



**СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР  
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ**

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

**20.06.2025 – 26.06.2025**



---

## ЕВРОПА

---

### Британская SSEN Transmission продемонстрировала программный интерфейс для совмещения различных HVDC-систем и оборудования

Компания SSEN Transmission<sup>1</sup> продемонстрировала проект Aquila Lite – программный интерфейс, который обеспечивает совместимость HVDC-оборудования разных производителей (мультивендорная совместимость), позволяя различным системам, таким как элементы управления и силовые цепи, работать вместе, устраняет необходимость в дорогостоящем преобразовательном оборудовании при передаче электроэнергии между системами переменного и постоянного тока.

Проект знаменует собой значительный прорыв в реализации потенциала шельфовой HVDC-сети, которая может обеспечить передачу огромных объемов электроэнергии, выработанной ВИЭ-генерацией, что имеет огромное значение для достижения национальных целей в области чистой энергетики и энергетической безопасности. Технология мультивендорной совместимости разработана и запатентована Национальным HVDC-центром, который принадлежит и управляется SSEN Transmission в партнерстве с другими операторами передающих систем и национальным системным оператором NESO.

Помимо снижения капитальных затрат на строительство преобразователей, необходимых для связи различных систем, Aquila Lite снижает риски отказов в цепочке поставок, позволяя избежать зависимости от одного поставщика. По словам руководителя проекта Aquila Lite Нитианантана Веджаяна, достижение мультивендорной совместимости HVDC-оборудования знаменует собой новую эру в области устойчивой энергетики. Aquila Lite показывает, как устройства разных производителей могут гармонично подключаться к сети постоянного тока и работать совместно в соответствии с требованиями владельцев и TSOs.

SSEN Transmission планирует до завершения проекта продемонстрировать использование возможностей Aquila Lite для оборудования, производимого компаниями Hitachi Energy и Siemens Energy, и продолжает активно работать со всеми поставщиками HVDC-оборудования для демонстрации совместимости данной технологии с их оборудованием.

*Информационно-аналитический ресурс Smart Energy*  
<https://www.smart-energy.com>

### В Финляндии запущен пилотный рынок системных услуг по управлению сетевыми перегрузками

Системный оператор Финляндии Fingrid объявил о запуске пилотного рынка системных услуг по управлению сетевыми перегрузками – FinFlex. Энергетическое управление Финляндии утвердило положение о рынке и условиях участия в FinFlex в апреле 2025 г.

FinFlex является первым в Финляндии рынком системных услуг, где потребности в управлении перегрузками как передающих, так и распределительных

---

<sup>1</sup> Собственник передающей сети на севере Шотландии.



сетей удовлетворяются в рамках общего рынка. Операции по покупке/продаже услуг по управлению сетевыми перегрузками будут осуществляться на торговой платформе, управляемой компанией NODES, что облегчает торговлю системными услугами между Fingrid, DSOs и поставщиками.

FinFlex будет использоваться для устранения рисков возникновения сетевых перегрузок. Такие риски, скорее всего, будут возникать в зимние месяцы, но также возможно, что потребности в устранении сетевых перегрузок будут возникать в течение всего года, например, из-за плановых отключений или повреждений электросетевого оборудования.

Участники FinFlex будут информироваться о потребности в услугах по устранению сетевых перегрузок через торговую платформу NODES по мере их возникновения. Свои услуги на FinFlex также могут предложить поставщики гибких энергоресурсов, не отвечающих техническим требованиям рынков резервов мощности.

Стать участниками FinFlex могут поставщики услуг, владеющие/управляющие гибкими энергоресурсами в любом месте Финляндии. Поставщикам услуг рекомендуется присоединиться к торговой платформе NODES заранее, до того, как возникнет необходимость в устранении сетевых перегрузок.

Для получения статуса участника FinFlex поставщику необходимо подписать договор с NODES. NODES организует информационные сессии, в рамках которых будет предоставлять рекомендации по участию в FinFlex, использованию торговой платформы и интерфейсов.

Проект по управлению сетевыми перегрузками будет действовать самое позднее до декабря 2027 г.

*Информационно-аналитический ресурс Smart Energy*  
<https://www.smart-energy.com>

## **Использование технологий динамического рейтинга ВЛ позволяет системным операторам Tennet и Fingrid увеличить пропускную способность передающей сети**

Немецко-голландский системный оператор Tennet продолжает использовать технологию динамического рейтинга (Dynamic Line Rating, DLR), предусматривающую установку на ВЛ датчиков, которые каждые пять минут измеряют температуру и степень провисания проводов. На основе полученных данных и прогнозов погоды с помощью специализированной IT-платформы системный оператор может на 56 часов вперед определить максимально допустимый переток мощности. Использование DLR-технологии позволяет определить в зависимости от текущих условий объем дополнительных перетоков, что важно в периоды высокой выработки ВЭС или СЭС, и может обеспечить передачу по высоковольтной сети до 30% дополнительной мощности.

Весной текущего года DLR была внедрена еще на пяти высоковольтных ВЛ; таким образом, количество магистральных ВЛ, на которых внедрена DLR, достигло десяти. Кроме того, на некоторых ВЛ начата эксплуатация новой DLR-технологии, которая не предусматривает установку линейных датчиков. Эта технология позволяет обеспечить передачу меньшей дополнительной мощности, но гораздо проще в части внедрения. Всего к концу 2025 г. ТеннеТ планирует внедрить обе DLR-технологии на 20 высоковольтных ВЛ – как на магистральных ВЛ напряжением 380 кВ, так и на ВЛ в сети напряжением 110 кВ и 150 кВ.





