

НОВОСТИ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ

Системный оператор Единой энергетической системы

Новые энергообъекты

Системный оператор обеспечил выполнение необходимых мероприятий для технологического присоединения к электрическим сетям, проведения испытаний и ввода в работу комплекса Красногорских малых гидроэлектростанций ПАО “РусГидро”, состоящего из Правокубанской и Красногорской ГЭС. 28 апреля состоялся торжественный пуск Красногорской ГЭС, завершивший ввод комплекса малых ГЭС в эксплуатацию. Комплекс построен на реке Кубань в Усть-Джегутинском районе Карачаево-Черкесской Республики по программе поддержки развития возобновляемой энергетики ДПМ ВИЭ-1, рассчитанной до 2024 г. Установленная мощность каждой станции – 24,9 МВт, на каждой из них установлены два гидроагрегата по 12,45 МВт.

Для обеспечения выдачи мощности Правокубанской и Красногорской ГЭС построены распределительные устройства (РУ) 110/10 кВ с установкой в каждом РУ по одному трансформатору 110/10 кВ мощностью 63 МВ·А, а также кабельно-воздушные линии 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Правокубанская ГЭС протяжённостью 6,7 км и Зеленчукская ГАЭС – Красногорская ГЭС протяжённостью 5,8 км.

“Ввод в работу Красногорских малых ГЭС позволяет снизить дефицит мощности не только в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики в пиковые часы нагрузки в целом, но и обеспечивает покрытие мощности в дефицитном энергорайоне Лабинских электрических сетей энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края”, – отметил на церемонии пуска МГЭС генеральный директор Филиала АО “СО ЕЭС” ОДУ Юга Вячеслав Афанасьев.

Использование водохранилища Красногорских Малых ГЭС позволяет также компенсировать колебания уровня воды, которые возникают при изменении режимов работы расположенной выше по течению Зеленчукской ГАЭС, кроме того, отныне снимаются режимные ограничения на одновременный пуск и останов двух гидроагрегатов этой ГАЭС.

В ходе строительства комплекса Красногорских Малых ГЭС специалисты Северокавказского РДУ принимали участие в подготовке и согласовании технического задания на проектирование, рассмотрении и согласовании проектной и рабочей документации, согласовании технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям и проверке их выполнения, согласовании программ комплексных испытаний генерирующего оборудования, испытаниях и приемке в эксплуатацию каналов связи и системы обмена технологической информацией с автоматизированной системой Системного оператора. Специалистами компании выполнены расчеты электроэнергетических режимов и токов короткого замыкания,

определены параметры настройки (уставки) устройств релейной защиты и автоматики.

“В процессе комплексных испытаний с поочередным включением Правокубанской и Красногорской ГЭС на параллельную работу с ЕЭС России наши специалисты обеспечили устойчивую работу энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики”, – подчеркнул директор Филиала АО “СО ЕЭС” Северокавказское РДУ Александр Корольков.

Планирование перспективного развития

Системный оператор опубликовал сведения о диспетчерских центрах, уполномоченных на получение информации от субъектов электроэнергетики и потребителей электроэнергии в соответствии с приказом Минэнерго России от 20.12.2022 № 1340. Сведения размещены на официальном сайте Системного оператора в соответствии с Правилами предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утверждёнными приказом Минэнерго России от 20.12.2022 № 1340 (Правила).

Правила регламентируют информационный обмен между Системным оператором и субъектами электроэнергетики, а также потребителями электроэнергии, в том числе в связи с запуском в 2023 г. новой системы планирования перспективного развития электроэнергетики.

В соответствии с документом, субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии предоставляют предусмотренную Правилами информацию в отношении объектов электроэнергетики, энергопринимающих установок, входящих в их состав оборудования и устройств в диспетчерский центр субъекта оперативно-диспетчерского управления, к объектам диспетчеризации которого относятся или в операционной зоне которого расположены соответствующие объекты или энергопринимающие установки. За исключением случаев, когда субъектом оперативно-диспетчерского управления определён иной диспетчерский центр, уполномоченный на получение соответствующей информации.

Председатель правления Системного оператора Фёдор Опадчий принял участие в работе XV юбилейной конференции газеты “Ведомости” “Российская энергетика: новые грани развития” и рассказал о необходимости эффективного развития энергосистемы страны. Глава Системного оператора проанализировал основные тенденции в развитии ЕЭС России и привёл макропоказатели, характеризующие работу энергосистемы. По словам Фёдора Опадчего, с 2003 г. установленная мощность генерирующих объектов в ЕЭС России выросла на 22%. Выработка, как и потребление, увеличилась на 27%. Максимум потребления электрической мощности возрос на 24% и перешагнул показатели, достигнутые в советское время.

“С точки зрения потребления мы вышли за те границы, в которых была создана российская энергосистема в советский период, и продолжаем рост. Это означает, что изначально построенная и спроектированная в советское время энергосистема выбрала заложенные в нее резервы в

первую очередь в части развития магистральных сетей”, – отметил Фёдор Опадчий.

К числу основных перспективных точек роста в энергосистеме он отнес Дальний Восток, восточную часть Сибири, а также ОЭС Юга. Он отметил, что наблюдаемая в регионах динамика социально-экономического развития требует крупных инвестиционных решений по развитию магистральной сети и строительству генерации.

“Учитывая тезис, что энергетика развивается в основном за счёт собственных средств – за счёт средств потребителей, и у нас практически нет “внешних” денег, вопрос эффективного использования инвестиций, а по сути – эффективного развития энергосистемы, крайне важен. Мы не можем себе позволить в такой ситуации развивать энергосистему про запас. Именно поэтому методология новой системы планирования перспективного развития электроэнергетики основывается на фактически принятых решениях по увеличению потребления с учётом вероятности их реализации”, – заявил глава Системного оператора.

Фёдор Опадчий обозначил основные предпосылки и преимущества перехода к централизованной модели планирования перспективного развития отрасли. В частности, он отметил, что внедрение новой системы направлено на повышение качества и прозрачности документов перспективного планирования, а также увеличение экономической эффективности принимаемых технических решений по формированию будущего облика энергосистемы при соблюдении установленных параметров её надёжности.

Напомним, новая модель планирования перспективного развития отрасли введена с 1 января 2023 г. в соответствии с принятыми в июне 2022 г. поправками в федеральный закон № 35-ФЗ “Об электроэнергетике”. В соответствии с документом, центром ответственности за перспективное планирование электроэнергетики стал Системный оператор. В спектр задач компании включена разработка двух программных документов – Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики на 18 лет и Схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 6 лет с включением в последнюю планов по развитию региональных энергосистем в части системообразующей сети 110 кВ и выше.

28 февраля 2023 г. приказом Министерства энергетики № 108 был утверждён первый разработанный в рамках новой модели планирования документ – Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2023 – 2028 годы.

