускорения развития и удовлетворения потребностей штата Нью-Йорк в поставках электроэнергии, выработанной из ВИЭ, из северных штатов непосредственно в Нью-Йорк, снизит сетевые перегрузки, поддержит усилия по декарбонизации энергосистемы в соответствии с поставленными штатом климатическими целями. NYPA понимает, что согласование запроса Управления со стороны отраслевого регулятора может быть получено не ранее середины 2027 г., что отодвинет дату ввода в эксплуатацию HVDC соединения Clea Path NY на период после 2030 г.

Информационно-аналитический ресурс RTO Insider
<https://www.rtoinsider.com>

Американская FERC отклонила заявку PJM на внесение изменений в формирование Плана развития региональной энергосистемы

Федеральная комиссия по регулированию энергетики (FERC) США отклонила три взаимосвязанные заявки, поданные PJM и сетевыми компаниями на внесение изменений в формирование Плана развития региональной передающей сети (Regional Transmission Expansion Plan, RTEP), касающиеся переноса Протокола¹⁶ из Операционного соглашения (Operating Agreement, OA) в Консолидированное соглашение с сетевыми компаниями (Consolidated Transmission Owners Agreement, CTOA). По мнению системного оператора и сетевых компаний, предлагаемые изменения создавали возможность подачи сетевыми компаниями независимых заявок в RTEP (в соответствии с разделом 205 Федерального закона об электроэнергетике).

FERC посчитала, что такие изменения приведут к уменьшению независимости PJM, предоставлению бóльших прав сетевым компаниям при формировании RTEP – фактически сетевым компаниям в операционной зоне PJM предоставляется право наложения вето на подаваемые системным оператором в RTEP предложения, являются дискриминационными по отношению к другим участникам энергорынка и противоречат приказу FERC № 2000 от 1999 г. Комиссией отмечается также, что перенос Протокола из OA в CTOA может ограничить PJM в возможности отбора и включения в RTEP более экономически эффективных по сравнению с локальными региональных проектов по передаче электроэнергии.

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

FERC одобрила предложение PJM по исключению EE-ресурсов из рынка мощности

FERC одобрила предложение PJM не включать EE-ресурсы¹⁷ в аукционы по отбору поставщиков мощности, что позволит снизить розничные счета без влияния на снижение нагрузки потребления, обусловленного повышением энергоэффективности потребителей. FERC пришла к выводу, что текущая методология прогнозирования нагрузки «разумно учитывает меры по повышению энергоэффективности для потребителей». Плата за мощность для EE-ресурсов на 2024-2025 год поставки

¹⁶ Протокол содержит правила и процедуры, которыми руководствуется PJM при разработке RTEP.

¹⁷ К категории «энергоэффективных» (energy efficiency, EE) потребителей относятся розничные потребители, снижающие нагрузку потребления без ущерба для основного производства в периоды пиковых нагрузок на энергосистему, режимы работы которых не регулируются системным оператором.



составляет \$ 126 млн, но снижение их нагрузки уже компенсируется снижением платы за потребленную электроэнергию в той степени, в которой они фактически уменьшают объем своего электропотребления. Исключение EE-ресурсов должно сократить итоговые затраты на рынок мощности без какого-либо влияния на общий объем, который PJM должен закупить для выполнения требований по резерву.

PJM начал осуществлять платежи за мощность для EE-ресурсов в 2009 г. В сентябре 2024 г. PJM подал в FERC предложение об исключении EE-ресурсов и просил согласовать его до проведения следующего аукциона.

Решению FERC предшествовало длительное разбирательство с компанией American Efficient, которой предъявляется обвинение в манипулировании тарифами MISO и PJM, что привело к получению незаконной прибыли в виде платежей за свою EE-программу, которая на самом деле не обеспечивала сокращение потребления. По итогам расследования федеральный регулятор обязал American Efficient защитить свою программу перед PJM и MISO или выплатить штраф \$ 722 млн и вернуть \$ 253 млн полученной прибыли. В прилагаемом к постановлению FERC отчете сообщается, что American Efficient, вместо использования полученных от рынка мощности доходов для обеспечения снижения спроса (закупки EE-ресурсов), проводила исследование конъюнктуры рынка, оценивая потенциальное снижение объема потребления при продаже определенных продуктов, а затем выставляя этот объем на рынок, как если бы он действительно привел к экономии. До выхода на рынок PJM American Efficient была лишена доступа к рынкам мощности ISO-NE¹⁸ и MISO, но не проинформировала об этом PJM, более того, расширила программу, увеличив свою долю почти до ¾ всех EE-ресурсов на рынке PJM.