Электрическая сеть Нидерландов становится все более перегруженной, поэтому в ближайшие годы планируется ее значительное расширение. Расширение и модернизация электросетевой инфраструктуры требуют больших затрат и времени, поэтому применение таких интеллектуальных решений, как использование DLR-технологий для более эффективного использования существующей сети, имеет важное значение в краткосрочной перспективе, однако не решает проблему перегруженности передающей сети в долгосрочной перспективе, поэтому TenneT в ближайшие 10 лет планирует провести модернизацию около 460 км сети 380 кВ.

Финский системный оператор Fingrid также начал использование DLR-технологий: заключил договор с эстонской компанией Gridraven на внедрение DLR на пяти ВЛ 400 кВ совокупной протяженностью 700 км с возможностью последующего внедрения DLR на всех на магистральных ВЛ 400 кВ совокупной протяженностью 5 500 км, к концу 2025 г. Внедрение DLR позволит Fingrid эффективнее использовать существующую электросетевую инфраструктуру, особенно в зонах со сложным природным ландшафтом, и обеспечит высвобождение до 30% дополнительной пропускной способности передающей сети ежегодно, что позволит значительно снизить затраты на сооружение новой электросетевой инфраструктуры.

*Официальный сайт TenneT, информационно-аналитический ресурс Smart Energy*  
<https://www.tennet.eu>, <https://www.smart-energy.com>

## Немецкий TransnetBW получил разрешение на строительство участка SuedLink

Немецкий системный оператор TransnetBW – один из разработчиков проекта строительства HVDC-соединения SuedLink<sup>2</sup>, получил от Федерального сетевого

<sup>2</sup> HVDC-соединение  $\pm 525$  кВ протяженностью 700 км и пропускной способностью 4 ГВт, которое обеспечит передачу электроэнергии, вырабатываемой кластером шельфовых ВЭС в Северной Германии, с промышленными центрами на юге Германии, в федеральных землях Бавария и Баден-Вюртемберг.

агентства Германии (Bundesnetzagentur, BNetzA) разрешение на строительство участка протяженностью 46 км в южной части федеральной земли Нижняя Саксония – от Айнбека до границы с федеральной землей Гессен.

Начало строительства запланировано на лето 2025 г. Подготовительные работы, которые начнутся в ближайшее время, предусматривают сооружение подъездных путей к строительной площадке и ее оборудование необходимой техникой и материалами. Затем способом горизонтально-направленного бурения будут проложены подземные кабелепроводы в местах пересечений SuedLink с водными преградами и автодорогами, после начнется укладка КЛ.

Официальный сайт TransnetBW  
<http://www.transnetbw.de>

## **Австрийский APG приступил к капитальной реконструкции ПС Weißenbach в целях приведения ее в соответствие с современными требованиями**

Австрийский системный оператор Austrian Power Grid (APG) приступил к работам по капитальной реконструкции ПС Weißenbach, которые продлятся до 2029 г. Эксплуатируемая с 1958 г. ПС Weißenbach, расположенная в федеральной земле Штирия, будет приведена в соответствие с современными требованиями в целях повышения надежности электроснабжения потребителей в регионе и обеспечения доступности ВИЭ для потребителей на всей территории Австрии.

В рамках капитальной реконструкции ПС Weißenbach планируется провести комплекс строительных и электротехнических работ, включающих, в т.ч. обновление девяти распределительных щитов 220 кВ, установку двух новых трансформаторов 220/110 кВ, включая системы пожаротушения, а также сооружение складского помещения. Расположение ПС Weißenbach на склоне холма, ограниченные размеры строительной площадки, а также узкие подъездные пути требуют тщательно продуманной логистики транспортных операций. Совокупный объем инвестиций APG в реконструкцию ПС составит € 45 млн.

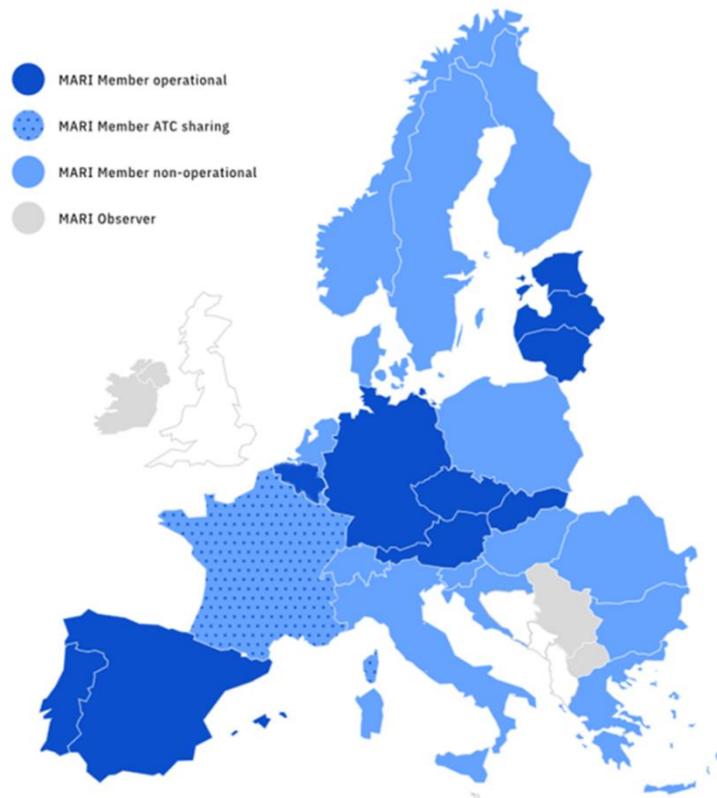
ПС Weißenbach является основной узловой ПС в региональной распределительной сети и точкой подключения высоковольтного соединения Ennstal напряжением 220 кВ, связывающего ПС в Вайсенбахе (Штирия) с ПС в Ваграйне (федеральная земля Зальцбург). Соединение Ennstal имеет важное значение для австрийской энергосистемы – соединение обеспечивает передачу избыточной электроэнергии, выработанной ВИЭ-генерацией (в т.ч. ветровой и солнечной), из восточной части к ГАЭС, расположенным в центральной и западной частях страны, что обеспечивает доступ к ВИЭ и надежное электроснабжение потребителей на всей территории Австрии и поддерживает усилия правительства страны по осуществлению энергоперехода. Капитальная реконструкция соединения Ennstal запланирована с середины 2026 г. до весны 2028 г.