Системный оператор Единой энергетической системы разработал Методику определения параметров перспективных элементов для включения в перспективные информационные модели энергосистем. Документ опубликован на СИМ-портале и официальном сайте компании. Методика моделирования оборудования энергообъектов на ранних стадиях планирования в отрасли разработана впервые.

“Методика обеспечивает возможность моделирования перспективного оборудования в составе цифровых информационных моделей электроэнергетических систем, когда ни конкретные параметры и характеристики, ни даже марка этого оборудования ещё неизвестны. Создание формализованных правил моделирования таких объектов призвано внести определённость в то, как учитывать такие объекты, повысить качество процессов перспективного планирования, увеличить его эффективность и прозрачность”, – подчеркнул заместитель главного диспетчера по режимам АО “СО ЕЭС” Владимир Дьячков.

Документ разработан в соответствии с требованиями утверждённых Постановлением Правительства РФ от 30 декабря 2022 года № 2557 “Правил формирования и поддержания в актуальном состоянии цифровых информационных моделей электроэнергетических систем и перспективных расчетных моделей электроэнергетических систем для целей перспективного развития электроэнергетики”.

Перспективные информационные модели энергосистем используются для разработки ключевых документов планирования перспективного развития электроэнергетики – Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики и Схемы и программы развития электроэнергетических систем России, на их основе формируются перспективные расчётные модели, которые в соответствии с утверждённым приказом Минэнерго РФ от 17 марта 2023 г. № 82 Системный оператор обязан предоставлять заинтересованным организациям для выполнения проектных и иных работ с целью перспективного развития электроэнергетических систем.

Системный оператор проводит масштабное исследование для планирования будущего облика энергосистемы столичного региона. Для этого он создал рабочую группу, в которую вошли специалисты по перспективному развитию ЕЭС Системного оператора, представители ПАО “Россети” и АО “НТЦ ЕЭС”. Рабочая группа во главе с директором по развитию ЕЭС – руководителем дирекции Системного оператора Денисом Пилеником создана в рамках исполнения поручения, сформированного на итоговой коллегии Минэнерго России 28 марта 2023 г. Её главная задача – разработка технико-экономического обоснования необходимости сооружения генерирующих и объектов сетевой инфраструктуры в энергосистеме Москвы и Московской области на период до 2029 г. и далее.

Надёжное функционирование энергосистемы столичного региона – одного из наиболее активно развивающихся – имеет большое социальное и экономическое значение. Разработка ТЭО является необходимым шагом, позволяющим учесть перспективные потребности региона в электроэнергии и мощности, заблаговременно разработать необходимые технические мероприятия для обеспечения его дальнейшего экономического роста в средне- и долгосрочной перспективе.

Рабочая группа проанализирует перспективные электроэнергетические режимы в энергосистеме Москвы и Московской области, определит варианты развития энергосистемы. Затем будет проведено технико-экономическое сравнение этих вариантов и определён оптимальный путь развития.

“Обеспечение дальнейшего динамичного развития Московской энергосистемы – одна из важных задач перспективного планирования. Для её успешного решения необходимо определить будущий облик энергосистемы столичного региона и оптимальные технические решения, которые обеспечат как её надёжную работу, так и экономическую эффективность реализуемых мероприятий”, – отметил первый зампред правления Системного оператора Сергей Павлушко.

Натурные испытания

22 апреля Системный оператор успешно провёл очередные натурные испытания работы энергосистемы Калининградской области в изолированном режиме в рамках инициированных Литвой собственных испытаний. В течение десяти часов энергосистема россий-

ского анклава была отделена от энергосистемы Литвы, через которую она присоединена к ЕЭС России. Страны Балтии приняли план по децентрализации энергосистемы в 2025 г., в результате реализации которого энергосистема Калининградской области будет работать в изолированном режиме. Испытания Калининградской энергосистемы для проверки работы всех систем согласованы литовской стороной с российским Системным оператором.

Для проведения испытаний специалисты Группы “Россети” отключили три ЛЭП 330 кВ и три ЛЭП 110 кВ, связывающие энергосистему региона с энергосистемой Литвы. Частоту электрического тока в энергосистеме поочередно регулировали автоматические системы регулирования частоты Талаховской, Прегольской и Маяковской ТЭС. Все электростанции работали в соответствии с заданным Системным оператором диспетчерским графиком.

В рамках проведённых испытаний в очередной раз подтверждена техническая готовность энергосистемы Калининградской области к работе в изолированном режиме, в том числе проведена оценка качества работы систем автоматического регулирования частоты и мощности на электростанциях. Также в процессе испытаний определены статические частотные характеристики энергосистемы, что позволит обеспечить более точную настройку систем противоаварийного управления.

Во время испытаний в диспетчерском центре филиала Системного оператора – Региональном диспетчерском управлении энергосистемы Калининградской области (Балтийское РДУ) – присутствовали губернатор региона Антон Алиханов и председатель правления Системного оператора Фёдор Опадчий, которые проконтролировали процесс испытаний.

Фёдор Опадчий проинформировал главу региона о технической и технологической базе, обеспечивающей надёжную работу энергосистемы Калининградской области в изолированном режиме.

Глава Системного оператора пояснил, что энергосистема Калининградской области была изначально спроектирована для работы в составе большого энергообъединения, что создавало риски в условиях перехода в изолированный режим. В связи с объявленными странами Балтии намерениями о разделении энергосистемы от ЕЭС России с 2015 по 2019 г. в Калининградской области реализован масштабный проект по обеспечению энергобезопасности западного анклава России: строительство электростанций, ЛЭП, модернизация систем противоаварийной автоматики, направленные на обеспечение самостоятельной работы энергосистемы.

“На уровне главы государства было принято решение о строительстве Талаховской, Прегольской, Маяковской и Приморской ТЭС, которые сегодня успешно вписаны в по сути новую энергосистему региона. Новые электростанции вместе с Калининградской ТЭЦ-2 способны “помогать” друг другу в случае нештатных ситуаций, а современные программные комплексы, внедрённые для регулирования частоты в изолированной энергосистеме, системы дистанционного управления, противоаварийная автоматика позволяют говорить о том, что энергосистема анклава самодостаточна и независима”, – подчеркнул Фёдор Опадчий.

Председатель правления Системного оператора подчеркнул, что новейшие технические решения, которые реализованы сегодня в Калининградской энергосистеме,

являются одним из самых наглядных примеров цифровизации отрасли.

Работа в изолированном режиме не является новым состоянием для энергосистемы региона – под контролем Системного оператора испытания проходят в четвёртый раз.