Информационно-аналитический ресурс RTO Insider
<https://www.rtoinsider.com>

Американский MISO планирует продлить срок эксплуатации энергоблока № 9 угольной ТЭС Lakefront в штате Висконсин

Системный оператор Среднего Запада и Юга MISO объявил о пролонгации на год действия соглашения об оказании услуг по поддержанию системной надежности (System Support Resource Agreement, SSRA), предусматривающего продление эксплуатации блока № 9 ТЭС Lakefront в целях обеспечения балансовой надежности энергосистемы в операционной зоне MISO.

Энергоблок № 9 ТЭС Lakefront установленной мощностью 63 МВт был введен в эксплуатацию в 2006 г. Собственник ТЭС Lakefront – энергосбытовая компания Manitowoc Public Utilities – планировала приостановить работу энергоблока в целях реконструкции с переводом его на использование в качестве топлива ВИЭ. Вернуть энергоблок в работу планировалось к концу января 2026 г. Однако в феврале 2023 г. MISO заключил SSRA с Manitowoc из-за неустраняемых проблем тепловой перегрузки электрической сети и превышения заданного уровня напряжения в 12 контрольных пунктах, если энергоблок № 9 будет выведен из работы в соответствии с запланированным графиком.

MISO ожидает, что столкнется с аналогичными нерешаемыми проблемами и в предстоящий летний период, и ни одна из заинтересованных сторон пока не смогла предложить реальной альтернативы устранения этих проблем без пролонгации SSRA

¹⁸ ISO New England – системный оператор Новой Англии (региона на северо-востоке США, куда входят штаты Коннектикут, Мэн, Массачусетс, Нью-Гэмпшир, Род-Айленд и Вермонт).



в отношении энергоблока № 9 ТЭС Lakefront. На текущий момент, по оценке MISO, отсутствуют объекты генерации, способные заместить выбывающую мощность блока № 9, «жизнеспособные» варианты перераспределения перетоков электроэнергии (мощности) по передающей сети и ресурсы управления нагрузкой потребления в достаточном объеме, чтобы избежать заключения SSRA. Альтернативой могла быть запланированная модернизация сетевой инфраструктуры 138/69 кВ в проблемном энергорайоне, однако она не будет завершена до середины 2028 г. Если не будут найдены иные решения, пролонгированное SSRA вступит в силу 1 февраля 2025 г.

Информационно-аналитический ресурс RTO Insider
<https://www.rtoinsider.com>

Канадские провинции Квебек и Лабрадор заключили принципиальное соглашение о поставках электроэнергии, выработанной гидрогенерацией в течение 50 лет

Власти Квебека заключили принципиальное (юридически необязывающее) соглашение о поставках в течение следующих 50 лет потребителям в Квебеке совокупно 7 200 МВт «чистой» электроэнергии, выработанной ГЭС в провинции Лабрадор, по цене ниже цены электроэнергии, вырабатываемой любой другой возобновляемой генерацией на базе ВИЭ в Северной Америке.

Принципиальное соглашение продлевает доступ потребителей в Квебеке к электроэнергии, вырабатываемой действующей ГЭС Черчилл-Фолс, а также предусматривает расширение мощностей ВИЭ-генерации в Лабрадоре, включая увеличение мощности ГЭС Черчилл-Фолс за счёт модернизации и строительство новых ГЭС в том же месте и на о. Галл. В совокупности это позволит довести предусмотренную соглашением мощность ВИЭ-генерации до 9 190 МВт, из которых компания Hydro-Québec приобретёт 7 200 МВт, а Newfoundland and Labrador Hydro – оставшиеся 1 990 МВт.

Hydro-Québec будет платить в среднем \$ 0,04¹⁹ за кВт*ч ГЭС Черчилл-Фолс и \$ 0,11 за кВт*ч новым ГЭС, что значительно ниже \$ 0,13 за кВт*ч, учтенных в качестве средней стоимости электроэнергии в плане развития провинции Квебек на период до 2035 г. С учётом затрат на модернизацию действующей и строительство новой генерации средняя цена электроэнергии, поставленной из Лабрадора, составит \$ 0,06 за кВт*ч, что на сегодняшний день на 50% ниже цены других объектов ВИЭ. Соглашение позволит Hydro-Québec ограничить ежегодный рост тарифов для населения на уровне 3%, а для коммерческих и промышленных предприятий – на уровне 4-5%, что поможет сохранить конкурентоспособные тарифы. С учетом упомянутых в соглашении ГЭС и проектов, включенных в план развития провинции, мощность ВИЭ-генерации, обслуживающей потребителей в Квебеке, к 2035 г. увеличится более чем на 11 тыс. МВт. Это позволит поддержать усилия властей по удовлетворению растущего спроса на электроэнергию и декарбонизации экономики.

Принципиальное соглашение, хотя и не является обязательным к исполнению, создаёт основу для дальнейших действий. В ближайшие месяцы стороны продолжат детальный анализ для заключения юридически обязывающего соглашения.

Информационно-аналитический ресурс World Energy
<https://www.world-energy.org>

¹⁹ В пересчёте на курс американского доллара по состоянию на 2024 г.