Официальный сайт APG  
<https://www.apg.at>

## **Бельгийский Elia сообщил о присоединении к европейской ИТ-платформе MARI**

Системный оператор Бельгии Elia сообщил о присоединении к ИТ-платформе MARI, в рамках которой осуществляется активация и обмен оперативными резервами вторичного регулирования (mFRRs).





Как и в случае с IT-платформой PICASSO, в рамках которой осуществляется активация и обмен автоматическими резервами вторичного регулирования (aFRRs) и к которой Elia присоединился в 2024 г., MARI обеспечивает Elia доступ к наиболее дешевым резервам мощности для балансирования, размещенным за пределами бельгийской энергосистемы. Возможность задействовать дополнительные mFRR повышает устойчивость и надежность.

IT-платформа MARI, которая внедряется во всех энергосистемах стран-членов ЕС в соответствии с требованиями Регламента Еврокомиссии № 2017/2195 от 23 ноября 2017 г. об утверждении правил по балансированию энергосистемы, была запущена в 2022 г. по инициативе 29 европейских TSO, что стало важным этапом в международной координации управления mFRR и интеграции европейских балансирующих рынков.

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

## На рассмотрение парламента Швейцарии направлен законопроект о реконструкции и расширении электрических сетей

Федеральный совет Швейцарии<sup>3</sup> передал на рассмотрение парламенту страны законопроект о реконструкции и расширении электрических сетей – Netzexpress. Законопроект содержит важные законодательные изменения, гарантирующие, что трансформация электрической сети будет идти в соответствии с трансформацией национальной энергосистемы.

<sup>3</sup> Национальное правительство Швейцарской конфедерации, одновременно являющееся коллективным главой государства.

По мнению швейцарского системного оператора Swissgrid, утверждение Netzexpress имеет решающее значение для обеспечения того, чтобы расширение электрической сети соответствовало росту мощности ВИЭ-генерации. Swissgrid отмечает, что с текущими процедурами выдачи разрешений на реализацию проектов расширение электрической сети отстает от роста генерирующих мощностей. Предусмотренный Netzexpress отказ от процедуры отраслевого планирования для реконструкции существующих ЛЭП, являющийся центральным положением законопроекта, может ускорить реализацию проектов, направленных на укрепление и расширение электрических сетей. Возраст 2/3 передающих сетей Швейцарии на сегодняшний день составляет от 50 до 80 лет, и в ближайшее десятилетие необходимо провести их модернизацию, что вызовет значительный рост количества сетевых проектов. Отказ от сложной процедуры отраслевого планирования при замене существующих ЛЭП на новые, проходящие по той же трассе, может ускорить реализацию таких проектов на 2-4 года.

Одновременно из законопроекта исключен принцип предпочтительности ВЛ при расширении передающей сети. Как показало исследование, проведенное в Швейцарии, использование подземных КЛ в высоковольтной сети создает значительные технические и эксплуатационные проблемы – ремонт подземной КЛ может занять от нескольких недель до нескольких месяцев. Кроме того, стоимость подземной КЛ в 2-10 раз превышает стоимость ВЛ. Поэтому крайне важным представляется ограничение доли подземных КЛ в передающей сети.

Также в долгосрочной перспективе негативное влияние на устойчивость энергосистемы и надежность электроснабжения может оказать использование текущего принципа рассмотрения заявок на строительство электросетевой инфраструктуры – в порядке их поступления. В будущем, по мнению системного оператора, необходимо проводить комплексную оценку проектов, которая в т.ч. позволит определить те места в передающей сети, где прокладка подземных КЛ является действительно необходимой и экономически приемлемой.

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

## Опытная эксплуатация межсистемного HVDC-соединения между Критом и Атикой продлится все летние месяцы

По информации системного оператора Греции ADMIE, опытная эксплуатация межсистемного HVDC-соединения между о. Крит и Атикой, строительство которого осуществлялось Ariadne Interconnection – дочерней компанией ADMIE, продлится все летние месяцы текущего года.

В соединении 500 кВ пропускной способностью 1 ГВт используются VSC инверторы<sup>4</sup>. Подводная часть соединения проложена на глубине до 1 200 м, что, по информации IPTO, делает его одним из самых глубоководных электрических соединений в мире. Бюджет проекта строительства HVDC-соединения Крит – Атика составил € 1,1 млрд, включая софинансирование ЕС в объеме € 535,5 млн.

Энергосистемы Крита и полуострова Пелопоннес впервые связаны в 2021 г. AC-соединением, и ввод в эксплуатацию второго межсистемного соединения между крупнейшим греческим островом и материковой энергосистемой является важной

<sup>4</sup> Инвертор с питанием от источника напряжения: напряжение входной сети постоянно, а величина тока в цепи зависит от мощности нагрузки.



вехой. HVDC-соединение в сочетании с AC-соединением через Пелопоннес позволяет полностью снять электрическую изоляцию Крита и превратить его в энергетический хаб. Строительство было завершено за 4,5 года, тогда как реализация аналогичных проектов в ЕС занимала более 7 лет.

*Информационно-аналитический ресурс Smart Energy*  
<https://www.smart-energy.com>

## **Завершена прокладка восточной ветки Тирренского HVDC-соединения, которая свяжет энергосистемы Кампании и Сицилии**

Системный оператор Италии Terna сообщил о завершении прокладки первой подводной КЛ восточной ветки Тирренского HVDC-соединения, которая свяжет энергосистемы итальянского региона Кампании и о. Сицилии.