“Балтийское РДУ – это высокотехнологичный диспетчерский центр, в котором полностью автоматизирована система управления энергосистемой региона. Сложная IT-инфраструктура в реальном времени позволяет производить оптимальные расчёты – как будет вести себя энергосистема. Уверен, что с такими передовыми технологиями, как у Системного оператора, не только в Калининградской области, но и в целом в нашей стране надёжность электроснабжения потребителей будет только расти”, – сказал Антон Алиханов.

Как прокомментировал итоги испытаний генеральный директор ПАО “Россети” Андрей Рюмин, в Калининградской области создана современная инфраструктура, которая позволяет гарантировать полную энергетическую автономность региона.

Импортозамещение

В рамках выполнения задач по импортозамещению Системный оператор и субъекты отрасли приступили к внедрению модифицированного автоматизированного рабочего места “База аварийности в электроэнергетике” (АРМ “БАЭ”), работающей под управлением отечественной операционной системы. АРМ “БАЭ” является составной частью отраслевой информационно-управляющей системы (ИУС “БАЭ”), предназначенной для систематизации информации об авариях в электроэнергетике и анализа причин их возникновения.

Выпущенная в результате модификации восьмая версия АРМ “БАЭ” стала кроссплатформенной. Она может работать как под управлением отечественной ОС Astra Linux с использованием СУБД – свободной системы управления PostgresPro, так и под управлением ОС Microsoft Windows. ОС Astra Linux и СУБД PostgresPro включены в Единый реестр российских программ для электронных вычислительных машин и баз данных.

Пилотной площадкой для внедрения российского софта стали атомные электростанции Концерна “Росэнергоатом”. В 2023 г. модифицированное АРМ “БАЭ” было внедрено на всех атомных электростанциях в составе ЕЭС России и в самом Концерне “Росэнергоатом”. Результаты дальнейшего тестирования подтвердили работоспособность восьмой версии АРМ “БАЭ”.

Накопленный в ходе пилотного проекта опыт будет использован при переходе на модифицированный АРМ в масштабах отрасли.

“Успешная реализация пилотного проекта позволяет выполнить переход на отечественное программное обеспечение в более чем 1000 организаций – субъектов электроэнергетики или потребителей электроэнергии, использующих ИУС “БАЭ”. В настоящее время ряд субъектов отрасли уже перешёл на использование или внедряет модифицированную восьмую версию АРМ “БАЭ” под управлением отечественной операционной системы”, – подчеркнул член правления, директор по техническому контролю Системного оператора Павел Алексеев.

В 2023 г. Системный оператор планирует завершить работы над следующей – девятой версией ИУС “БАЭ”, отличительной особенностью которой станет её интеграция с цифровой информационной моделью электроэнергети-

ческих систем России на основе стандартов CIM (Общая информационная модель). После запланированного в 2024 г. внедрения девятой версии ИУС “БАЭ” установленные на рабочих местах версии восьмые версии АРМ “БАЭ” будут обновлены автоматически, а поддержка работоспособности АРМ “БАЭ” предыдущих версий прекращена.

Информационно-управляющая система “База аварийности в электроэнергетике” разработана Системным оператором и введена в эксплуатацию в 2011 г. с целью систематизации информации об авариях в электроэнергетике в соответствии с требованиями Правил расследования причин аварий в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 28.10.2009 № 846. Используется во всех диспетчерских центрах Системного оператора и в более чем 1000 организациях – субъектов электроэнергетики или потребителей электроэнергии, в том числе в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах.

Цифровизация отрасли

Системный оператор ввёл в эксплуатацию модернизированный модуль передачи неоперативной технологической информации от энергообъектов. Это новое отечественное цифровое решение автоматизации устройств РЗА. Протестированная в ходе совместных с ПАО “РусГидро” и ПАО “Россети” испытаний технология внедрена в эксплуатацию на 15 объектах в ОЭС Востока, Сибири, Средней Волги, Центра и Юга. Модуль передачи неоперативной технологической информации – кроссплатформенное цифровое решение, разработанное Системным оператором. Модуль является ключевым элементом комплексной системы сбора неоперативной технологической информации с энергообъектов и предназначен для передачи в диспетчерские центры Системного оператора осциллограмм аварийных событий, результатов определения мест повреждений на линиях электропередачи, а также текстовых отчетов об аварийном событии и журналов срабатываний микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики.

Полученная информация позволяет специалистам АО “СО ЕЭС” принимать своевременные и оптимальные решения при ликвидации нарушений нормального режима электрической части ЕЭС России.

Помимо этого, данные осциллограмм используются работниками Системного оператора при анализе работы устройств РЗА и помогают разрабатывать необходимые противоаварийные мероприятия с целью предотвращения повторений неправильной работы устройств РЗА, установленных на других объектах электроэнергетики, по аналогичной причине. Кроме того, они применяются в новой автоматизированной системе анализа функционирования устройств релейной защиты и автоматики.

“Технология развивается Системным оператором с 2018 г. и позволяет осуществлять анализ работы устройств релейной защиты при коротких замыканиях путём сравнения их фактического поведения в части пусков и срабатываний с поведением их цифровых “двойников” при моделировании аналогичного короткого замыкания на цифровой модели энергосистемы. Этот подход в конечном счете позволяет повысить надежность работы устройств РЗА за счёт раннего выявления скрытых дефектов”, – отметил начальник службы релейной защиты и автоматики АО “СО ЕЭС” Александр Козырев.

Новый программный модуль передачи неоперативной технологической информации пришёл на смену решению, разработанному в 2016 г. Ключевой целью доработки модуля стало повышение его эффективности, обеспечение совместимости программного обеспечения с отечественной операционной системой, переход на использование серии стандартов ГОСТ Р 58651 “Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики” (CIM”).

“Решение внесено в реестр российского программного обеспечения Минцифры России и распространяется на условиях бесплатной лицензии. Оно позволяет оптимизировать один из ключевых для энергетики деловых процессов по информационному обмену”, – подчеркнул директор по автоматизированным системам диспетчерского управления АО “СО ЕЭС” Роман Богомолов.

Проведённое в период с декабря 2022 г. по март 2023 г. совместно с ПАО “РусГидро” и ПАО “Россети” тестирование модуля подтвердило его готовность к внедрению. В настоящее время модуль успешно используется на 15 объектах ПАО “РусГидро” в операционных зонах пяти из семи объединённых диспетчерских управлений Системного оператора.

На сегодняшний день в фокусе внимания компании находится свыше 150 тыс. устройств РЗА.

Филиалы Системного оператора ОДУ Северо-Запада и Карельское РДУ совместно с филиалом ПАО “Россети” Карельское ПМЭС реализовали проект по созданию и подключению к Централизованной системе противоаварийной автоматики Объединенной энергосистемы Северо-Запада (ЦСПА ОЭС Северо-Запада) нового цифрового комплекса для автоматического предотвращения нарушения устойчивости энергосистемы. Подстанция 330 кВ Петрозаводск стала первым энергообъектом в энергосистеме Республики Карелия, на котором такой комплекс функционирует в качестве низового устройства ЦСПА.

