СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

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

30.10.2026 – 05.11.2026

Напечатано с сайта АО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

ЕВРОПА

Запущена первая паровая турбина на крупнейшей в Европейском союзе газовой электростанции

После многочисленных задержек запущена первая паровая турбина ПГЭС Mintia, которая строится на площадке выведенной из эксплуатации одноименной угольной ТЭС в уезде Хунедоара на западе Румынии. В июне текущего года к системе электроснабжения общего назначения был подключен первый энергоблок ПГЭС Mintia. Суммарная мощность двух действующих энергоблоков ПГЭС Mintia составляет 1,1 ГВт. После установки и запуска второй паровой турбины установленная мощность станции достигнет 1,7 ГВт. До завершения строительства ЛЭП 220 кВ Mintia – Timișoara максимальная мощность, выдаваемая станцией, будет ограничена 1,45 ГВт. ПГЭС Mintia станет крупнейшей газовой электростанцией в Европейском союзе.

Объем инвестиций в строительство станции оценивается в € 1,2 млрд. В период опытной эксплуатации ПГЭС Mintia в рамках государственной программы поддержки Mass Global Energy Rom будет получать RON[1] 400 (€ 74,9) за МВт*ч выработанной электроэнергии. Планируемый срок полного ввода ПГЭС Mintia в эксплуатацию – середина 2027 г.

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

В нидерландской провинции Южная Голландия будет внедрен план действий по устранению перегрузок электрических сетей

Энергетический совет нидерландской провинции Южная Голландия при участии системного оператора TenneT[2] представил план действий по устранению перегрузок в электрической сети провинции. В Южной Голландии постоянно выявляются новые «узкие» места в электрических сетях, где мощность перетоков электроэнергии достигла максимального допустимого значения. Появление новых «узких» мест обусловлено быстрыми темпами электрификации сферы ЖКХ, транспорта и других секторов экономики, а также высокой концентрацией и экономической активностью промышленных потребителей на относительно небольшой территории[3]. Возникновение «узких» мест приводит к технологическим ограничениям, препятствующим подключению новых потребителей и реализации крупных инвестиционных проектов. Цель плана – устранение «узких» мест и перегрузок электросетевой инфраструктуры для обеспечения дальнейшего экономического роста, декарбонизации и электрификации промышленности Южной Голландии.

План включает ряд поэтапных технических, социально-экономических и организационных мер, направленных на устранение сетевых перегрузок, оптимизацию использования доступной пропускной способности существующей

[1] RON – румынский лей.
[2] TenneT входит в состав Энергетического совета.
[3] Хотя на долю Южной Голландии приходится лишь 8% территории Нидерландов, в провинции проживает более 22% населения страны и формируется ≈1/5 часть национального ВВП.

Напечатано с сайта АО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

электросетевой инфраструктуры и повышение энергетической гибкости энергосистемы провинции. Включенные в план мероприятия разделены на несколько направлений, для каждого из которых определены конкретные действия, ответственные исполнители и статус реализации.

Для более эффективного управления пропускной способностью электрических сетей TenneT планирует внедрить программу MaxLimit, которая предусматривает определение МДП в узлах электрической сети напряжением 150 кВ и выше с выявлением «слабых» элементов в цепочке электросетевого оборудования. Детализация МДП сетевых элементов даст возможность увеличить передаваемую мощность при соблюдении нормативных требований к надежности. В перспективе TenneT планирует внедрить технологию Dynamic Asset Rating (DAR), позволяющую оперативно пересчитывать МДП с учетом актуальных метеорологических условий (температура окружающей среды, скорость ветра и инсоляция) и оптимально использовать существующую электросетевую инфраструктуру параллельно с ее плановым расширением. Для управления перетоками мощности будут применяться ФПТ, а также технология усовершенствованного управления перетоками мощности (Advanced Power Flow Control) и перераспределение перетоков мощности за счет изменения топологии электрической сети без физического наращивания электросетевой инфраструктуры. Кроме того, TenneT рассматривает приоритетное подключение энергообъектов, которые могут быть задействованы в целях снижения сетевых перегрузок. TenneT и региональные сетевые компании Stedin и Liander проведут комплексную оценку каждой заявки на техприсоединение (на всех уровнях напряжения) с учетом планируемого места размещения объекта, типа энергоустановки и сроков готовности к вводу в эксплуатацию. Высвобождаемая в результате таких мероприятий пропускная способность будет перераспределяться среди потребителей, включенных в лист ожидания на техприсоединение.