Тирренское HVDC-соединение 500 кВ совокупной протяженностью порядка 970 км и пропускной способностью 1 000 МВт, в строительство которого Terna планирует инвестировать в общей сложности € 3,7 млрд, состоит из двух частей: восточной ветки между Кампанией и Сицилией и западной ветки между Сицилией и Сардинией. Завершение проекта строительства Тирренского HVDC соединения, который является одним из важнейших проектов, реализуемых Terna в целях повышения надежности электроснабжения итальянских потребителей, запланировано на 2028 г. Совокупный объем инвестиций в строительство Тирренского соединения составляет около € 3,7 млрд. Ожидается, что соединение укрепит электрические связи между тремя итальянскими регионами – Кампанией, Сицилией и Сардинией, увеличит мощность обменов электроэнергией между ними и повысит энергетическую гибкость национальной энергосистемы.

Проект строительства восточной ветки стоимостью € 500 млн является одним из трех проектов Terna, включенных в программу ЕС REPowerEU. Работы по установке подводных КЛ осуществляются судном-кабелеукладчиком Leonardo Da Vinci, принадлежащим итальянской компании Prysmian Group (Prysmian), которая в 2021 г. получила в рамках проекта строительства Тирренского HVDC-соединения рамочный контракт на проектирование, поставку, установку и испытание более 1500 км силовых HVDC-кабелей. Установка КЛ была выполнена в два этапа: первый участок протяженностью 260 км был установлен в марте; а установка второго участка протяженностью 230 км была начата в апреле. Всего за два месяца было установлено около 490 км КЛ – начиная от Фьюметорто в муниципалитете Термини-Имерезе до Торре-Тушия-Магаццено в муниципалитете Баттипалья.

Завершение прокладки подводной КЛ между Сицилией и Кампанией является важной вехой как для Terna и Prysmian, так и для Италии в целом. Восточная ветка Тирренского соединения, максимальная глубина укладки которой достигала 1560 м, является самым длинным подводным электрическим соединением, когда-либо построенным Terna.

Параллельно с прокладкой подводных КЛ ведутся строительные работы на участках, где будут размещены ППС в Эболи и Термини Имерезе. В Кампанией Тирренское соединение будет подключено к наземной энергосистеме в районе порта Торре Тушия Магаццено путем прокладки подземной КЛ протяженностью около 15 км, спроектированной так, чтобы минимизировать воздействие на окружающую среду и ландшафт. Аналогичным образом на Сицилии соединение будет подключено к наземной электрической сети в Фьюметорто подземной КЛ протяженностью около 10



км. Terna и Prysmian ожидают, что восточная ветка Тирренского соединения будет введена в эксплуатацию в 2026 г.

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

## АМЕРИКА

### Калифорнийский CAISO утвердил обновленный план развития энергосистемы

Системный оператор американского штата Калифорния утвердил очередной ежегодно обновляемый План развития передающей системы на десятилетний период – 2024-2025 Transmission Plan (TP 2024-2025). При разработке учитывался прогнозируемый ввод в эксплуатацию новой генерации (преимущественно на базе ВИЭ) в объеме до 76 ГВт к 2039 г. Всего в План включен 31 проект совокупной стоимостью \$ 4,8 млрд, включая 28 проектов строительства электросетевой инфраструктуры, необходимой для покрытия растущего спроса на электроэнергию, особенно в районе Сан-Франциско-Бей. Остальные 3 проекта направлены на выполнение разработанных CPUC целевых показателей по объему ВИЭ-генерации в портфеле энергетических активов штата.

Ряд проектов предусматривает реконструкцию действующих ЛЭП с заменой проводов на усовершенствованные, что позволяет увеличить пропускную способность существующей сети без строительства новых ЛЭП. Внедрение этих и других технологий повышения пропускной способности сети уже несколько лет является частью процесса планирования CAISO. План отражает прогнозируемое увеличение годового темпа роста нагрузки потребления в штате и необходимость обеспечения надёжного электроснабжения в быстро меняющихся условиях. По прогнозам, годовой темп роста максимума нагрузки потребления увеличится с 0,99% до 1,53%. В районе Сан-Франциско-Бей годовой темп роста максимума нагрузки потребления может увеличиться с прогнозируемых ранее 1,22% до 2,14%, причем большая часть прогнозируемого роста нагрузки потребления, обусловлена электрификацией транспортного и строительного секторов, а также увеличением количества ЦОД.

Наиболее значимыми проектами, включенными в План, являются:

- Укрепление сети 500 кВ в регионе Большого залива – строительство ЛЭП 500 кВ для электроснабжения южной части региона.
- Строительство ЛЭП 230 кВ от ПС San Jose B до ПС Northern в Сан-Хосе;
- Модернизация сетевой инфраструктуры в районе Южного залива – замена проводов на усовершенствованные на 5 ЛЭП 115 кВ и изменение топологии сети 115 кВ в районе г. Сан-Хосе.
- Модернизация сетевой инфраструктуры в районе Северного Окленда – строительство двух ЛЭП 115 кВ и увеличение пропускной способности и трансформаторной мощности существующих ЛЭП и ПС соответственно.

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



## Региональный системный оператор SPP утвердил разработчиков проекта строительства ВЛ 345 кВ Mathewson – Redbud в штате Оклахома

Региональный системный оператор SPP<sup>5</sup> в соответствии с рекомендацией отраслевой экспертной группы (IEP)<sup>6</sup> выбрал компании Transource Oklahoma и Transource Energy в качестве основных разработчиков проекта строительства ВЛ 345 кВ Mathewson – Redbud в штате Оклахома, и компании OGE Transmission и ITC Great Plains – в качестве альтернативных разработчиков. ВЛ протяжённостью 61,8 км соединит ПС Mathewson и ПС Redbud. Совокупная стоимость проекта оценивается в \$ 72 млн, срок завершения строительства запланирован на 2027 г.