ЦСПА имеют двухуровневую структуру, предусматривающую установку программно-аппаратных комплексов верхнего уровня в диспетчерских центрах объединённых диспетчерских управлений, и низовых устройств – на объектах электроэнергетики. Помимо подстанции Петрозаводск низовые устройства ЦСПА в ОЭС Северо-Запада уже установлены на подстанциях 750 кВ Ленинградская и Копорская.

“Включение в структуру ЦСПА ОЭС Северо-Запада комплекса противоаварийной автоматики на подстанции 330 кВ Петрозаводск обеспечивает формирование наиболее оптимальных управляющих воздействий противоаварийной автоматики в случае аварийных отключений в энергосистемах Республики Карелия и прилегающей сети энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области”, – отметил директор по управлению режимами – главный диспетчер ОДУ Северо-Запада Игорь Никифоров.

Реализация проекта по созданию и подключению к ЦСПА низового устройства на подстанции Петрозаводск позволяет минимизировать требуемый объём управляющих воздействий противоаварийной автоматики (до 100 МВт на отключение генераторов и до 80 МВт на отключение нагрузки) благодаря учёту фактической схемно-режимной ситуации в транзитной сети 330 – 220 кВ на участке РП (распределительный пункт) 330 кВ Каменный Бор – ПС 330 кВ Петрозаводск – Киришская ГРЭС.

Установленный в диспетчерском центре ОДУ Северо-Запада программно-аппаратный комплекс верхнего

уровня ЦСПА выполнен на базе современной мультисерверной системы, он имеет повышенное быстродействие и надежность.

Рынки

Системный оператор Единой энергетической системы продолжает поэтапное внедрение в ОЭС Востока технологии внутрисуточных расчётов – уточнённых доводимых диспетчерских графиков (УДДГ). Эта технология является аналогом расчётов планов балансирующего рынка, применяющихся в ценовых зонах оптового рынка электроэнергии и мощности. С 4 апреля расчёт уточнённых доводимых диспетчерских графиков в ОЭС Востока производится шесть раз в сутки с 4-часовыми интервалами. На начальном этапе внедрения технологии, которую начали применять в октябре 2022 г., внутрисуточный расчёт УДДГ проводился дважды в сутки.

В настоящее время часть Дальнего Востока – территории Республики Саха (Якутия), Приморского и Хабаровского краев, Амурской и Еврейской автономной областей – объединены в состав Второй неценовой зоны оптового рынка электроэнергии и мощности, в которой пока не применяются механизмы рыночного ценообразования, и торговля осуществляется по регулируемым ценам (тарифам) на электрическую энергию и мощность. При этом большая часть технологий оптового рынка электроэнергии и мощности уже реализована в ОЭС Востока.

Применение и развитие УДДГ как механизма краткосрочного планирования режима является очередным шагом к унификации процессов оперативно-диспетчерского управления и технологическому единству ЕЭС России.

“Увеличение количества внутрисуточных расчётов диспетчерского графика позволит осуществлять более точный оперативный учёт изменений схемно-режимных условий ОЭС Востока, связанных с изменениями топологии сети, параметров генерирующего оборудования, а также потребления на территории региона. Следующим шагом к унификации процедур станет переход на 2-часовой, а затем – на ежечасный расчёт, применяющийся на балансирующем рынке в ценовых зонах”, – сообщил генеральный директор филиала АО “СО ЕЭС” Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Востока Виталий Сунгуров.

Запуск ежечасных расчётов УДДГ совместно с уже внедрённой в 2019 г. технологией выбора состава включённого генерирующего оборудования (ВСВГО) в операционной зоне ОЭС Востока обеспечивает технологическую завершенность выполняемого цикла краткосрочного планирования, что в свою очередь способствует повышению эффективности производства электроэнергии, а также создает необходимую технологическую основу для перехода к модели конкурентного рынка электрической энергии и мощности.

Международное сотрудничество

27 апреля на проходящей в Москве Отчётной конференции РНК СИГРЭ по итогам 49-й сессии СИГРЭ представлены результаты мониторинга активности участия коллективных и индивидуальных членов организации, а также национальных исследовательских комитетов (НИК) в деятельности РНК СИГРЭ. Системный оператор занял второе место в рейтинге наиболее активных коллективных членов РНК СИГРЭ, а возглавляемый компанией НИК В5 “Релейная защита и автоматика”

– вторую строчку в рейтинге активности 16 национальных исследовательских комитетов РНК СИГРЭ.

Мониторинг активности участия в деятельности РНК СИГРЭ проводился за период с сентября 2021 г. по сентябрь 2022 г. В числе основных критериев оценки деятельности коллективных членов РНК СИГРЭ – инициирование и участие в инновационных проектах, включая участие в реализации национальных проектов, и выполнение собственной Программы инновационного развития. В частности, при составлении рейтинга принимались во внимание активное участие Системного оператора в ведомственном проекте Минэнерго России “Единая техническая политика – надёжность электроснабжения”, реализация пилотных проектов по управлению спросом потребителей розничного рынка электроэнергии и созданию активных энергетических комплексов (АЭК), разработка, актуализация и сопровождение выпуска межгосударственных и национальных стандартов, а также разработка НПА в развитие базовых общеобязательных требований, заложенных в Правила технологического функционирования электроэнергетических систем (ПТФ ЭЭС). Высокой оценки удостоена работа по реализации Программы инновационного развития компании.

При активном участии НИК В5 “Релейная защита и автоматика” разработаны шесть национальных стандартов и три стандарта организации, а также Методические указания по расчёту и выбору параметров настройки дистанционных защит ЛЭП 110 кВ и выше. Члены национально-исследовательского комитета подготовили и защитили десять магистерских дипломных работ.

НИК В5 “Релейная защита и автоматика” участвовал в реализации десяти проектов, связанных с внедрением в производство новых технологий. В частности, разработал две современные методики испытаний устройств РЗА, основные технические решения и проект внедрения накопителей электроэнергии и ВИЭ в электросетях, программно-аппаратный комплекс моделирования работы энергосистем в реальном времени (ЦЭС – Цифровой двойник энергосистемы), распределённую интеллектуальную систему управления распределительными электрическими сетями (микроэнергосистемами), автоматизированную систему планирования работ по техническому обслуживанию и ремонтам на основе риск ориентированной модели.

Председатель правления Системного оператора Фёдор Опадчий выступил с докладом “Готовность энергосистем к энергопереходу. Опыт GO15 и СИГРЭ” на пленарной сессии конференции РНК СИГРЭ, посвященной подведению итогов прошедшей 22 августа – 2 сентября 2022 года в Париже 49-й Сессии Международного Совета по большим системам высокого напряжения (CIGRE). Фёдор Опадчий, представляющий Россию в Ассоциации системных операторов крупнейших энергосистем GO15, отметил, что принятый во многих странах курс на низкоуглеродную энергетику выдвигает принципиально новые требования к организации работы энергосистем.