Планом предусмотрено привлечение к снижению сетевых перегрузок мобильных маневренных генерирующих установок, когенерации, СНЭЭ, а также более эффективное использование существующей электросетевой инфраструктуры и переход к более гибкому потреблению. Крупным предприятиям предлагается переносить энергоемкие производственные процессы на часы минимальных нагрузок на энергосистему или временно снижать объемы потребляемой мощности. Домохозяйствам предлагается избегать использования энергоемких бытовых приборов в часы пиковых нагрузок, использовать тепловую энергию вместо электрической, где это технически возможно, а также заряжать электротранспорт в непиковые часы (например, ночью или ранним утром). Управление нагрузкой рассматривается как критически важный элемент не только для снятия текущих перегрузок в электрических сетях, но и для адаптации энергосистемы к интеграции больших объемов ВИЭ-генерации, электрификации транспорта и ЖКХ.

Особое внимание в плане уделяется развитию тепловых сетей, поскольку в Южной Голландии имеются перспективные возможности для освоения геотермальных энергоресурсов, а также потенциал для использования избыточного тепла, вырабатываемого промышленными предприятиями. Интеграция тепловых сетей с электрическими позволит снизить потребление электроэнергии для нужд теплоснабжения, высвободить дополнительную пропускную способность электрических сетей и повысить общую энергоэффективность региона.

План будет обновляться по мере накопления практического опыта. Не все мероприятия могут быть реализованы одновременно по всем направлениям, что потребует координации действий и выработки совместных решений

Напечатано с сайта АО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

администрациями муниципалитетов, системным оператором, сетевыми компаниями и другими заинтересованными сторонами.

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

Финский Fingrid вводит новое требование к проектам ВЭС и СЭС, подключаемым в слабых узлах электросети

Финский системный оператор Fingrid в конце сентября текущего года объявил о введении нового требования к техприсоединению ВЭС и СЭС, согласно которому проекты, подключаемые в наиболее слабых узлах электрической сети, должны работать в режиме формирования сети (grid-forming capability). Это может быть реализовано как за счет собственных GFM-инверторов[4] электростанции, так и с помощью дополнительного оборудования, установленного на площадке электростанции или в непосредственной близости от нее.

Детализация данного требования представлена в рамках актуализации свода правил для электростанций VJV2024, разработанного Fingrid. Требования распространяются на крупные энергообъекты, подключаемые в точках, где эквивалентный коэффициент мощности короткого замыкания (equivalent short-circuit ratio, ESCR) составляет менее 1,0. На действующие, а также на строящиеся ВЭС и СЭС, с которыми заключены договоры о технологическом присоединении, данное требование не распространяется.

ВЭС в Финляндии сосредоточены преимущественно в таких энергорайонах, где из-за недостатка синхронных генераторов существуют риски для устойчивости. В обновленной редакции VJV2024 указано, что использование ведомых сетью инверторов (grid-following) в подобных условиях может привести к возникновению слабозатухающих колебаний напряжения, снижению устойчивости электростанций к КЗ и перенапряжениям в системе электроснабжения общего назначения. Это создает риск массового отключения таких электростанций, причем одной лишь корректировки параметров управления недостаточно для решения данной проблемы.

Согласно VJV2024, разработчики проектов строительства ВЭС и СЭС могут выбрать один из следующих вариантов: установка аккумуляторных СНЭЭ, статических синхронных компенсаторов с накопителями энергии (ES-STATCOM) или синхронных машин (например, синхронных компенсаторов). Минимально необходимая мощность дополнительных компенсирующих устройств увеличивается по мере ослабления электрической сети в точке подключения ВЭС и СЭС к системе электроснабжения общего назначения. Для дополнительных компенсирующих устройств вводятся следующие требования:

- мощность аккумуляторных СНЭЭ при ESCR в точке подключения ВЭС или СЭС от 0,9 до 1,0 должна составлять 10%; при ESCR от 0,7 до 0,9 – 20%; при ESCR менее 0,7 – 30% от мощности электростанции;
- аналогичные показатели для ES-STATCOM составляют соответственно 7%, 13% и 20%, для синхронных машин – соответственно 33%, 66% и 100%;
- компенсирующие устройства должны быть подключены к системе электроснабжения общего назначения, когда электростанция работает на

[4] GFM-инверторы работают как источники напряжения, то есть способны самостоятельно формировать и поддерживать частоту и напряжение в электрической сети.