Оценка проекта проводилась в соответствии с процедурой конкурентного отбора, разработанной SPP во исполнение приказа FERC<sup>7</sup> № 1000<sup>8</sup> от 21 июля 2011 г. Проект строительства ВЛ 345 кВ Mathewson – Redbud является шестым проектом, реализуемым в соответствии с данной процедурой, которая была внедрена в 2015 г. В 2023 г. проект был внесен SPP в 10-летний комплексный план развития системы передачи электроэнергии (Integrated Transmission Planning, ITP) с оценочной стоимостью в \$ 110 млн, но позднее был исключен из портфеля проектов, включенных в ITP, в связи с необходимостью применения конкурсной процедуры в отношении ряда работ по проекту.

Официальный сайт SPP  
<https://spp.org>

## Бонневильское энергетическое управление приняло решение о присоединении к энергорынку Markets+ под управлением SPP

Бонневильское энергетическое управление (Bonneville Power Administration, BPA) опубликовало итоговое решение о присоединении к энергорынку Markets+ – рынку электроэнергии на сутки вперед под управлением SPP, а не к EDAM – рынку на сутки вперед под управлением калифорнийского системного оператора CAISO. Для BPA ключевым преимуществом Markets+ по сравнению с EDAM является независимое управление энергорынком – управление Markets+ будет осуществляться комиссией, члены которой должны быть независимы от участников энергорынка. Это, по мнению BPA, обеспечит Markets+ большую независимость от влияния властей штата Калифорния в сравнении с EDAM.

Как и другие участники рынка, поддерживающие Markets+, BPA неоднократно указывала на преимущества структуры управления Markets+, называя её «более эффективной». По мнению BPA, несмотря на приложенные усилия по созданию независимого управляющего органа для энергорынков под управлением CAISO –

<sup>5</sup> Southwest Power Pool (SPP). Корпорация SPP выполняет функции регионального оператора передающей системы (Regional Transmission Organization, RTO), в операционную зону которого входят полностью или частично штаты Монтана, Миннесота, Северная Дакота, Южная Дакота, Вайоминг, Небраска, Айова, Канзас, Миссури, Оклахома, Арканзас, Нью-Мексико, Луизиана, Техас.

<sup>6</sup> В соответствии с требованиями FERC SPP ежегодно формирует независимый состав IEP, в чьи задачи входит рассмотрение, оценка и ранжирование конкурсных заявок на реализацию проектов строительства электросетевой инфраструктуры, утверждённых SPP.

<sup>7</sup> Федеральная комиссия по регулированию энергетики.

<sup>8</sup> Приказ FERC № 1000 от 21 июля 2011 г. требует от сетевых компаний (transmission provider) при планировании развития сетевой инфраструктуры соблюдать критерии по предотвращению дискриминации, установленные FERC.



EDAM и WEIM, пока не удалось обеспечить достаточный уровень их независимости от существующих структур управления энергорынками.

Данное решение имеет особое значение для SPP, исходя из объема активов, находящихся в управлении BPA: 31 ГЭС суммарной установленной мощностью 22 440 МВт, расположенных на территории 8 штатов, и ≈24 140 км высоковольтных ЛЭП на северо-западе страны. Следом за BPA о намерении присоединиться к Markets+ заявила вашингтонская энергетическая компания Puget Sound Energy (PSE). Основным фактором, повлиявшим на принятие решения о присоединении к Markets+ для PSE также стало наличие независимой структуры управления рынком.

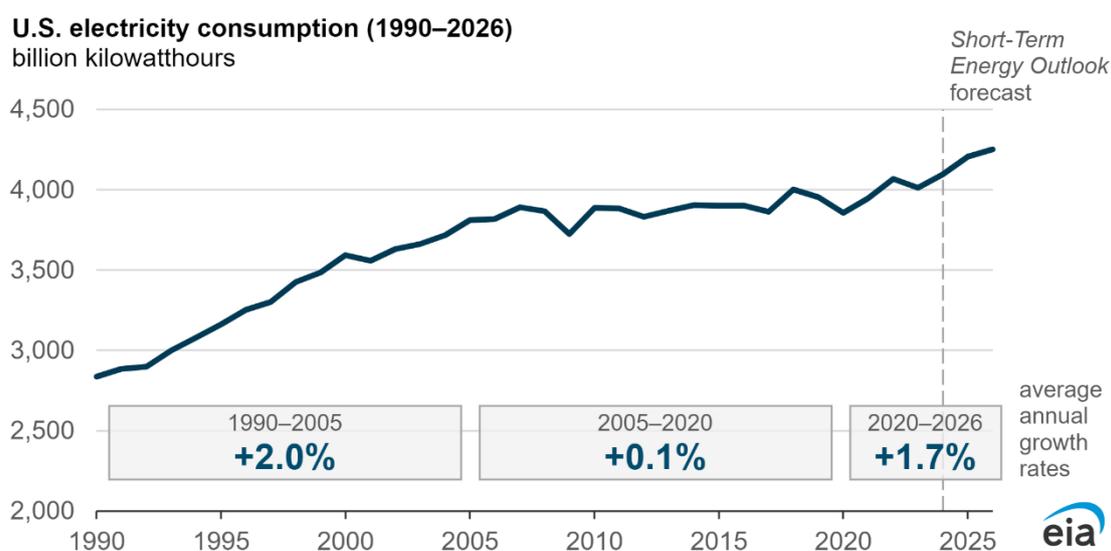
В начале 2025 г. FERC установила тарифы для Markets+, который, по прогнозам SPP, начнет работать в 2027 г. Еще ранее FERC установила тарифы для EDAM, который CAISO планирует запустить в 2026 г.