Глава Системного оператора напомнил, что многие крупные государства мира, в том числе США, Германия, Великобритания, Франция, Япония, Канада, Австралия, ЮАР, заявили о намерении достигнуть углеродной нейтральности к 2050 г. Страны БРИКС – Россия, Китай, Бразилия – рассматривают в качестве целевого 2060-й год, Индия – 2070 г.

Разрыв цепочек поставок, обусловленный пандемией, оказал существенное влияние на сроки ввода энергообъек-

тов, работающих на ВИЭ. Однако планы по увеличению доли “зелёной” энергетики реализуются высокими темпами.

“Во всём мире происходит взрывной рост заявок на техприсоединение объектов на ВИЭ. Например, в Италии базовым сценарием развития использования ВИЭ Fit-for-55 к 2030 г. было предусмотрено подключение 70 ГВт таких генерирующих мощностей. На сегодня объём заявок на техприсоединение, поданных на рассмотрение системному оператору Италии, превысил 300 ГВт. Понятно, что действующие подходы к планированию развития передающей сети не могут справиться с таким объёмом. В некоторых станах обсуждается введение временного моратория на техприсоединение новых генерирующих объектов, либо введение двухэтапной процедуры техприсоединения, с тем чтобы обработать существующий пул заявок, скорректировать действующие процедуры и выработать серьезные комплексные решения в этой сфере, в том числе по развитию магистральных сетей”, – заявил руководитель Системного оператора.

К числу новых вызовов, стоящих перед энергосистемами в свете совершающейся трансформации, Фёдор Опадчий отнёс снижение естественной инерции энергосистем на фоне увеличения доли использования ВИЭ, необходимость адаптации всех механизмов управления режимом к изменяющейся структуре генерирующих мощностей.

Переход к массовому использованию источников ВИЭ-генерации приводит к сокращению инерции в энергосистеме, что приводит к снижению её устойчивости. В числе потенциально эффективных мер могут рассматриваться меры по развитию рынков системных услуг – таким образом, чтобы поддержание уровня инерции стало отдельным товаром, поставка которого является самостоятельной ценностью, а также по поддержке традиционной генерации. Также обеспечению эффективной интеграции объектов ВИЭ в энергосистему может помочь внедрение промышленных накопителей электроэнергии и развитие инструментов управления спросом. Значимым условием надёжной работы энергосистемы в свете глобального энергоперехода становится и реализация масштабных проектов по развитию энергетической инфраструктуры, в том числе строительству магистральных и распределительных сетей.

Трансформация энергосистемы требует также совершенствования механизмов прогнозирования метеорологических явлений и создания новых верифицированных методов прогнозирования потребления электрической энергии и мощности. Это имеет важнейшее значение не только с точки зрения формирования графиков работы энергообъектов на ВИЭ, отличающихся нестабильным, резкопеременным характером, но и с точки зрения электропотребления и режимов работы энергосистемы. В свете энергоперехода возрастает роль межсистемных и межгосударственных связей для покрытия различных небалансов, в том числе в аварийных ситуациях.

Резюмируя выступление, глава Системного оператора заявил, что результат трансформации энергосистем мы увидим уже в ближайшее время.

“В ближайшее время мы увидим значимые изменения в регулировании работы рынков, деятельности сетевых компаний, поскольку требуемое массовое сетевое строительство связано с изменениями в тарифной политике”, – подчеркнул Фёдор Опадчий.

На отдельной сессии с докладом о результатах деятельности национального исследовательского комитета

(НИК) В5 “Релейная защита и автоматика” и участия его членов в 49-й Сессии CIGRE выступил его руководитель, советник директора по управлению режимами Системного оператора Андрей Жуков.

Ведущий эксперт Департамента параллельной работы и стандартизации Системного оператора, представитель России в Исследовательском комитете (ИК) С1 “Планирование развития энергосистем и экономика” CIGRE и координатор Национального исследовательского комитета С2 “Функционирование энергосистем и управление ими” Станислав Утц рассказал о мировых тенденциях развития энергосистем и особенностях их функционирования, обсуждавшихся на 49-й Сессии CIGRE. Также были представлены предпочтительные темы предстоящей юбилейной Сессии CIGRE.

Ведущий эксперт Службы развития рынков АО “СО ЕЭС” Глеб Лабутин – представитель России в ИК С5 “Рынки электроэнергии и регулирование” – представил доклад об участии российских специалистов в 49-й сессии с докладами о развитии российского рынка электроэнергии и мощности.

Отчётная конференция прошла под руководством председателя РНК СИПРЭ, первого заместителя генерального директора ПАО “Россети” Андрея Мурова. В мероприятии приняли участие представители крупнейших энергокомпаний, исследовательских организаций, производителей электротехнического оборудования, профильных отраслевых объединений и научного сообщества. В фокусе внимания делегатов – актуальные темы и тенденции, обсуждавшиеся на 49-й сессии CIGRE, в том числе внедрение новых технологий сбора и обработки информации, задачи планирования и обеспечения работы энергосистем, развитие рыночных механизмов и кадрового потенциала отрасли.

ЭГМ – 2023

Открылась регистрация для участия в XIII Международной научно-технической конференции “Электроэнергетика глазами молодежи – 2023”. Оргкомитет конференции приглашает к участию молодых специалистов энергетических компаний, студентов, аспирантов, молодых ученых в возрасте до 35 лет. Конференция “Электроэнергетика глазами молодежи” – традиционное ежегодное крупнейшее отраслевое молодежное научно-техническое мероприятие – пройдет с 23 по 27 октября 2023 г. на базе Сибирского федерального университета (ФГАОУ ВО “СФУ”, Красноярск).

В этом году в число главных тем конференции традиционно включены наиболее актуальные вопросы развития по ряду направлений отрасли: управление электроэнергетическими режимами энергосистем, режимы работы и оборудование электрических сетей и систем, релейная защита и автоматика энергосистем, цифровые технологии в электроэнергетике, перспективные направления развития электроэнергетики, промышленная энергетика, энергоэффективность, образовательные технологии и программы подготовки специалистов для электроэнергетики. Участники конференции выступят с очными докладами на семи тематических секциях. Рецензентами представленных докладов выступят ведущие эксперты отрасли и известные учёные.

Организаторами Международной конференции “Электроэнергетика глазами молодежи – 2023” выступили ФГАОУ ВО “Сибирский федеральный университет”, АО “Системный оператор Единой энергетической системы” (АО

“СО ЕЭС”), ПАО “Российские сети” (ПАО “Россети”), Российский национальный комитет СИГРЭ (Ассоциация “РНК СИГРЭ”) и благотворительный фонд “Надёжная смена”.

ПАО “РусГидро”

Ввод в эксплуатацию Красногорских МГЭС

В Карачаево-Черкесской Республике РусГидро ввело в эксплуатацию Красногорские МГЭС-1 и МГЭС-2 общей мощностью 49,8 МВт. Инвестиционный проект реализован в рамках государственной программы по развитию возобновляемой энергетики. Команду на пуск станций отдал председатель Правительства РФ Михаил Мишустин. В торжественной церемонии также принял участие министр энергетики РФ Николай Шульгинов.

Две малые ГЭС, использующие одну плотину длиной 148 и высотой 31 м, расположены на реке Кубань ниже действующей Зеленчукской ГЭС-ГАЭС. Мощность каждой из них составляет 24,9 МВт, среднегодовая выработка экологически чистой, возобновляемой электроэнергии – 85 млн кВт*ч. Работа ГЭС позволит экономить около 50 тыс. т угля, предотвратив выброс в атмосферу порядка 160 тыс. т CO₂ ежегодно.

В здании каждой МГЭС установлены два гидроагрегата мощностью по 12,45 МВт каждый. Также в состав сооружений энергокомплекса входят водосброс и защитная дамба длиной 475 м.

Строительство малых ГЭС было начато в 2019 г., в 2021 г. была перекрыта река Кубань. В конце 2022 – начале 2023 г. гидроагрегаты новых станций были установлены и прошли комплексные испытания. Красногорские МГЭС спроектированы институтом “Мособлгидропроект”, генеральный подрядчик строительства – АО “ЧиркейГЭСстрой”, обе организации входят в Группу РусГидро.



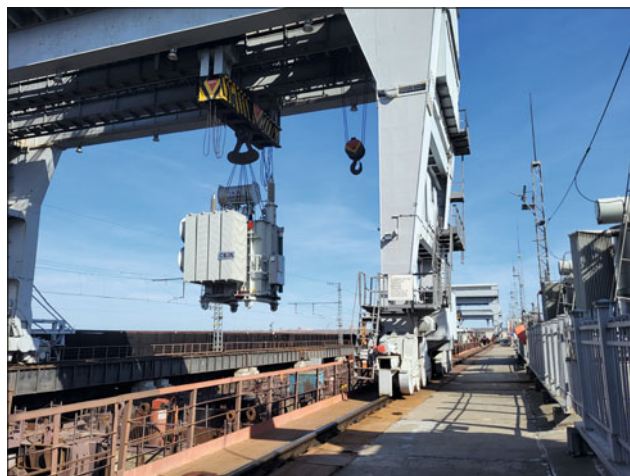
Красногорские МГЭС повышают энергообеспеченность Карачаево-Черкесии на 18% и обеспечат электроэнергией более 230 тыс. человек, или более 50 тыс. домохозяйств. Малые ГЭС будут не только вырабатывать электроэнергию, но и выравнять в своём водохранилище колебания уровня воды, которые возникают при изменении режимов работы Зеленчукской ГЭС-ГАЭС. Это позволит снять сезонные ограничения мощности ГЭС-ГАЭС, составляющие около 70 МВт, и обеспечит благоприятные условия для водопользователей ниже по течению, включая водозаборные сооружения Большого Ставропольского канала. В результате работы Красногорских МГЭС оптими-

зируется водный режим реки Кубань, что позволит увеличить выработку электроэнергии на существующих станциях Каскада Кубанских ГЭС на 250 млн кВт*ч ежегодно.

РусГидро реализует программу развития малой гидроэнергетики на территории Северо-Кавказского федерального округа, где существуют наиболее благоприятные природные условия для работы малых гидроэлектростанций. В рамках этой программы, помимо Красногорских МГЭС, уже построены и введены в эксплуатацию Верхнебалкарская (10 МВт), Усть-Джегутинская (5,6 МВт) и Барсучковская (5,25 МВт) малые ГЭС, возводятся Черекская (23,4 МВт) и Башенная МГЭС (10 МВт), проектируются Верхнебаканская (23,2 МВт), Нихалойская (23 МВт) и Могохская (49,8 МВт) малые ГЭС. Все проекты прошли конкурсный отбор инвестпроектов по строительству генерирующих объектов на основе возобновляемых источников энергии по ДПМ, что обеспечивает окупаемость их строительства.

Модернизация Камской ГЭС

На Камской ГЭС РусГидро завершены работы по замене трёх однофазных трансформаторов напряжением 110 кВ. Работы проведены в рамках программы комплексной модернизации ГЭС РусГидро. Обновлённая трансформаторная группа осуществляет выдачу мощности от шести гидроагрегатов суммарной мощностью 144 МВт. Трансформаторы с заводскими номерами 001, 002 и 004 были установлены на станции в 1954 г. и за годы эксплуатации не раз модернизировались и ремонтировались. Наиболее существенные работы были проведены в 1990-х годах, когда в заводских условиях заменили активную часть трансформаторов. Необходимость полной замены оборудования в силу длительного срока эксплуатации подтвердили технические специалисты, проанализировавшие результаты мониторинга.



Работы по замене трансформаторов заняли около 15 дней. В связи с тем, что каждая фаза весит более 80 т, а конструкция Камской ГЭС имеет свои особенности, для проведения работ были разработаны специальные технические решения. Сначала смонтировали специальную конструкцию для выкатки фазы к месту транспортировки. Затем при помощи козлового крана старые трансформаторы доставили до монтажной площадки, а новые – переместили к месту установки. После проведения необходимых испытаний трансформаторы были подключены к сети.

Новые трансформаторы изготовлены в России, на предприятии “Группы СВЭЛ”, и отвечают всем современ-

ным требованиям к эффективности и надежности работы. Трансформаторная группа оборудована системой мониторинга и интегрирована в существующую автоматизированную систему управления технологическим процессом ГЭС.

Ранее с 2007 по 2010 г. на Камской ГЭС были полностью заменены трансформаторные группы 220 кВ. Установка новых трансформаторов напряжением 110 кВ произведена впервые. Своевременная замена оборудования приведёт к увеличению надёжности выдачи электроэнергии потребителям Пермско-Закамского энергоузла.

Модернизация Волжской ГЭС

На Волжской ГЭС после замены генератора и его вспомогательного оборудования введён в эксплуатацию гидроагрегат ст. № 17. Оборудование обновлено в рамках Программы комплексной модернизации (ПКМ) гидроэлектростанций РусГидро. Новый генератор, изготовленный российской компанией “Силловые машины”, создан с учётом современных достижений в области энергетического машиностроения и имеет улучшенные технические характеристики. Он заменил оборудование, введенное в эксплуатацию в 1960 г. и отработавшее более 60 лет. Одновременно был проведен ремонт гидротурбины, включающий восстановление работоспособности механизма управления лопастями рабочего колеса. Все работы были завершены досрочно.

Новые гидроагрегаты обладают большей эффективностью, что уже позволило увеличить мощность Волжской ГЭС с 2541 до 2734 МВт. Одним из результатов модернизации стала рекордная за все время эксплуатации Волжской ГЭС суточная выработка 65,442 млн кВт·ч, зафиксированная 12 апреля 2023 г. В перспективе установленная мощность станции возрастет до 2744,5 МВт. К настоящему времени на Волжской ГЭС обновлены все 22 гидротурбины и 18 генераторов, завершение замены гидрогенераторов намечено на 2026 г.

Модернизация станции не ограничивается гидроагрегатами. Сегодня на Волжской ГЭС в рамках ПКМ завершена замена затворов водосливной плотины, продолжается замена сороудерживающих решёток, маслонаполненных кабелей 220 кВ на кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена, начата реконструкция открытого распределительного устройства (ОРУ) напряжением 500 кВ с применением элегазового оборудования закрытой компоновки (КРУЭ).

АО “Атомэнергомаш”

АО “ЦКБМ” (входит в машиностроительный дивизион Росатома – Атомэнергомаш) приступило к изготовлению насосных агрегатов расхолаживания первого контура энергоблока № 2 АЭС Руппур (Народная Республика Бангладеш). Агрегаты устанавливаются в реакторном отделении и предназначены для повышения уровня безопасности АЭС, а также для планового расхолаживания энергоблока в случае проведения ремонта. Расхолаживанием называется процесс отвода тепла и остаточных тепловыделений из активной зоны после остановки реактора.

Для энергоблока будет изготовлено два агрегата. В состав каждого входят насос, электродвигатель мощностью 800 кВт и вспомогательное оборудование. Общая масса насосного агрегата составляет 9 т. За один час насос может перекачивать 300 м³ жидкости.

“Благодаря своим конструктивным особенностям насосы могут мгновенно, из любого теплового состояния, включаться в работу и обеспечивать требуемое расхолаживание. Аналогичные насосные агрегаты производства ЦКБМ установлены на энергоблоках № 6 и 7 Нововоронежской АЭС”, – рассказывает заместитель главного конструктора по насосному оборудованию ЦКБМ Андрей Агринский.

АЭС Руппур (генеральный проектировщик и генеральный подрядчик — Инжиниринговый дивизион Госкорпорации “Росатом”) с двумя реакторами ВВЭР-1200 суммарной мощностью 2400 МВт сооружается по российскому проекту в 160 км от столицы Бангладеш, города Дакки в соответствии с генеральным контрактом от 25 декабря 2015 г. Для первой АЭС Бангладеш выбран российский проект с реакторами ВВЭР-1200, успешно реализованный на двух энергоблоках Нововоронежской АЭС. Это эволюционный проект поколения “3+”, который полностью удовлетворяет международным требованиям безопасности.

Машиностроительный комплекс АО “АЭМ-технологии” “Ижора” (входит в машиностроительный дивизион Росатома – Атомэнергомаш) выполнил термообработку верхнего и нижнего полукорпусов компенсатора давления для энергоблока №7 Тяньваньской АЭС (Китай). Верхний полукорпус состоит из обечайки и днища, нижний – из трёх обечаек и днища. На внутреннюю поверхность каждого из элементов наплавлен антикоррозийный слой, выполнена механическая обработка. После сборки и сварки обечаек и днищ полукорпуса прошли термическую обработку.

После сварки штуцеров, патрубков и проведения необходимых контролей, в каждом полукорпусе будет произведён монтаж внутрикорпусных устройств. Затем начнётся производство замыкающего шва двух частей компенсатора.



Компенсатор давления является ключевым оборудованием реакторного зала АЭС. Он нужен для создания и поддержания давления в первом контуре реактора. Аппарат представляет собой толстостенный сосуд с толщиной стенки 157 мм, внутренний объём изделия – 79 м³, масса в сборе – 186 т.

АО “ЦКБМ” (входит в машиностроительный дивизион Росатома – “Атомэнергомаш”) изготовило и отгрузило четыре цеолитовых фильтра для энергоблока № 3 АЭС Сюйдапу в Китае. Цеолитовые фильтры входят в состав систем газоочистки, установленных на атомных станциях. Эти фильтры предназначены для глубокой осушки радиоактивного газового потока, поступающего

затем на следующие ступени очистки. В качестве адсорбента используется минерал цеолит. Для одного энергоблока требуется четыре цеолитовых фильтра – два основных и два резервных.

Цеолитовый фильтр изготовлен из нержавеющей стали и представляет собой полый сосуд цилиндрической формы. Длина корпуса – 3,5 м, диаметр – 0,4 м. Внутри корпуса расположен змеевик, он необходим для охлаждения цеолита, который нагревается при адсорбции. Вес одного фильтра (без наполнителя) составляет 350 кг. В каждом фильтре размещается 340 л цеолитового адсорбента. Просушка адсорбента после адсорбции проходит посредством прогонки газа, разогретого до 420°C. Срок службы фильтра – 60 лет.



Цеолитовые фильтры – новый продукт для ЦКБМ, конструкторская документация для этих изделий была разработана инженерами предприятия в 2021 г. с нуля. Первые четыре фильтра отгружены в марте 2023 г. на строящийся в Китае блок № 7 Тяньваньской АЭС.

АЭС Сюйдапу – проект энергетического сотрудничества России и Китая, расположенный в городе Хулудао (провинция Ляонин). В рамках проекта сооружаются энергоблоки № 3 и 4 с реакторными установками типа ВВЭР-1200 суммарной установленной мощностью 2400 МВт.

Россия последовательно развивает международные торгово-экономические взаимоотношения, делая упор на сотрудничество с дружественными странами. Несмотря на внешние ограничения, отечественная экономика наращивает экспортный потенциал, осуществляет поставки товаров, услуг и сырья по всему миру. АО «Атомэнергомаш» принимает активное участие в этой работе.

НПО «ЭЛСИБ»

В конце апреля на ЭЛСИБ успешно прошли испытания турбогенератора с воздушным охлаждением ТФ-130-2УЗ для Смоленской ТЭЦ-2 (АО «Квадра»). Это первый из трёх турбогенераторов, изготовленный для АО «Квадра» в рамках реализации правительственной программы модернизации генерирующего оборудования (ДПМ-2). По условиям контракта, предприятие поставит два генератора для Смоленской ТЭЦ-2 и один для Тамбовской ТЭЦ.

В присутствии представителя заказчика АО «Квадра» были произведены высоковольтные испытания статора и проведены испытания генератора в сборе на стенде.

Приёмо-сдаточные испытания показали полное соответствие турбогенератора заявленным техническим требованиям.



Напомним, по федеральной программе на Смоленской ТЭЦ-2 будет установлено два новых современных турбоагрегата отечественного производства (второй – в процессе изготовления). Новые генераторы с воздушным охлаждением заменят старые машины с водородным охлаждением, изготовленные ЭЛСИБ более 40 лет назад. После их пуска в работу установленная электрическая мощность станции увеличится до 320 МВт, тепловая – до 815 Гкал/ч, что продлит срок эксплуатации станции, обеспечит надежность теплоснабжения, а также позволит подключать больше потребителей.

Ассоциация «Глобальная энергия»

Глобальная выработка электроэнергии на гидроэлектростанциях (ГЭС) по итогам 2022 г. увеличилась на 1,7%, до 4311 ТВт·ч, следует из данных аналитического центра Ember. Доля ГЭС в глобальной структуре электрогенерации достигла 15,2%, т.е. максимального показателя среди всех возобновляемых источников (ВИЭ), в том числе ветровых (7,6%) и солнечных генераторов (4,5%). Абсолютный прирост генерирующих мощностей на ГЭС составил 73 ТВт·ч, что сопоставимо с годовым объёмом выработки электроэнергии в Финляндии. Четверть этого прироста (18 ТВт·ч) обеспечил Китай, где в 2022 г. завершился ввод ГЭС Байхэтань, занимающей первое место в мире по удельной мощности энергоблоков и второй – по общей установленной мощности (16 ГВт), уступая по этому показателю только ГЭС Три ущелья (22,5 ГВт).

ГЭС Байхэтань стала частью энергетического коридора протяжённостью 1800 км, в состав которого также вошли гидроэлектростанции в верхнем течении Янцзы (ГЭС Силуоду, ГЭС Сянцзяб", ГЭС Удундэ) и две – в среднем (ГЭС Гэчжоуба, ГЭС Три ущелья). Все шесть ГЭС смогут вырабатывать 300 ТВт·ч электроэнергии в год (что сопоставимо с годовым объёмом электропотребления в Индонезии) и обеспечивать ежегодную экономию 248 млн т CO₂-эквивалента парниковых газов. Почти тот же объём парниковых выбросов в 2021 г. был зафиксирован от факельного сжигания попутного газа во всех регионах мира, за исключением Африки (247 млн т CO₂-эквивалента, согласно Обзору мировой энергетики ВР).

Помимо Китая, выработку на ГЭС в 2022 г. также нарастили Бразилия, Вьетнам, Канада, Индия и Турция.

Прирост в этих странах был компенсирован сокращением выработки на ГЭС в Евросоюзе, где сказались неблагоприятные погодные условия. По оценке экспертов ассоциации “Глобальная энергия”, удельный объём осадков в Германии в 2022 г. (670 л/м²) был на 15% ниже среднего уровня 1991 – 2020 гг. (791 л/м²).

Основной потенциал прироста выработки на ГЭС сосредоточен в развивающихся странах. Одной из них является Эфиопия, где в 2022 г. были введены в эксплуатацию два гидроагрегата общей мощностью 750 МВт на ГЭС Хыдасе, на которой сейчас идёт сооружение еще 14 энергоблоков на 5250 МВт. Другой точкой роста для отрасли станет Индия, где в начале нынешнего года было одобрено строительство крупнейшей в стране ГЭС Дибанг мощностью 2880 МВт: проект будет реализован в штате Аруначал-Прадеш, расположенном на северо-востоке Индии на границе с КНР. При этом гидроэлектростанции будут по-прежнему играть важную роль в энергоснабжении многих развитых стран, в том числе Канады и Норвегии, где доля ГЭС в структуре генерирующих мощностей в 2022 г. составила 61% и 88% соответственно.

Компания Gazelle Wind Power разработала модульную ветроэнергетическую платформу, которая является более устойчивой, чем полупогружные платформы, и при этом более мобильной, чем платформы с натяжными опорами. Инновация может упростить производство ветровой энергии в открытом море. Платформы с натяжными опорами, использующиеся на глубине от 300 до 1500 м, представляют собой плавучие конструкции, пришвартованные к морскому дну с помощью жестких стальных тросов и прикрепленного к ним тяжелого груза. В свою очередь, полупогружные платформы, применяемые на глубине от 60 до 3700 м, внешне напоминают катамаран. Его палубу удерживают не менее четырех опор, к которым снизу примыкают понтоны. Оба типа платформ изначально использовались в нефтяной отрасли: платформы с натяжными опорами благодаря высокой устойчивости упрощают подготовку скважин к промышленной добыче после завершения буровых работ, а полупогружные платформы подходят для строительства скважин с подводным расположением устья (верхней части скважины).

Однако у этих типов платформ есть и недостатки, осложняющие их применение для энергообъектов возобнов-

ляемой энергетики. Полупогружные платформы достаточно громоздки, поскольку их устойчивость зависит от занимаемой площади, тогда как натяжные опоры требуют высокой нагрузки на морское дно для сохранения вертикального положения. Инженеры из Gazelle Wind Power попытались преодолеть эти ограничения за счёт создания модульной платформы, подводная конструкция которой похожа на букву “М”. Непосредственно сама платформа состоит из двух горизонтальных оснований, соединённых между собой шестью “косыми” сваями, крайние из которых выходят за “границы” палубы и направлены вверх под углом в 45°.

Каждая боковая свая оснащена поворотным рычагом. По каждому из них проходит отдельный швартовочный трос, с помощью которого платформа крепится к морскому дну. Один конец каждого троса прикреплен к балласту на морском дне, а другой – к грузу, расположенному между дном и платформой. Два троса и три прикрепленных к ним груза по форме образуют упомянутую букву “М”. Наряду с поворотными рычагами, такая конструкция обеспечивает балансировку платформы: движение морских волн передаётся от платформы к системе подводных грузов, что позволяет минимизировать тангаж (угловое движение относительно горизонтальной оси) и в итоге вернуть платформу в горизонтальное положение.

По оценке Gazelle Wind Power, удельная длина швартовки у новой платформы будет на 75% ниже, чем у полупогружных платформ, а удельный вес используемых для швартовки подводных грузов – на 50% меньше, чем у платформ с натяжными опорами. Это должно снизить расходы на строительство морских ветрогенераторов, которые пока что выше, чем у наземных. По оценке экспертов ассоциации “Глобальная энергия”, в Китае ввод прибрежных ВЭС обходится в 1160 дол/кВт мощности, тогда как для наземных ВЭС этот показатель составляет 2860 дол/кВт.

Новая платформа будет опробована в рамках проекта PLOCAN недалеко от Канарских островов, где строится ветроэнергетическая станция (ВЭС) мощностью 2 МВт, а также на проекте ВЭС мощностью 25 МВт, который будет реализовываться компанией WAM Horizon в прибрежном районе Агусадора на севере Португалии.