Напечатано с сайта АО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

уровне 50% от своей установленной мощности или выше, а также должны быть введены в эксплуатацию до того, как электростанция начнет выдавать электроэнергию в сеть;

- компенсирующие устройства должны устанавливаться на расстоянии не более 60 км длины электрической сети, связывающей их с электростанцией, и располагаться либо на площадке станции, либо должны быть подключены к РУ станции или к одной ЛЭП 110 кВ, чтобы единичные технологические нарушения в системе электроснабжения общего назначения под управлением Fingrid не приводили к их одновременному отключению.

Аккумуляторные СНЭЭ, установленные в соответствии с указанными требованиями Fingrid, могут участвовать в торговле электроэнергией на энергорынках и оказании системных услуг (в качестве резервов мощности) при условии, что такая рыночная деятельность не ограничивает их минимально необходимый для обеспечения устойчивости энергосистемы потенциал. Аккумуляторная СНЭЭ, предоставляющая системные услуги, также должна соответствовать системному кодексу Fingrid для накопителей энергии5. Если же СНЭЭ не участвует в рыночных операциях, она может рассматриваться как ES-STATCOM, для которого установлены более низкие пороговые значения требуемой установленной мощности.

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

В Греции будут установлены правила подключения ЦОДов к энергосистеме

Греческое министерство окружающей среды и энергетики представило законопроект, регламентирующий развитие ЦОДов в стране. Поводом для разработки законопроекта стал резкий рост количества заявок на техприсоединение, поступивших системному оператору ADMIE. Совокупная мощность заявок на подключение выросла с 5 до 9 ГВт за два месяца. Цель нового законопроекта заключается в формировании нормативно-правовой базы в части техприсоединения ЦОДов к системе электроснабжения общего назначения и конкретных требований к таким проектам.

В соответствии с законопроектом, ADMIE будет отвечать за техприсоединение ЦОДов мощностью свыше 10 МВт, включать проекты строительства ЦОДов в свой десятилетний план развития электросетевой инфраструктуры отдельно от других крупных потребителей, а также классифицировать ПС сверхвысокого напряжения по степени загруженности (свободные, частично загруженные, полностью загруженные) с периодичностью обновления данных раз в 2 месяца. За техприсоединение ЦОДов меньшей мощности будет отвечать оператор распределительной сети HEDNO. При этом дробление проектов с целью получения льготного режима техприсоединения не разрешается.

Законопроектом также устанавливаются финансовые обязательства для инвесторов, которые будут должны представить банковские гарантии € 200 тыс. за 1 МВт присоединенной мощности со сроком действия три года. По завершении проекта системный/сетевой оператор выдаст заявителю предложение о техприсоединении, которое будет действовать в течение трех лет, после чего разработчик проекта должен направить оператору отчет с техническими

[5] Системный кодекс Fingrid для накопителей энергии уже требует от крупных аккумуляторных СНЭЭ работы в режиме формирования сети (grid-forming capability).

Напечатано с сайта АО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

характеристиками проекта и договор на поставку электроэнергии для электроснабжения ЦОДа.

Отдельное требование касается «зеленого» профиля электропотребления: не менее 60% потребляемой ЦОДом электроэнергии должно вырабатываться из ВИЭ. Для этого ЦОДы получат возможность либо подключаться напрямую к расположенным рядом с ними СЭС, ВЭС и СНЭЭ, либо заключать договоры на поставку электроэнергии (PPAs) с объектами генерации на базе ВИЭ.

ЦОДы мощностью свыше 200 МВт смогут рассчитывать на первоочередное рассмотрение заявок на техприсоединение при условии, что 80% потребляемой ими электроэнергии будет поступать либо от распределенной генерации, либо от СНЭЭ с продолжительностью выдачи мощности не менее шести часов.

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

АМЕРИКА

Monongahela Power подала жалобу в FERC из-за понесенных компанией необоснованных дополнительных расходов во время «зимнего шторма Ферн»

Энергосбытовая компания Monongahela Power[6] (Mon Power) подала жалобу в Федеральную комиссию по регулированию энергетики (FERC) США на системного оператора штатов Восточного побережья PJM Interconnection[7] из-за дополнительных расходов в размере $ 145 млн, которые понесла компания в результате решений, принятых системным оператором для поддержания балансовой надежности энергосистемы во время прохождения «зимнего шторма Ферн» 24-27 января 2026 г.