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

## Американское EIA на фоне растущего потребления прогнозирует значительный рост установленной мощности СНЭЭ и СЭС в США к 2026 г.

Американское энергетическое агентство EIA опубликовало краткосрочный прогноз развития энергетики США – Short-Term Energy Outlook (STEO), в котором отмечается, что к 2026 г. рост установленной мощности СНЭЭ значительно опередит рост установленной мощности ВЭС, фотоэлектрических СЭС и газовых ТЭС.

Согласно STEO, в 2025 г. и 2026 г. максимум потребления активной мощности превысит исторический максимум, зафиксированный в 2024 г. В основном рост потребления будет наблюдаться со стороны ЦОД, коммерческого и промышленного секторов. В целом в период с 2020 г. по 2026 г. рост потребления электроэнергии составит в среднем 1,7% ежегодно, при этом в коммерческом секторе рост потребления электроэнергии составит в среднем 2,6%, а в промышленном секторе – 2,1%. Рост потребления электроэнергии в жилом секторе, который зависит в основном от колебаний температуры наружного воздуха, в период с 2020 г. по 2026 г. составит в среднем 0,7% ежегодно.



Темпы роста потребления электроэнергии в США в период 1990-2026 гг.

Рост потребления обуславливает увеличение совокупной мощности объектов генерации. EIA прогнозирует что в 2026 г. суммарная установленная мощность СЭС по сравнению с 2020 г. увеличится на 135 ГВт, а их доля в совокупном объеме выработки электроэнергии увеличится на 34% в 2025 г. и на 18% в 2026 г. По сравнению с 2020 г. суммарная установленная мощность СНЭЭ увеличится на 57,5 ГВт; ВЭС – на 50 ГВт; газовых ТЭС – на 25 ГВт, совокупная мощность угольных ТЭС уменьшится на 50 ГВт. Новые СНЭЭ и ВИЭ будут развернуты преимущественно в Техасе, Калифорнии, на Среднем Западе и Северо-Востоке США.

Официальный сайт EIA  
<https://www.eia.gov>

## Американский MISO продолжил оспаривать требование о применении механизма скоординированного управления перетоками к сечению Charlie Creek

Системный оператор штатов Среднего Запада и Юга США Midcontinent ISO<sup>9</sup> подал иск в апелляционный суд о неправомерности требования о применении скоординированного управления перетоками мощности в контролируемом сечении Charlie Creek между операционными зонами MISO и SPP.

В марте 2024 г. Федеральная комиссия по регулированию энергетики (FERC) США отклонила параллельные жалобы MISO и энергокомпании Montana-Dakota Utilities (MDU)<sup>10</sup> в отношении мер по устранению перегрузки Charlie Creek из-за дополнительной нагрузки, обусловленной нагрузкой потребления нового ЦОД компании Atlas Power, добавившего дополнительные 200 МВт нагрузки потребления в уже и так перегруженном энергорайоне на северо-западе штата Северная Дакота<sup>11</sup>.

MISO считает, что применение механизма скоординированного управления перетоками мощности между ценовыми зонами (market-to-market, M2M) в отношении Charlie Creek неправомерно и обошлось членам MISO в \$ 38 млн дополнительных расходов, поскольку, по мнению MISO, перегрузка контролируемого сечения обусловлена ростом нагрузки потребления исключительно в операционной зоне SPP.

SPP со своей стороны настаивает, что управление перетоками мощности в Charlie Creek соответствует критериям M2M, что, по мнению SPP, подтверждается анализом перетоков мощности, проведенным MISO и SPP, который является определяющим для сотен других направлений перетоков мощности между операционными зонами MISO и SPP.

Свой отказ в удовлетворении требований MISO и MDU FERC аргументировала тем, что ни MISO, ни MDU не смогли обосновать, что Charlie Creek не соответствует критериям M2M. FERC также заявила, что не согласна с исковыми требованиями MISO и MDU в том, что а) SPP нарушает условия операционного соглашения между MISO и SPP и б) MDU несет двойное бремя расходов при устранении перегрузки Charlie Creek. По мнению FERC, SPP представил достаточные доказательства того, что в большинстве случаев перегрузка Charlie Creek устраняется за счет

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

<sup>10</sup> MDU обслуживает потребителей с суммарной нагрузкой в 150 МВт в операционной зоне MISO, а также управляет двумя тупиковыми ЛЭП 115 кВ в энергорайоне на северо-западе штата Северная Дакота, находящегося в операционной зоне SPP, и прибегает к услугам SPP по передаче электроэнергии в рамках межсистемного взаимодействия в ситуациях дефицита пропускной способности собственных связей.

<sup>11</sup> Находится в операционной зоне SPP.



перераспределения перетоков мощности в операционной зоне SPP. Поскольку FERC постановила, что региональная значимость не является определяющей в отношении применения/неприменения механизма M2M, рассмотрение вопроса, относится ли обеспечение электроснабжения ЦОД в Северной Дакоте к вопросам, решаемым исключительно на местном уровне, было отклонено комиссией. FERC также отметила, что SPP привела достаточно обоснований того, что отзыв у Charlie Creek статуса контролируемого сечения, для устранения перегрузки которого применяется механизм M2M, может спровоцировать вынужденное ограничение нагрузки остальных потребителей в операционной зоне SPP. Комиссия также отметила, что сохранение управления перетоками мощности в Charlie Creek в соответствии с механизмом M2M помогает создать соответствующие рыночные сигналы для MISO в отношении управления загрузкой генерирующих установок в своей операционной зоне, а это, по мнению FERC, является более эффективным рыночным решением по сравнению с отказом от использования скоординированного управления перетоками мощности в Charlie Creek.

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

## **Новый энергорынок с узловой моделью ценообразования в канадской провинции Онтарио демонстрирует ожидаемо положительные результаты**

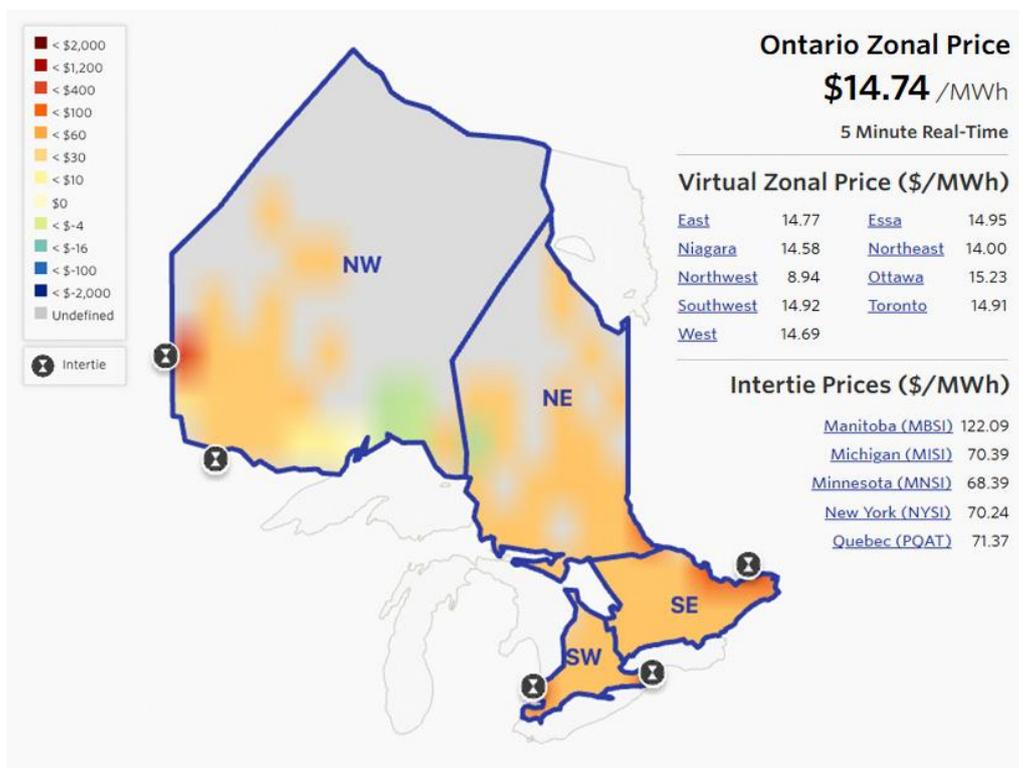
В мае 2025 г. системный оператор канадской провинции Онтарио IESO в рамках реализации программы Market Renewal Program (MRP) запустил рынок с узловой моделью ценообразования (Nodal Market), для торговли электроэнергией на сутки вперед (рынок на сутки вперед) и в режиме реального времени (балансирующий рынок). Расчетная модель Nodal Market состоит из ≈1 000 ценовых узлов (pricing nodes). Спустя месяц работы новый энергорынок, заменивший ранее действовавший механизм формирования единой цены на электроэнергию для всей провинции Онтарио, демонстрирует ожидаемо положительные результаты: снизилась волатильность цен на электроэнергию, увеличились объемы торговли электроэнергией на рынке на сутки вперед, а цены на электроэнергию в точках поставки (LMP) отражают стоимость устранения ожидаемой перегрузки электрической сети. По оценке IESO, новая модель ценообразования позволит сэкономить более \$ 700 млн в течение следующих десяти лет за счет снижения внебиржевой торговли и повышения эффективности работы энергорынка.

В течение первого месяца работы Nodal Market отмечались незначительные технические проблемы: сбой в работе рынка на сутки вперед 22 мая, что привело к необходимости использования в расчетах цен на электроэнергию, сложившихся на балансирующем рынке, и перенос открытия виртуальной торговли электроэнергией<sup>12</sup> с 8 на 13 мая из-за трудностей с авторизацией виртуальных трейдеров.

---

<sup>12</sup> Виртуальная торговля является элементом оптового рынка с узловой моделью ценообразования, позволяющая участникам рынка осуществлять покупку/продажу электроэнергии (мощности) в специальных виртуальных торговых зонах. Эти зоны не связаны с физическим местоположением генерации или нагрузки потребления, а представляют собой расчётные точки, которые используются для более экономически эффективного распределения перетоков электроэнергии (мощности) внутри торговой зоны. Участники виртуальной торговли могут подавать почасовые заявки на покупку/продажу электроэнергии (мощности) в любой из определённых заранее виртуальных торговых зон, цены на электроэнергию в которых рассчитываются как средневзвешенные значения LMP. Виртуальная торговля позволяет участникам энергорынка осуществлять торговлю электроэнергией (мощностью) без привязки к физическим перетокам электроэнергии. Виртуальная





Цены на электроэнергию на балансирующем рынке 4 июня 2025 г. в 16:20.

С запуском Nodal Market около 95% от совокупного объема торгуемой на рынке электроэнергии покупается/продается на рынке на сутки вперед. Хотя балансирующий рынок демонстрирует большую волатильность цен на электроэнергию из-за непредвиденных колебаний спроса и предложения, эти скачки цен практически не оказывают влияния на розничные цены на электроэнергию, поскольку на балансирующем рынке покупается/продается лишь 5% от совокупного объема электроэнергии.

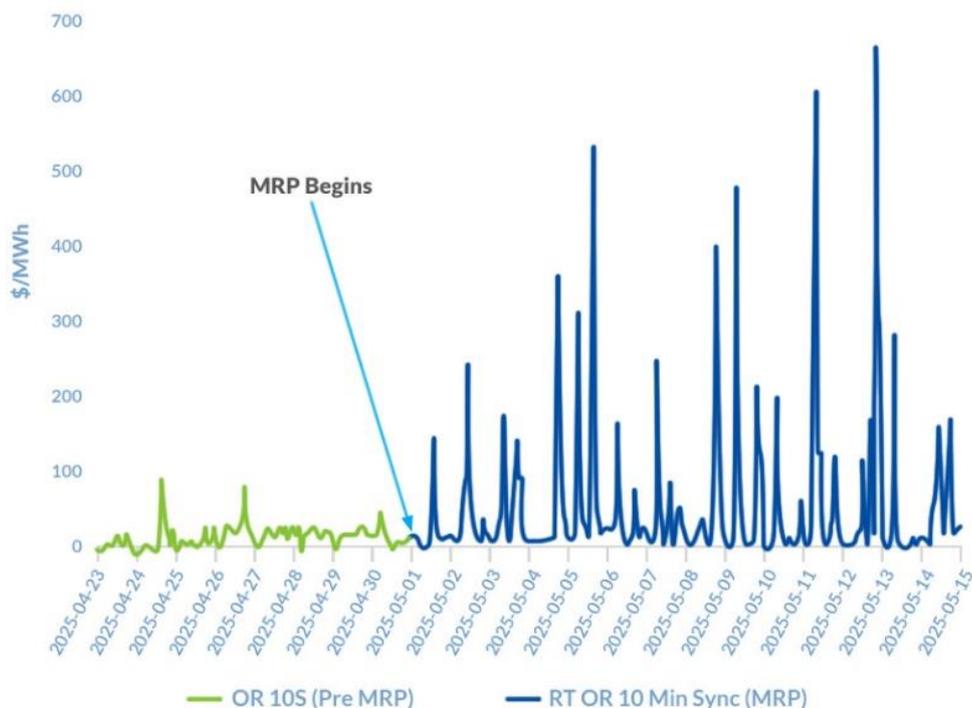
При в целом положительной оценке работы нового энергорынка аналитики отмечают, что запуск Nodal Market сопровождался волатильностью цен на электроэнергию на балансирующем рынке и необычно высокими ценами на оперативные резервы мощности (OPM).

Североамериканская корпорация по обеспечению надежности электроснабжения (NERC) и Северо-восточный координационный совет по электроснабжению (Northeast Power Coordinating Council) требуют, чтобы IESO обеспечивал наличие OPM в объеме, соответствующем сумме установленной мощности самого крупного и половине установленной мощности второго по мощности энергоблока в провинции Онтарио. IESO покупает три типа OPM: вращающийся, 10-минутный невращающийся и 30-минутный невращающийся резервы. Поставщики OPM должны обеспечить активацию OPM в течение 10-30 минут. Продолжительность выдачи заданной мощности – до одного часа.

В первые две недели мая в период 2021-2024 гг. цены на 10-минутные OPM колебались от \$ 6 за МВт (2024 г.) до \$ 19 за МВт (2022 г.), а в аналогичный период 2025 г. средняя цена OPM на рынке на сутки вперед составила \$ 30 за МВт, а на

торговля экономически эффективна в регионах с высокой степенью дифференциации LMP. В рамках тоговой зоны, охватываемой Nodal Market, выделены 9 зон для виртуальной торговли, покупка/продажа электроэнергии (мощности) в которых осуществляется в рамках рынка на сутки вперед.

балансирующем рынке – \$ 51 за МВт. IESO связывает рост цен на ОРМ в мае текущего года с изменением структуры предлагаемых ОРМ – в период весеннего паводка многие ГЭС вынуждены осуществлять холостые сбросы воды, тем самым сокращая доступный объем недорогих ОРМ.



Также отмечается, что максимальное значение зональной почасовой цены электроэнергии на энергорынках Онтарио (Ontario Zonal Price, OZP), определяемой как средневзвешенное значение всех LMP, на балансирующем рынке в первые недели работы нового энергорынка в мае текущего года выходило за \$ 100 за МВт\*ч почти каждый день, что значительно превышает предельную стоимость электроэнергии, вырабатываемой типовой тепловой генерацией в Онтарио.



За аналогичный период 2024 г., когда в Онтарио действовал механизм единой почасовой цены на электроэнергию (Hourly Ontario Energy Price, HOEP), не было зафиксировано ни одного такого случая. Средневзвешенное значение OZP на рынке на сутки вперед за вторую неделю работы Nodal Market в мае составило \$ 19 за МВт\*ч, а на балансирующем рынке – \$ 38 за МВт\*ч. 12 мая также было зафиксировано

снижение выдаваемой мощности на трех энергоблоках АЭС Bruce, что вызвало рост цен на балансирующем рынке на юге Онтарио до потолка в \$ 2 000 за МВт\*ч, а максимальное значение OZP достигло \$ 778 за МВт\*ч.

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

---

## **АВСТРАЛИЯ**

---

### **Австралийский Transgrid завершает модернизацию сетевой инфраструктуры на западе штата Новый Южный Уэльс**

Системный оператор австралийского штата Новый Южный Уэльс Transgrid восстановил работу ВЛ 220 кВ Buronga – Broken Hill общей протяженностью 260 км на западе штата по постоянной схеме.

Участок ВЛ был отключен в октябре 2024 г. из-за грозового повреждения, что привело к отключению более 10 тыс. потребителей. Работы по подключению нового участка проводились в ночное время в течение двух выходных дней, когда потребление снижается. Transgrid недавно завершила масштабную реконструкцию одного из двух резервных генераторов, что позволило обеспечить надежное электроснабжение в период проведения работ.

*Официальный сайт Transgrid*  
<http://www.transgrid.com.au>