Как утверждается в жалобе Mon Power, PJM применил заблаговременное планирование режимов загрузки генерирующих мощностей с целью предотвращения сетевых ограничений и минимизации операционных рисков (в частности, рисков недопоставки топлива газовым ТЭС, которые могут привести к неисполнению обязательств по выработке электроэнергии). Однако, по мнению Mon Power, такие решения должны проходить экономическую оценку через механизм подачи ценовых заявок на рынке на сутки вперед. В период прохождения шторма «Ферн» более дорогие (по сравнению с угольными ТЭС, находящимися в оперативном управлении MonPower) газовые ТЭС, были, по-видимому, либо заблаговременно включены в плановый диспетчерский график и прошли процедуру отбора в рамках рынка на сутки вперед, либо были введены в работу на основании диспетчерского распоряжения PJM с последующим начислением компенсационных выплат (uplift payments). При этом находящиеся в управлении Mon Power менее дорогие угольные ТЭС работали преимущественно в режиме экономически обоснованного минимума нагрузки. Это привело к росту цен на электроэнергию в группах точек поставки (LMPs) Mon Power и сетевых ограничений, а также к недозагрузке управляемых компанией угольных ТЭС. В частности, 28 января находящаяся в управлении Mon Power угольная ТЭС Harrison

[6] Monongahela Power входит в состав энергокомпании FirstEnergy, зона обслуживания – Западная Виргиния.
[7] Операционная зона включает полностью или частично округ Колумбия и штаты Делавэр, Иллинойс, Индиана, Кентукки, Мэриленд, Мичиган, Нью-Джерси, Северная Каролина, Огайо, Пенсильвания, Теннесси, Виргиния, Западная Виргиния.

Напечатано с сайта АО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

установленной мощностью 2 ГВт подала заявку на поставку электроэнергии по цене $ 50/МВт*ч, однако PJM задействовал энергоблоки ТЭС Harrison только в пределах экономически обоснованного минимума нагрузки, несмотря на то, что в соответствующей LMP цена на электроэнергию достигала ≈$ 250/МВт*ч. По данным Mon Power аналогичные режимные ситуации неоднократно фиксировались на протяжении всего периода прохождения «Ферн».

В своем отзыве на жалобу Mon Power PJM поясняет, что был вынужден заранее отдавать диспетчерские распоряжения о пуске газовых ТЭС, чтобы у их владельцев было достаточно времени на закупку топлива. Однако, как отмечает Mon Power, многие из этих станций имели действующие обязательства по поддержанию располагаемой мощности (capacity obligations), и в случае недопоставки законтрактованной мощности к таким ТЭС применялись бы штрафные санкции за неисполнение обязательств в соответствии с действующими рыночными правилами. Кроме того, Mon Power указывает на завышенные прогнозные оценки нагрузки потребления на время прохождения «Ферн», поскольку в них не было учтено снижение нагрузки потребления за счет временного закрытия школ и коммерческих предприятий. Планирование PJM избыточной нагрузки и задействование дорогих газовых ТЭС привело к существенному изменению структуры выработки, а также способствовало усугублению сетевых перегрузок.

В обычных условиях разница цен на электроэнергию в LMPs, где Mon Power покупает и продает электроэнергию, практически отсутствует. Однако в период прохождения зимнего шторма возникшие сетевые ограничения привели к ценовому дисбалансу, что в совокупности с ограничениями на выработку находящихся в управлении компании угольных ТЭС обусловило увеличение расходов Mon Power на $ 145 млн. Как отмечает Mon Power, правилами PJM допускается заблаговременное задействование объектов генерации при прогнозировании чрезвычайных ситуаций в течение семи суток. Однако данная норма распространяется исключительно на те объекты генерации, время подготовки к запуску и пуск которых превышает 24 часа, и применяется исключительно в объеме, необходимом для устранения чрезвычайной ситуации. Действующие правила не предоставляют PJM широких, ничем не ограниченных полномочий по планированию и задействованию ресурсов без учета таких факторов, как необходимость, отсутствие дискриминации, наличие сетевых перегрузок, возникновение дополнительных затрат и других негативных последствий для участников энергорынка. Кроме того, по мнению Mon Power, при принятии решения о задействовании газовых ТЭС в период прохождения «Ферн» PJM опирался на нерыночные механизмы. В указанный период спотовые цены на газ приближались к уровню $ 100/MMBtu, тогда как стоимость угольного топлива для простаивающих энергоблоков ТЭС в управлении Mon Power, оставалась существенно ниже.

Mon Power подчеркивает, что PJM вступил в период прохождения «Ферн», располагая предварительной информацией о потенциальных проблемах, послужившей основой для принятия оперативных решений. К такой информации относятся завышенная оценка нагрузки потребления, избыточное заблаговременное планирование загрузки генерирующих мощностей и задействование нерыночных механизмов. В жалобе Mon Power ссылается на поданные PJM документы и на собственные финансовые показатели. Однако для полноценного обоснования своей позиции и оценки решений системного оператора Mon Power намеревается направить запрос на получение доступа к конфиденциальной информации.

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

Напечатано с сайта АО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

FERC отклонила большую часть предложений PJM по подключению крупных потребителей электроэнергии

Американская FERC отклонила предложения PJM по подключению в его операционной зоне новых ЦОДов, вычислительных нагрузок и других крупных потребителей, в частности, о введении механизма временного обеспечения балансовой надежности (Interim Resource Adequacy Service, IRAS), обязывающего новых крупных потребителей либо обеспечивать наличие собственных генерирующих мощностей («bring your own new capacity», BYONC), либо соглашаться на ограничение диспетчерским персоналом PJM нагрузки потребления, предшествующее введению графиков аварийного ограничения режима потребления электроэнергии.

FERC выявила ряд критических проблем в предложениях PJM, включая структурные недостатки предложенного механизма IRAS, признаки возможной дискриминации участников энергорынка, отсутствие четких стандартов внедрения IRAS, несправедливое и необоснованное распределение обязательств по финансированию необходимой модернизации электросетевой инфраструктуры, а также фактическое превышение системным оператором полномочий в части установления розничных тарифов.

При этом часть предложений PJM одобрена FERC, в частности, определение Large Load (LL) как потребителя совокупной присоединенной мощностью (в одной точке подключения к системе электроснабжения общего назначения) более 50 МВт, формирование специализированного реестра для учета LLs (Large Load Registry), в который будет вноситься информация о местоположении LLs, графиках нагрузки потребления, поставщиках электроэнергии для LLs и другие данные, призванные повысить информированность PJM в части прогнозирования электропотребления и управления передачей электроэнергии для LLs.

Данное решение комиссии на текущий момент означает отсутствие четкой нормативно-правовой базы в отношении техприсоединения LLs. Теперь PJM обязан разработать альтернативные механизмы подключения LLs. В качестве одного из таких FERC предложила использовать негарантированные контракты на поставку мощности (non-firm contract demand, NFCD). Комиссия также подчеркнула важную роль властей штатов в определении приоритетов ограничения нагрузки потребления в чрезвычайных ситуациях. Согласно указаниям FERC, ЦОДы как некритические потребители должны отключаться раньше обычных потребителей, включая жилые дома, больницы и школы.

Официальный сайт Utility Dive
https://www.utilitydive.com

Американская NERC завершает подготовку стандартов надежности, регулирующих интеграцию и работу крупных вычислительных нагрузок

Североамериканская корпорация по надежности электроснабжения (North American Electric Reliability Corporation, NERC) подготовила к финальному утверждению новые стандарты надежности для крупных вычислительных нагрузок (Computational Loads, CLs) после того, как пакет нормативных документов успешно прошел итоговое голосование среди участников энергорынка. Разработка новых стандартов стала ответом на директиву FERC от 16 июля 2026 г. об обеспечении системной надежности и осуществлена в рамках профильного проекта NERC по регулированию работы CLs в составе энергосистемы.

Напечатано с сайта АО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

Новые стандарты формируют прочную нормативно-правовую базу для регулирования работы в составе энергосистемы крупных CLs, включая ИИ-ЦОДы, майнинговые фермы и другие энергообъекты с высокой мощностью CLs. Новые стандарты применяются к CLs мощностью от 50 МВт и выше, которые подключаются к магистральным сетям напряжением 100 кВ и выше.

В общей сложности было одобрено три новых стандарта надежности, которые включают требования, касающиеся исследований и моделирования CLs в рамках технологического присоединения (CLO-001-1), обмена оперативными данными и организации связи (CLO-002-1), а также координации систем защиты и мониторинга технологических нарушений (CLO-003-1). Параллельно вносятся изменения в действующие стандарты FAC-001-5 и FAC-002-5 во избежание дублирования требований. Необходимость оперативной разработки новых стандартов предусмотрена выпущенным NERC в мае 2026 г. оповещением (Energy Emergency Alert, EEA3) после инцидентов с внезапным отключением или резким изменением нагрузки потребления крупных ЦОДов во время штатно устраняемых технологических нарушений в системе электроснабжения общего назначения, что ставило под угрозу устойчивость региональной энергосистемы в целом.

После утверждения стандартов Советом директоров NERC направит пакет документов в FERC для окончательного утверждения до 31 декабря 2026 г., при этом сроки поэтапного внедрения составят до 36 месяцев. Оперативность регуляторных действий в отношении крупных CLs обусловлена масштабными планами по расширению ИТ-инфраструктуры. По прогнозам, расширение ИТ-инфраструктуры приведет к увеличению совокупной нагрузки потребления в североамериканской энергосистеме на 224 ГВт в течение следующего десятилетия. В функциональном отношении новые стандарты регламентируют процедуры моделирования и верификации CLs, а также стандартизируют протоколы обмена данными в режиме реального времени между объектами потребления и сетевыми операторами. Кроме того, нормативная база определяет единый порядок мониторинга технологических нарушений, устанавливает механизмы оперативного реагирования на них и координирует работу систем РЗА.

Официальный сайт NERC
https://www.nerc.com

АФРИКА

Правительство ЮАР закупит 4,6 ГВт мощности аккумуляторных СНЭЭ и 5 ГВт мощности газовых ТЭС

ЮАР готовится к масштабным закупкам СНЭЭ и газовых ТЭС для решения проблемы ограничения выдачи мощности ВИЭ-генерации и повышения надежности электроснабжения. Правительство в рамках КОМ планирует закупить 4,6 ГВт мощности аккумуляторных СНЭЭ и 5 ГВт мощности газовых ТЭС в соответствии с первым этапом реализации комплексного плана развития энергоресурсов 2025 г. (Integrated Resource Plan 2025, IRP 2025), который предусматривает ввод в эксплуатацию более 105 ГВт новых мощностей в период до 2039 г., включая 25 ГВт СЭС, при постепенном снижении зависимости от угольной энергетики.

Напечатано с сайта АО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

Приоритет, отдаваемый развитию аккумуляторных СНЭЭ и газовых ТЭС, обусловлен потребностями национальной энергосистемы в накопителях и маневренной диспетчируемой генерации. СНЭЭ должны снизить растущие ограничения на выдачу мощности ВИЭ-генерации, а газовые ТЭС – обеспечить гибко регулируемую выдачу мощности при снижении выработки ВИЭ-генерации или росте нагрузки потребления. Размещение СНЭЭ планируется в энергорайонах с профицитом генерирующих мощностей и возможностью выдачи мощности без создания сетевых перегрузок. Закупка СНЭЭ увязывается с требованиями национального системного оператора по времени зарядки-разрядки, а также с обязательными требованиями к доступности и производительности.

Первый этап реализации IRP 2025 не предусматривает ввода новых мощностей СЭС и ВЭС. Эти технологии, включая проекты энергокомплексов в составе ВИЭ-генерации и НЭ, а также ГАЭС, будут рассмотрены на следующих этапах. В рамках первого КОМ было отобрано пять проектов аккумуляторных СНЭЭ суммарной мощностью 513 МВт. Каждый из проектов к июню 2025 г. достиг завершения коммерческого этапа и вступил в фазу строительства. В рамках двух последующих КОМ было закуплено соответственно 615 МВт и 616 МВт мощности аккумуляторных СНЭЭ.

Помимо государственных закупок в ЮАР развиваются частные проекты. В июле консорциум во главе с TotalEnergies[8] ввел в эксплуатацию гибридный проект в составе ВИЭ-генерации и СНЭЭ энергоемкостью 500 МВт*ч, а в августе Scatec[9] завершила гибридный проект в составе СЭС и СНЭЭ мощностью 100 МВт и энергоемкостью 200 МВт*ч.

Официальный сайт PV Magazine
https://www.pv-magazine.com

[8] Французская интегрированная энергетическая компания, работающая примерно в 120 странах по всей цепочке производства электроэнергии от добычи углеводородов до выработки электроэнергии, включая выработку электроэнергии из ВИЭ. Мощность ВИЭ-генерации в портфеле активов компании составляет около 36 ГВт.

[9] Норвежский разработчик, владелец и оператор энергообъектов в области возобновляемой энергетики, действующий на развивающихся энергорынках. Совокупная мощность портфеля действующих и строящихся энергообъектов Scatec составляет около 6,2 ГВт.

Напечатано с сайта АО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru