

## НОВОСТИ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ

### Системный оператор Единой энергетической системы

#### Выработка и потребление электроэнергии и мощности

По оперативным данным АО «СО ЕЭС», потребление электроэнергии в Единой энергосистеме России в ноябре 2020 г. составило 92,4 млрд кВт·ч, что на 2,9% меньше объёма потребления за ноябрь 2019 г. Потребление электроэнергии в ноябре 2020 г. в целом по России составило 93,8 млрд кВт·ч, что на 2,8% меньше аналогичного показателя 2019 г. В ноябре 2020 г. электростанции ЕЭС России выработали 93,4 млрд кВт·ч, что на 4,1% меньше, чем в ноябре 2019 г. Выработка электроэнергии в России в целом в ноябре 2020 г. составила 94,9 млрд кВт·ч, что на 4,0% меньше выработки в ноябре прошлого года.

Основную нагрузку по обеспечению спроса на электроэнергию в ЕЭС России в ноябре 2020 г. несли тепловые электростанции (ТЭС), выработка которых составила 50,9 млрд кВт·ч, что на 7,6% меньше, чем в ноябре 2019 г. Выработка ГАЭС составила 16,8 млрд кВт·ч (на 7,5% меньше уровня ноября 2019 г.), АЭС – 19,7 млрд кВт·ч (на 7,1% больше уровня ноября 2019 г.), электростанций промышленных предприятий – 5,7 млрд кВт·ч (на 0,9% больше уровня ноября 2019 г.).

Максимум потребления мощности ЕЭС России в ноябре 2020 г. зафиксирован 30.11.2020 в 17:00 по московскому времени и составил 143 767 МВт, что ниже максимума потребления мощности в ноябре 2019 г. на 4311 МВт (2,9%).

Среднемесячная температура воздуха в ноябре текущего года по ЕЭС России составила 2,2°C что на 2°C выше её значения в том же месяце 2019 г.

Потребление электроэнергии за одиннадцать месяцев 2020 г. в целом по России составило 945,4 млрд кВт·ч, что на 2,8% меньше, чем за такой же период 2019 г. В ЕЭС России потребление электроэнергии с начала года составило 930,3 млрд кВт·ч, что на 2,9% меньше, чем в январе – ноябре 2019 г. Без учёта влияния дополнительного дня високосного года электропотребление по ЕЭС России и по России в целом уменьшилось на 3,2% и 3,1% соответственно.

С начала 2020 г. выработка электроэнергии в России в целом составила 957,1 млрд кВт·ч, что на 3,5% меньше объёма

выработки в январе – ноябре 2019 г. Выработка электроэнергии в ЕЭС России за одиннадцать месяцев 2020 г. составила 942,0 млрд кВт·ч, что на 3,6% меньше показателя аналогичного периода прошлого года. Без учёта влияния дополнительного дня високосного года снижение выработки электроэнергии составило 4% по ЕЭС России и 3,8% по России в целом.

Основную нагрузку по обеспечению спроса на электроэнергию в ЕЭС России в течение одиннадцати месяцев 2020 г. несли ТЭС, выработка которых составила 494,9 млрд кВт·ч, что на 10,8% меньше, чем в январе – ноябре 2019 г. Выработка ГАЭС за тот же период составила 190,3 млрд кВт·ч (на 9,5% больше, чем за одиннадцать месяцев 2019 г.), АЭС – 194,7 млрд кВт·ч (на 2,2% больше, чем за январь – ноябрь 2019 г.), электростанций промышленных предприятий – 59,1 млрд кВт·ч (на 3,4% больше показателя января – ноября 2019 г.).

Суммарные объёмы потребления и выработки электроэнергии в целом по России складываются из показателей электропотребления и выработки объектов, расположенных в Единой энергетической системе России, и объектов, работающих в технологически изолированных территориальных энергосистемах (Таймырского автономного округа, Камчатского края, Сахалинской области, Магаданской области, Чукотского автономного округа). Фактические показатели работы энергосистем технологически изолированных территорий представлены субъектами оперативно-диспетчерского управления указанных энергосистем.

Данные за ноябрь и одиннадцать месяцев 2020 г. представлены в таблице.

#### Развитие ЕЭС

10 ноября на прошедшем в Государственной Думе заседании круглого стола «О перспективах развития гидроэнергетики в Российской Федерации» заместитель председателя правления АО «СО ЕЭС» Сергей Павлушко представил анализ мировой практики использования гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС) и предложения по их внедрению в ЕЭС России. Системный оператор последовательно выступает за увеличение доли ГАЭС в структуре установленной мощности ЕЭС России как хорошо зарекомендовавшего себя в мировой практике средства экономически эффективного обеспечения баланса мощности энергосистемы.

ОЭС	Выработка, млрд кВт·ч		Потребление, млрд кВт·ч	
	Ноябрь 2020 г.	Январь – ноябрь 2020 г.	Ноябрь 2020 г.	Январь – ноябрь 2020 г.
Востока (с учётом изолированных систем)	4,0 (-4,6)	39,2 (0,3)	3,7 (-4,3)	36,2 (1,2)
Сибири (с учётом изолированных систем)	18,2 (-4,3)	186,5 (-1,0)	18,4 (-4,0)	188,7 (-1,2)
Урала	21,4 (-6,4)	223,1 (-7,5)	21,6 (-6,3)	222,6 (-5,8)
Средней Волги	9,4 (-11,5)	98,9 (-0,8)	9,4 (-2,6)	94,0 (-4,8)
Центра	22,4 (2,9)	205,4 (-3,8)	22,0 (1,0)	215,4 (-1,6)
Северо-Запада	9,2 (-3,8)	96,2 (-5,7)	8,2 (-4,3)	83,1 (-3,3)
Юга	8,8 (-6,3)	92,7 (-1,1)	9,0 (-0,1)	90,3 (-1,4)

Примечание. В скобках приведено изменение показателя в процентах относительно аналогичного периода 2019 г.

По мнению Системного оператора, ввод в эксплуатацию новых ГАЭС позволит расширить возможности по управлению электроэнергетическим режимом энергосистемы и повысит надёжность её работы.

Неизменные колебания уровня потребления электрической мощности в энергосистеме в течение суток оказывают существенное влияние на режимы работы энергетического оборудования. При наличии в энергосистеме большого объёма генерирующих мощностей, работающих “в базовом режиме”, т.е. с практически не изменяемой мощностью, – например, атомных электростанций, – а также объекты “зелёной” энергетики – солнечные и ветровые электростанции – с нестабильными графиками нагрузки, необходимы довольно мощные и при этом маневренные источники генерирования, способные быстро увеличивать или снижать выдачу мощности по команде диспетчера, для компенсации суточных и часовых изменений потребления. Такими источниками являются накопители электроэнергии, из которых наиболее опробованной и эффективной на сегодняшний день технологией стали ГАЭС.

Сергей Павлушко отметил, что при недостаточности в энергосистеме маневренных генерирующих объектов неизбежно возрастает неравномерность работы тепловых электростанций, увеличивается частота пусков и остановов генерирующего оборудования. В настоящее время период минимальных нагрузок ЕЭС России проходит без остановки энергоблоков ТЭС на ночь. Дальнейший рост доли генерирующих объектов, работающих в базовом режиме в центральной части ЕЭС России, прежде всего АЭС, приведёт к необходимости рассматривать вопрос остановки энергоблоков ТЭС в ночное время либо привлечение к регулированию суточного графика нагрузки АЭС. Это, в свою очередь, значительно ухудшит экономические показатели работы и тех, и других.

Кроме того, реализация в Российской Федерации программы ДПМ ВИЭ для стимулирования развития “зелёной” энергетики, а также обсуждаемое в настоящее время продолжение данной программы приведут к значительному увеличению доли этого вида генерирования в структуре генерирующих мощностей в отдельных частях ЕЭС России. Наличие резкопеременного графика их нагрузки накладывает дополнительные требования по привлечению к суточному регулированию (вплоть до остановки на ночь) оборудования ТЭС и обеспечению быстровводимого резерва мощности на ГАЭС, а при недостатке этих мер – и по дополнительному строительству сетевой инфраструктуры для обеспечения выдачи избыточной мощности в ЕЭС России.

В частности, ожидаемое развитие ВИЭ в ОЭС Юга до 2024 г. в рамках программы ДПМ ВИЭ уже показывает наличие описанных проблем, и эффективным их решением в ОЭС Юга могло бы стать строительство ГАЭС.

ГАЭС способны аккумулировать электроэнергию в промышленных масштабах. Их строительство обеспечит дополнительные возможности по управлению электроэнергетическим режимом энергосистемы, повысив надёжность работы ЕЭС и качество управления её электроэнергетическим режимом.

Экономическая эффективность строительства ГАЭС выражается в снижении потребности в привлечении к регулированию ТЭС и сокращении их работы в предельных режимах (в первую очередь, на технологическом или техническом минимуме), исключении потребности участия ТЭС в суточном регулировании путём остановки отдельного оборудования в холодный резерв в ночные часы, увеличении коэффициента использования установленной мощности на работающем оборудовании и повышении эффективности производства электроэнергии за счёт остановки в холодный резерв неэффективного оборудования ТЭС, увеличении возможности производства “зелёной” электроэнергии, снижении потребности поддержания вторичных резервов на ТЭС.

Эффективность эксплуатации ГАЭС подтверждается мировым опытом: в 2014 – 2017 гг. общая установленная мощность ГАЭС в мире выросла со 143 до 153 ГВт. В настоящее время за рубежом в рамках развития возобновляемых источников энергии функционирует более 400 ГАЭС, около 40 находятся на различных этапах проектирования и строительства. Лидером по доле ГАЭС в структуре установленной мощности по итогам 2018 г. является Япония (43,39 %), за ней следуют Австрия (22,02 %) и Швейцария (17,08 %). В России на долю ГАЭС приходится лишь 0,55 % общей установленной мощности электростанций.

## Цифровизация отрасли

*Филиал АО “СО ЕЭС” “Региональное диспетчерское управление энергосистемы Тульской области” (Тульское РДУ) совместно с Филиалом “Россети ФСК ЕЭС” (ПАО “ФСК ЕЭС”) Приокское ПМЭС (Приокское ПМЭС) успешно провели комплексные испытания и приступили к дистанционному управлению оборудованием распределительного пункта (РП) 220 кВ Станы из диспетчерского центра и центра управления сетями (ЦУС). С 2 ноября Тульское РДУ и ЦУС Приокского ПМЭС приступили к выполнению функций дистанционного управлению коммутационными аппаратами и заземляющими разъединителями комплектного распределительного устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ) 220 кВ на РП 220 кВ Станы, с использованием автоматизированных программ переключений (АПП). Эти программы позволяют существенно, в 5 – 10 раз, сократить длительность производства оперативных переключений по сравнению с их выполнением оперативным персоналом электросетевых компаний по устным командам диспетчерского персонала.*

АПП – это представленная в виде компьютерного алгоритма последовательность операций при переключениях, которая обеспечивает выполнение переключений. Она отправляет команды непосредственно в автоматизированную систему управления технологическим процессом (АСУТП) управляемого энергетического объекта и контролирует их успешное исполнение, получая информацию о состоянии оборудования и выполненных операциях.

Внедрение автоматизированного дистанционного управления оборудованием РП 220 кВ Станы позволяет повысить надёжность функционирования и качество управления электроэнергетическим режимом энергосистемы Тульской области за счёт сокращения времени производства оперативных переключений, снижения риска ошибочных действий диспетчерского и оперативного персонала, увеличения скорости реализации управляющих воздействий по изменению топологии электрической сети.

При подготовке к дистанционному управлению оборудованием РП 220 кВ Станы специалисты АО “СО ЕЭС” и “Россети ФСК ЕЭС” распределили функции дистанционного управления между Системным оператором и сетевой компанией, провели необходимую настройку АСУТП РП, оперативно-информационного комплекса в диспетчерском центре и программно-технического комплекса ЦУС Приокского ПМЭС, протестировали системы сбора и передачи телеметрической информации. Специалисты Тульского РДУ и Приокского ПМЭС совместно разработали типовые программы переключений для ЛЭП и оборудования распределительного пункта, на основе которых были подготовлены АПП и типовые бланки переключений. Также была пересмотрена и введена в действие необходимая нормативно-техническая документация, проведено дополнительное обучение диспетчерского и оперативного персонала, проведены комплексные испытания.

В ходе комплексных испытаний автоматизированной системы дистанционного управления проверялись каналы связи, качество поступающей в Тульское РДУ и ЦУС Приокского ПМЭС телеметрической информации, выполнение функций

захвата и освобождения ключа дистанционного управления, функций дистанционного управления выключателями, разъединителями и заземляющими разъединителями РП 220 кВ Станы, а также блокировок исполнения ошибочных команд.

Успешное завершение комплексных испытаний подтвердило готовность автоматизированной системы дистанционного управления оборудованием РП 220 кВ Станы к вводу в эксплуатацию.

В рамках проверки готовности Тульского РДУ и Приокского ПМЭС к работе с новой системой проведена контрольная общесистемная противоаварийная тренировка по ликвидации нарушений нормального режима работы энергосистемы Тульской области с использованием дистанционного управления. В мероприятии приняли участие диспетчерский персонал Тульского РДУ и оперативный персонал Приокского ПМЭС. По итогам проведенных проверки и тренировки совместная комиссия Системного оператора и ПАО «ФСК ЕЭС» приняла решение о готовности диспетчерского персонала Тульского РДУ и оперативного персонала Приокского ПМЭС к осуществлению функций дистанционного управления оборудованием РП 220 кВ Станы.

В рамках цифровизации оперативно-диспетчерского управления Системный оператор уже несколько лет поэтапно внедряет автоматизированную систему производства переключений во всех своих филиалах, что позволит организовать автоматизированное дистанционное управление оборудованием более чем двухсот объектов электроэнергетики в соответствии с согласованными с сетевыми организациями планами-графиками. Оснащение диспетчерских центров Системного оператора автоматизированными системами производства переключений, а подстанций – современными АСУТП, поддерживающими автоматизированное дистанционное управление, является важным практическим шагом к цифровой трансформации энергетики. Использование передовых цифровых технологий в энергетической отрасли позволяет получить значительный системный эффект за счёт построения на их базе более эффективных моделей управления технологическими процессами объектов электроэнергетики и ЕЭС России в целом.

*Филиалы АО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Юга» (ОДУ Юга) и «Региональное диспетчерское управление энергосистем Волгоградской области» (Волгоградское РДУ) совместно с крупным потребителем электроэнергетики – компанией «Овощевод» успешно провели комплексные испытания и ввели в работу автоматизированную систему дистанционного управления из диспетчерского центра оборудованием подстанции (ПС) 220 кВ Норби, построенной этим агропредприятием. Проект организации дистанционного управления электросетевым оборудованием 220 кВ из диспетчерского центра Системного оператора в Волгоградской энергосистеме реализован впервые.*

12 ноября Волгоградское РДУ приступило к выполнению функций дистанционного управления коммутационными аппаратами ПС 220 кВ Норби с использованием автоматизированных программ переключений (АПП). Эти программы позволяют существенно, в 5 – 10 раз, сократить длительность производства оперативных переключений по сравнению с традиционным способом выполнения переключений – оперативным персоналом подстанции компании ООО «Овощевод» по командам из диспетчерского центра.

АПП – это представленная в виде компьютерного алгоритма последовательность операций при переключениях. Команды отправляются компьютером из диспетчерского центра АО «СО ЕЭС» непосредственно в автоматизированную систему управления технологическим процессом (АСУТП) управляемого энергетического объекта. При этом система контролирует их успешное исполнение, получая информацию о состоянии оборудования и выполненных операциях.

ПС 220 кВ Норби трансформаторной мощностью 126 МВ·А введена в работу в октябре 2019 г. По своим характеристикам она соответствует требованиям, предъявляемым к подстанциям нового поколения благодаря установке современного цифрового оборудования и средств автоматизации, обеспечивающих реализацию функции автоматизированного дистанционного управления из диспетчерского центра Системного оператора. Этот питающий центр также оснащён новейшими микропроцессорными устройствами релейной защиты и автоматики.

Внедрение автоматизированного дистанционного управления оборудованием ПС 220 кВ Норби позволяет повысить надёжность функционирования и качество управления электроэнергетическим режимом энергосистемы Волгоградской области за счёт сокращения времени производства оперативных переключений, снижения риска ошибочных действий диспетчерского и оперативного персонала, увеличения скорости реализации управляющих воздействий по изменению топологии электрической сети.

В ходе реализации проекта специалисты ОДУ Юга и Волгоградского РДУ принимали участие в подготовке и согласовании технического задания на проектирование, рассмотрении и согласовании проектной документации, включающей технические решения по созданию автоматизированной системы дистанционного управления оборудованием, а также участвовали в разработке программы комплексных испытаний этой системы.

При подготовке к комплексным испытаниям, предшествующим вводу системы дистанционного управления в эксплуатацию, специалисты АО «СО ЕЭС» провели необходимую настройку оперативно-информационного комплекса (ОИК) в Волгоградском РДУ, совместно с персоналом ООО «Овощевод» участвовали в настройке АСУТП подстанции, протестировали телеметрические системы обмена информацией между ПС 220 кВ Норби и диспетчерским центром Системного оператора.

Специалисты Волгоградского РДУ во взаимодействии с ООО «Овощевод» разработали типовые программы переключений для ЛЭП и оборудования подстанции с использованием дистанционного управления, на основе которых были подготовлены и внедрены АПП. Персоналом ООО «Овощевод» при участии специалистов Волгоградского РДУ разработаны и введены в действие типовые бланки переключений на ЛЭП и оборудование ПС 220 кВ Норби. Кроме того, были реализованы дополнительные меры по обеспечению информационной безопасности Волгоградского РДУ, ПС 220 кВ Норби и задействованных каналов связи. При подготовке к испытаниям пересмотрена и введена в действие необходимая нормативно-техническая документация, проведено дополнительное обучение диспетчерского и оперативного персонала. Волгоградским РДУ также реализован комплекс режимных мероприятий для проведения испытаний автоматизированной системы дистанционного управления.

В рамках цифровизации оперативно-диспетчерского управления Системный оператор уже несколько лет поэтапно внедряет автоматизированную систему производства переключений во всех своих филиалах, что позволит организовать автоматизированное дистанционное управление оборудованием электросетевых объектов на всей территории ЕЭС России. Оснащение диспетчерских центров Системного оператора автоматизированными системами производства переключений, а подстанций – современными АСУТП, поддерживающими автоматизированное дистанционное управление, является важным практическим шагом к цифровой трансформации энергетики. Использование передовых цифровых технологий в энергетической отрасли позволяет получить значительный системный эффект за счёт построения на их базе более эффективных моделей управления технологиче-

скими процессами объектов электроэнергетики и ЕЭС России в целом.

**13 ноября на онлайн-конференции экспертной группы ассоциации “Цифровая энергетика” заместитель директора по автоматизированным системам диспетчерского управления АО “СО ЕЭС” Роман Богомолов выступил с докладом “Создание СИМ-модели. Информационный обмен между субъектами электроэнергетики с использованием стандартов серии “Информационная модель электроэнергетики”.** Общая информационная модель (Common Information Model, CIM) – закреплённая группой стандартов Международной электротехнической комиссии МЭК 61970 и МЭК 61968 цифровая модель, описывающая основные элементы электроэнергетической системы, их свойства и связи между ними в виде общепризнанных и одинаково понимаемых определений и понятий. Концепция предоставляет возможность эффективной интеграции автоматизированных систем и обеспечивает унифицированный способ управления энергообъектами вне зависимости от их назначения и производителя оборудования.

Исследования применения CIM в ЕЭС России начаты Системным оператором в 2007 г. В 2012 г. компания приступила к активной фазе реализации проекта по созданию на базе CIM Единой информационной модели (ЕИМ) ЕЭС России с одновременным переводом на неё части деловых процессов. После ввода в промышленную эксплуатацию в 2016 г. ЕИМ по-прежнему постоянно совершенствуется и расширяет сферу применения. В настоящее время ЕИМ включает в себя свыше 6 млн объектов модели и используется в исполнительном аппарате и всех 56 филиалах Системного оператора при расчётах электрических режимов, оценивании состояния энергосистем, формировании перечней объектов диспетчеризации, согласовании плановых графиков ремонтов, управлении оперативными диспетчерскими заявками, а также при решении ряда других задач.

На базе ЕИМ реализуется также проект по созданию следующего поколения оперативного информационного комплекса (ОИК) – основного программного продукта, при помощи которого осуществляется оперативное управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России. “Итогом этой работы станет создание единого комплекса автоматизированных систем оперативно-диспетчерского управления, которые построены на основе Единой информационной модели и оперируют данными в рамках единого информационного пространства”, – заявил Роман Богомолов.

Опыт, полученный Системным оператором в рамках начальной стадии промышленной эксплуатации Единой информационной модели доказал возможность и целесообразность её тиражирования в масштабах всей электроэнергетики и поставил вопрос о формировании соответствующего нормативно-правового фундамента, отмечает Роман Богомолов. В рамках деятельности ТК 016 “Электроэнергетика” Росстандарта в 2019 г. были утверждены основополагающие ГОСТ Р 58651.1-2019 и ГОСТ Р 58651.2-2019, разработанные Системным оператором в рамках серии национальных стандартов по созданию цифровой информационной модели электроэнергетики. В 2020 г. в соответствии с планом Минэнерго России Системный оператор разработал еще два проекта национальных стандартов, описывающие профиль информационной модели линий электропередачи и электросетевого оборудования 110 – 750 кВ и профиль информационной модели генерирующего оборудования. В разработке стандартов активное участие принимают и другие субъекты электроэнергетики, в числе которых ПАО “РусГидро”, ПАО “Россети”, ПАО “ФСК ЕЭС”, АО “Техническая инспекция ЕЭС”.

В 2019 году Системный оператор приступил к реализации совместных пилотных проектов по организации информационного обмена на основе CIM с АО “Екатеринбургская электросетевая компания”, АО “Концерн “Росэнергоатом” и

ОАО “Сетевая компания” (Татарстан). Впоследствии к реализации проекта по унификации обмена данными подключились АО “Россети Тюмень” и ПАО “РусГидро”.

Предварительные результаты пилотов подтвердили положительный эффект внедрения технологии в части упорядочивания информационных потоков между предприятиями, повышения качества используемых данных, снижения их разнородности и разновременности обновления, а также сокращения сроков внедрения цифровых автоматизированных систем. Одним из главных итогов внедрения технологии стало снижение числа ручных операций и существенное сокращение фактора недостоверности информации, передаваемой в процессе управления энергосистемой.

Системный оператор ведет разработку новой технологии информационного обмена с непосредственным участием широкого круга компаний электроэнергетики, подчеркнул Роман Богомолов. Так, в 2020 г. по инициативе АО “СО ЕЭС” сформирован экспертный совет с участием АО “Концерн Росэнергоатом”, АО “Монитор Электрик”, ООО “Газпромэнергохолдинг”, ПАО “Интер РАО”, ПАО “РусГидро” и других компаний. Также в текущем году с ПАО “Россети” создана рабочая группа по организации информационного обмена данными цифровых моделей. До 31 августа 2021 г. компании планируют завершить пилотные проекты по отработке информационного взаимодействия между дочерними компаниями ПАО “Россети” и филиалами Системного оператора. В рамках “пилотов” будет отлажено применение технологии CIM для ее дальнейшего тиражирования в информационном обмене со всеми дочерними компаниями ПАО “Россети”, а также с другими субъектами электроэнергетики.

АО “СО ЕЭС” выступает инициатором создания в электроэнергетике единой доверенной информационной среды, основанной на современных цифровых технологиях. На рассмотрение в Минэнерго направлены разработанные в сотрудничестве с ПАО “Россети” предложения по порядку создания и ведения Единой цифровой модели (ЕЦМ) электроэнергетики как иерархически взаимосвязанной совокупности цифровых моделей всех субъектов отрасли.

Для повышения информированности профессионального сообщества Системный оператор планирует организовать серию практических мероприятий, в том числе вводный образовательный вебинар “CIM. Для кого и зачем?”, а также первую в России конференцию, полностью посвящённую использованию в электроэнергетике CIM. Планируется, что конференция “CIM в России и мире” пройдет 10 – 12 февраля 2021 г. с участием отечественных и зарубежных экспертов.

**Заместитель председателя правления АО “СО ЕЭС” Фёдор Опадчий принял участие в пленарной сессии Первой международной инженерно-технологической конференции по цифровой трансформации электроэнергетики “Energynet. CON 2020”. В своём выступлении он назвал ключевые технологии цифровизации электроэнергетики.** Основными драйверами цифровой трансформации электроэнергетики Фёдор Опадчий назвал технологии удалённого воздействия, управление распределёнными ресурсами и “умные” решения, позволяющие более эффективно использовать существующую инфраструктуру.

Первое – это технологии удалённого воздействия во всех смыслах, начиная со сбора данных с отдельного оборудования и энергетических объектов, и заканчивая дистанционным управлением – передачей команд на объекты управления.

Другая ключевая технология – управление распределёнными ресурсами. Определённое количество небольших распределённых ресурсов могут объединяться в единые пулы, приобретая свойства, которыми не обладают участники этого пула по-отдельности. В качестве примеров он обозначил реализуемые в настоящее время Системным оператором проекты экономического управления спросом розничных потребителей (агрегаторы спроса) и создания активных энерге-

тических комплексов (АЭК), призванных решить проблему интеграции в ЕЭС России растущего объёма распределённой генерации. Последний реализуется вместе с “НТЦ ЕЭС Групп компаний”.

Третья технология – “умные” решения, позволяющие более эффективно использовать существующую сетевую инфраструктуру и генерирующие объекты. К ним можно отнести новые алгоритмы и глубокую автоматизацию действий, из которых складывается работа и управление энергосистемой.

### Подготовка к осенне-зимнему периоду

*По итогам проводимой Министерством энергетики Российской Федерации оценки готовности субъектов электроэнергетики к работе в отопительный сезон 2020/2021 г. АО “Системный оператор Единой энергетической системы” присвоен индекс готовности 1, что подтверждает полную готовность компании к работе в предстоящем осенне-зимнем периоде.* Результаты оценки готовности субъектов электроэнергетики утверждены приказом Министерства энергетики РФ № 973 от 5 ноября 2020 г.

АО “СО ЕЭС” и его филиалами в полном объёме выполнены планы подготовки всех диспетчерских центров, обеспечивающие их готовность к работе в осенне-зимний период 2020/2021 г. Системный оператор ежегодно разрабатывает и утверждает планы подготовки к работе в ОЗП.

Решение о готовности Системного оператора принято в соответствии с “Правилами оценки готовности субъектов электроэнергетики к работе в отопительный сезон”, утверждёнными постановлением Правительства РФ от 10.05.2017 № 543. На основании решения Минэнерго России АО “Системный оператор Единой энергетической системы” выдан Паспорт готовности к работе в отопительный сезон 2020/21 г.

В соответствии с постановлением Правительства РФ № 543 Минэнерго России использует риск-ориентированную модель оценки готовности субъектов электроэнергетики к работе в отопительный сезон, которая позволяет оценивать готовность на основании отчётных данных о выполнении субъектами электроэнергетики и отдельными потребителями электрической энергии разработанных показателей, характеризующих выполнение условий готовности, а также осуществлять постоянный автоматизированный мониторинг состояния объектов и их готовности к обеспечению надёжного энергоснабжения потребителей.

Решение о готовности Системного оператора к работе в отопительный сезон 2020/2021 г. принято Минэнерго России по итогам мониторинга готовности, который проводился с 1 октября прошлого года по 30 сентября текущего года на основе информации о выполнении необходимых условий и оценки 20 индикаторов.

Уровень готовности устанавливается в зависимости от индекса готовности: “Не готов” (индекс готовности меньше 0,95), “Готов с условиями” (индекс готовности равен или больше 0,95) и “Готов” (индекс готовности равен 1). Индекс готовности рассчитывается Минэнерго России в соответствии с утверждённой приказом Минэнерго России от 27.12.2017 № 1233 методикой оценки на основании информации, полученной до 1 ноября текущего года. Методика устанавливает: порядок расчёта показателей (состав и объём представляемых сведений), диапазоны балльной шкалы оценки показателя, весовые коэффициенты показателей, перечень специализированных индикаторов.

Принятие решения о готовности базируется на результатах мониторинга готовности, который осуществляется непрерывно в течение года – с 1 октября прошлого года по 30 сентября текущего года – на основе информации о выполнении условий и показателей готовности. При проведении мониторинга также осуществляется оценка специализированных ин-

дикаторов (наличие отклонений индикаторов от нормируемых значений). Перечень условий готовности разделен по группам субъектов электроэнергетики: “Генерация” – организации, эксплуатирующие электростанции мощностью 25 МВт и более, “Сети” – сетевые организации, эксплуатирующие оборудование напряжением 110 кВ и выше, “ОДУ” – субъекты оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

Если субъект электроэнергетики получил индекс “Не готов” или “Готов с условиями”, то он обязан сформировать план мероприятий по достижению необходимого уровня и ежемесячно отчитываться о его выполнении.

### Международное сотрудничество

*11 ноября в режиме видео-конференц-связи состоялось очередное, 39-е заседание Комитета энергосистем Беларуси, России, Эстонии, Латвии и Литвы (БРЭЛЛ), в ходе которого обсуждались вопросы актуализации действующей нормативно-технической базы Электрического кольца (ЭК) БРЭЛЛ, планы ввода энергоблока № 1 Белорусской АЭС и итоги испытаний работы Калининградской энергосистемы в изолированном режиме.* С российской стороны в заседании Комитета энергосистем БРЭЛЛ приняли участие представители АО “СО ЕЭС”, ПАО “ФСК ЕЭС”, ПАО “Россети”. Другие стороны представляли ГПО “Белэнерго” (Беларусь), Elering AS (Эстония), AS “Augstsprieguma toksls” (Латвия) и LITGRID AB (Литва).

Системный оператор ЕЭС представляли директор по управлению режимами ЕЭС – главный диспетчер Михаил Говорун, заместитель директора по управлению развитием ЕЭС Дмитрий Афанасьев, заместитель главного диспетчера по режимам Владимир Дьячков, директор по техническому контролю Павел Алексеев.

В рамках текущей работы по актуализации нормативно-технической базы стороны обсудили ход разработки инструкций по режимам параллельной работы энергосистем, изменения в инструкцию по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима в ЭК БРЭЛЛ, согласовали новую редакцию соглашения о поддержании и использовании нормативного аварийного резерва мощности в ЭК БРЭЛЛ без участия литовской стороны, которая намерена выйти из этого соглашения с 1 января 2021 г., а также утвердили скорректированный перечень распределения объектов диспетчеризации ОЭС Беларуси, ЕЭС России, ЭС Эстонии, ЭС Латвии и ЭС Литвы.

Кроме того, участники заседания обсудили процесс ввода в опытно-промышленную эксплуатацию энергоблока № 1 Белорусской АЭС и связанные с пуском нового генерирующего объекта вопросы противоаварийного управления и передачи телеметрической информации. Стороны также ознакомились с результатами проведённых в сентябре успешных испытаний работы Калининградской энергосистемы в изолированном режиме.

*Эксперты АО “СО ЕЭС” приняли участие в серии пленарных заседаний технических комитетов (ТК) Международной электротехнической комиссии (МЭК), проводимых в дистанционном формате.* В заседании МЭК/ТК 57 “Управление энергосистемами и информационный обмен”, которое состоялось 10 – 12 ноября, участвовали ответственный секретарь ТК 016 “Электроэнергетика” Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарта), начальник отдела стандартизации Департамента параллельной работы и стандартизации АО “СО ЕЭС” Юрий Федоров, представители блока информационных технологий АО “СО ЕЭС” – начальник отдела внешних информационных систем Сергей Приходько и начальник отдела сопровождения ОИК НП и информационной модели Николай Беляев. С российской стороны в мероприятии также участвовали эксперты ООО “Пизлис Технолоджи”, ООО “Инженерный центр “Энергосервис”, ООО “НПФ “Модем”. Всего в

пленарном заседании приняли участие более 60 экспертов от государств – членов МЭК/ТК 57.

В ходе встречи обсуждались доклады руководителей рабочих групп комитета, ход выполнения программ работ, в том числе планы рабочих групп (workgroup, WG) 13 и 14 по обновлению стандартов серий МЭК 61869 и МЭК 61970, описывающих общую информационную модель (Common information model, CIM), а также интерфейсы и профили взаимодействия компаний в электроэнергетике. Кроме того, рассматривались вопросы активности государств – членов в МЭК/ТК 57, аспекты взаимодействия со смежными комитетами МЭК и внешними организациями, организационные вопросы деятельности МЭК.

Технический комитет МЭК/ТК 57 “Управление энергосистемами и информационный обмен” закреплён за национальным техническим комитетом по стандартизации ТК 016 “Электроэнергетика”, при этом область деятельности МЭК/ТК 57 также тесно связана с работами профильного подкомитета ТК 016/ПК-7 “Интеллектуальные технологии в электроэнергетике” в области цифровизации российской электроэнергетической отрасли.

Международные стандарты, разработанные в МЭК/ТК 57, приняты за основу при подготовке и реализации плана Минэнерго России по созданию и развитию российской единой информационной модели на базе CIM МЭК 61968/61970. В серии национальных стандартов ГОСТ Р 58651 “Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики” уже утверждены и введены в действие два стандарта, разработанные АО “СО ЕЭС”, – ГОСТ Р 58561.1-2019 и ГОСТ Р 58561.2, определяющие, соответственно, основные положения и базисный профиль информационной модели.

В ноябре 2020 г. ответственный секретарь ТК 016 Юрий Федоров также участвовал в дистанционных пленарных заседаниях МЭК/ТК 95 “Измерительные реле и устройства релейной защиты” и МЭК/ТК 120 “Системы аккумуляции энергии”, которые закреплены за ТК 016 “Электроэнергетика”. Участие в работе комитетов МЭК позволяет экспертам Системного оператора получать информацию о развитии международной практики стандартизации, новых требованиях к оборудованию и процессам, обсуждать технические вопросы с представителями ведущих компаний мира и отстаивать позицию страны при подготовке проектов международных публикаций.

После обновления процедурных правил МЭК и ИСО (Международной организации по стандартизации) требования к активности государств – членов МЭК и экспертов в рабочих органах МЭК стали более жёсткими. В настоящее время секретариатом ТК 016 “Электроэнергетика” ведётся работа по реорганизации деятельности экспертов технического комитета в МЭК, с учётом приоритетной тематики участия, требований к регулярной активности и владению английским языком.

## АО “Атомэнергомаш”

*Петрозаводский филиал компании “АЭМ-технологии” (входит в машиностроительный дивизион Госкорпорации “Росатом” – Атомэнергомаш) приступил к изготовлению направляющих аппаратов для корпусов главных циркуляционных насосных агрегатов (ГЦНА), которые предназначены для энергоблока № 2 атомной электростанции “Аккую” (Турция). На первом направляющем аппарате для корпуса ГЦНА специалисты приступили к выполнению сварных швов приваривания лопаток к дискам. Направляющий аппарат – составная часть корпуса ГЦНА, состоящая из верхнего и нижнего дисков, между которыми привариваются 13 направляющих лопаток. Функция направляющего аппарата в*

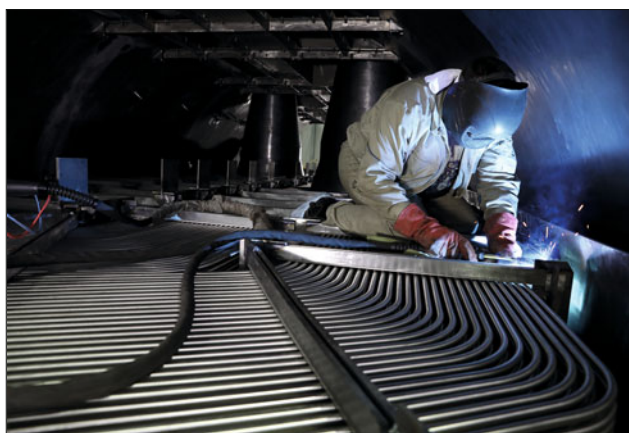
корпусе насоса – направлять поток теплоносителя от парогенератора в реактор.

Корпус ГЦНА – изделие первого класса безопасности. На атомной электростанции главный циркуляционный насосный агрегат обеспечивает циркуляцию теплоносителя в первом контуре и работает под давлением около 160 атм и при температуре 300°C.

АЭС “Аккую” – первая АЭС в Турции, строящаяся на южном побережье страны в районе Гюльнар провинции Мерсин. Станция сооружается по модернизированному проекту АЭС с энергоблоками ВВЭР-1200 поколения III+ с повышенной безопасностью и улучшенными технико-экономическими характеристиками. АО “Атомэнергомаш” является комплектным поставщиком оборудования реакторной установки и машинного зала для всех четырех блоков станции.

*В Волгодонском филиале АО “АЭМ-технологии” (входит в машиностроительный дивизион Росатома – Атомэнергомаш) завершен ключевой этап изготовления оборудования – набивка трубного пучка внутрь корпуса парогенератора для второго блока АЭС “Аккую” (Турция). В течение 21 дня специалисты формируют из трубы змеевики. В общей сложности задействовано 11 000 трубок из нержавеющей стали диаметром 16 мм и длиной от 11 до 17 м. Если сложить их вместе, общая протяженность составит 140,9 км.*

На участке чистой сборки готовые змеевики устанавливаются внутрь корпуса на опорные элементы, затем проводится поочередная развальцовка и приварка концов труб к коллекторам первого контура. Таким образом формируется трубный пучок из 105 горизонтальных рядов.



Далее специалисты приваривают пароприемный лист и коллектор питательной воды. Затем к парогенератору будут приварены днища. Оборудованию предстоит пройти гидравлические испытания и целый комплекс контрольных мероприятий, включая вихретоковый контроль теплообменных труб.

Парогенератор – теплообменный аппарат, являющийся частью реакторной установки и относящийся к изделиям первого класса безопасности. В состав оборудования одного энергоблока АЭС входят четыре парогенератора.

*Волгодонский филиал АО “АЭМ-технологии” (входит в машиностроительный дивизион Росатома – Атомэнергомаш) изготовил и отгрузил коллекторы пара для первого энергоблока строящейся в Республике Бангладеш АЭС “Руппур”. Коллектор пара – один из крупных комплектующих узлов парогенератора. Его длина более 11 м, ширина – 2,7 м, высота – около 3 м, масса – свыше 7 т. Коллектор пара будет приварен к 10 паротводящим патрубкам на корпусе ПГ. Через патрубки осушенный пар выходит и поступает в коллектор пара, откуда через сеть трубопроводов поступает на турбоустановку.*

Изделия отправлены автомобильным транспортом до порта Санкт-Петербурга, далее оборудование перегружат на баржу и транспортируют на площадку АЭС. Морской путь составит порядка 14 000 км.



Парогенератор – теплообменный аппарат, являющийся частью реакторной установки и относящийся к изделиям первого класса безопасности. Диаметр аппарата составляет более 4 м, длина – порядка 14 м, масса – 340 т. В состав оборудования одного энергоблока АЭС входят четыре парогенератора.

АЭС “Руппур” проектируется и строится по российскому проекту. Проектирование и строительство объекта осуществляет Инжиниринговый дивизион ГК “Росатом”. Станция будет состоять из двух энергоблоков с реакторами типа ВВЭР-1200, жизненный цикл которых составляет 60 лет с возможностью продления срока работы еще на 20 лет.

## ПАО “РусГидро”

**Ввод в эксплуатацию Усть-Джегутинской МГЭС.** 11 ноября 2020 г. в Карачаево-Черкесской Республике РусГидро ввело в эксплуатацию Усть-Джегутинскую малую ГЭС мощностью 5,6 МВт и среднегодовой выработкой электроэнергии 24,7 млн кВт·ч. В торжественной церемонии пуска приняли участие член правления, первый заместитель генерального директора ПАО “РусГидро” Андрей Казаченков и глава Карачаево-Черкесской Республики Рашид Темрезов.

Это уже второй завершённый РусГидро инвестпроект по строительству генерирующего объекта на основе возобновляемых источников энергии по договору о предоставлении мощности на оптовый рынок (ДПМ ВИЭ). В июне этого года была введена в работу Верхнебалкарская МГЭС в Кабардино-Балкарии мощностью 10 МВт – первый объект ДПМ ВИЭ, построенный РусГидро. До конца 2020 г. планируется ввод в эксплуатацию третьей малой ГЭС в рамках этой программы – Барсучковской МГЭС мощностью 5,25 МВт в Ставропольском крае.

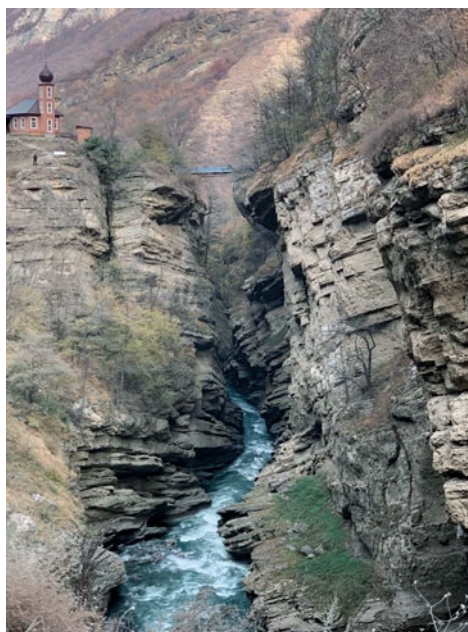
Усть-Джегутинская МГЭС расположена в одноименном районе республики, на реке Кубань. Для создания напора воды на турбинах станция использует существующую с 1962 г. плотину Усть-Джегутинского гидроузла, обеспечивающего забор воды в Большой Ставропольский канал. Такое конструктивное решение позволило снизить затраты на строительство станции и повысить эффективность использования водных ресурсов – для своей работы Усть-Джегутинская МГЭС использует воду, которая раньше просто пропусклась через водосброс гидроузла. Генеральным проектировщиком строительства станции выступил “Институт Гидропроект”, строительство велось компаниями “Гидроремонт-ВКК” и “ЧиркейГЭСстрой”. Все они входят в Группу РусГидро.



Усть-Джегутинская МГЭС оборудована двумя вертикальными гидроагрегатами мощностью по 2,8 МВт каждый, с поворотно-лопастными турбинами, работающими на расчётном напоре 31 м. Электроэнергия выдается в энергосистему по двум линиям электропередачи напряжением 6 кВ на ПС Головная.

**Перспективные малые ГЭС РусГидро.** Два проекта малых ГЭС общей мощностью 29,1 МВт, предложенных ПАО “РусГидро”, были отобраны по итогам завершившегося сегодня конкурсного отбора инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии (ДПМ ВИЭ). Новые малые ГЭС будут построены РусГидро на Северном Кавказе и введены в эксплуатацию в 2024 г.

Малая ГЭС Псыгансу мощностью 19,1 МВт будет расположена в Кабардино-Балкарии. Станция станет четвёртой ступенью Нижне-Черекского каскада ГЭС, включающего в настоящее время Кашхатау ГЭС, Аушигерскую ГЭС и Зарагжскую ГЭС. Новая станция будет построена по деривационной схеме с созданием напора при помощи канала, в который будет поступать вода, уже отработавшая на турбинах расположенной выше Зарагжской ГЭС. МГЭС Псыгансу станет вторым объектом малой гидроэнергетики, построенным РусГидро в Кабардино-Балкарии после Верхнебалкарской МГЭС, введённой в эксплуатацию в 2020 г.



Башенная малая ГЭС мощностью 10 МВт станет первым проектом РусГидро в Чеченской Республике. Станция будет построена в высокогорном Игум-Калинском районе вблизи села Гучум-Кале на реке Аргун. На данном участке река обла-

дает большим перепадом высот (40 м на протяжении 1,4 км), что повышает эффективность будущей гидроэлектростанции.

Новые малые ГЭС станут продолжением программы развития малой гидроэнергетики, реализуемой РусГидро на территории Северо-Кавказского федерального округа. Здесь существуют наиболее благоприятные природные условия для малых гидроэлектростанций. В рамках этой программы уже введены в эксплуатацию Верхнебалкарская и Усть-Джегутинская МГЭС, завершено строительство Барсучковской МГЭС, возводятся две Красногорские МГЭС.

Все проекты малых ГЭС РусГидро прошли конкурсный отбор инвестпроектов по строительству генерирующих объектов на основе возобновляемых источников энергии по ДПМ, что обеспечивает их окупаемость. Конкурсный отбор проводится оператором – АО «АТС» – в рамках государственной программы по поддержке развития возобновляемой электроэнергетики.

**Модернизация гидроэлектростанций РусГидро.** В рамках реализации Программы комплексной модернизации РусГидро на Воткинской ГЭС введён в эксплуатацию новый силовой трансформатор, что повысит надёжность работы станции и обеспечит выдачу возросшей в результате замены гидроагрегатов мощности ГЭС.

К заменяемому трансформатору 1Т подключены два гидроагрегата Воткинской ГЭС, он обеспечивает выдачу электроэнергии и мощности станции на открытое распределительное устройство (ОРУ) напряжением 110 кВ и далее в энергосистему по девяти линиям электропередачи. Новый трансформатор, изготовленный в Санкт-Петербурге на предприятии ООО «СМТТ. Высоковольтные решения», имеет повышенную мощность – 300 МВ·А вместо 250 МВ·А. Это позволит обеспечить выдачу в энергосистему возрастающей мощности Воткинской ГЭС, которая в результате замены гидроагрегатов увеличится с исходных 1020 до 1150 МВт.

Помимо замены самого трансформатора, была обновлена кровля трансформаторной площадки с устройством маслоприёмника, путей перекачки, разделительных противопожарных перегородок и токопроводов 13,8 кВ. Также выполнены прокладка и подключение силовых и контрольных кабельных линий, замена воздушного перехода до ОРУ 110 кВ, модернизация системы автоматического пожаротушения и пуско-наладочные работы.



Всего на Воткинской ГЭС работает 11 главных трансформаторов. ГЭС является узловым пунктом сети электроснабжения восточно-европейского района России, связывающим между собой пять энергосистем. Поэтому трансформаторное оборудование станции, помимо обеспечения выдачи её электроэнергии, также обеспечивает переток мощности между энергосистемами различных классов напряжения.

Программа комплексной модернизации предусматривает замену всех трансформаторов Воткинской ГЭС. Сегодня помимо трансформатора 1Т уже заменены автотрансформаторные группы 3АТГ и 2АТГ (суммарно шесть фаз автотрансформаторов + одна резервная фаза). До 2023 г. планируется заменить оставшееся оборудование – силовой трансформатор 4Т и автотрансформаторы 5АТ и 6АТ.

Также на двух гидроэлектростанциях РусГидро, Зейской и Чебоксарской ГЭС, была введена в эксплуатацию автоматизированная система диагностического контроля гидротехнических сооружений (АСДК ГТС). Новое оборудование позволяет оценивать безопасность сооружений станции в режиме реального времени, а также оперативно прогнозировать любые изменения их состояния.

АСДК ГТС производит автоматический опрос контрольно-измерительной аппаратуры, установленной на гидротехнических сооружениях ГЭС, что позволяет получать информацию максимально оперативно и с высокой точностью. Одновременно со сбором данных система производит сравнение полученных результатов с критериями безопасности. В случае обнаружения отклонений система немедленно передаёт предупреждающие сообщения специалистам службы мониторинга оборудования и гидротехнических сооружений Чебоксарской ГЭС.

Одновременно с созданием АСДК ГТС провели реконструкцию контрольно-измерительной аппаратуры. На Чебоксарской ГЭС были обновлены 90 напорных пьезометров в здании ГЭС и 67 на грунтовой плотине, что повысило точность наблюдений за фильтрационным режимом сооружений. Дополнительно установили свыше 70 датчиков контроля уровней воды, её температуры, расхода, влажности воздуха и других показателей. Были обустроены дополнительные геодезические измерительные точки с лазерными дальнометрами. На Зейской ГЭС были установлены и подключены к АСДК 173 новых датчика, обеспечивающих сейсмомониторинг, наблюдения за перемещением сооружений, деформациями в основании плотины и фильтрационным режимом.

## Салынская и Целинская ВЭС

**В Калмыкии введены в промышленную эксплуатацию ветроэлектростанции, ставшие крупнейшими генерирующими объектами в регионе.** В декабре 2020 г. в Калмыкии были сданы в эксплуатацию Салынская и Целинская ВЭС. Их суммарная мощность составила 200 МВт.

“Ветроэнергетика становится всё более востребованной во всем мире. Она даёт большие преимущества – безопасность для экологии, экономическая выгода, новые перспективы развития. У нас есть большой природный потенциал, который позволяет Калмыкии стать лидером по использованию чистой возобновляемой энергии. Салынская и Целинская ВЭС уже начали поставки на оптовый рынок электроэнергии и мощности, став крупнейшими генерирующими объектами в регионе. Отрадно, что их строительство и ввод в эксплуатацию были осуществлены в срок. Сегодня для республики это пополнение доходов в бюджет и небольшое количество рабочих мест. Это первый шаг. Возможно, в будущем мы придём к выработке энергии для своих нужд. А сейчас важно отметить, что, несмотря на трудности, данные проекты были успешно реализованы. Это произошло благодаря совместному ответственному сотрудничеству Правительства Калмыкии и Фонда развития ветроэнергетики”, – прокомментировал Глава Калмыкии Бату Хасиков.

Салынская и Целинская ВЭС были реализованы Фондом развития ветроэнергетики, созданным на паритетной основе ПАО “Фортум” и Группой “РОСНАНО”. Станции расположены в Целинном районе республики, на их территории смонтировано 48 ветроэнергетических установок мощностью 4,2 МВт каждая. Данные объекты, несмотря на логистиче-



ские и организационные ограничения, вызванные пандемией новой коронавирусной инфекции, были построены и сданы в эксплуатацию в срок.

“Мы рады, что ветроэлектростанции Фонда развития ветроэнергетики обеспечили серьёзный прорыв в использовании богатого ветроэнергетического потенциала Калмыкии”, – комментирует Александр Чуваев, исполнительный вице-президент корпорации “Фортум”, глава дивизиона “Россия”, генеральный директор УК “Ветроэнергетика”. Он также добавил, что для обеспечения безопасности работников при реализации объектов строго соблюдался противоэпидемиологический режим.

Алишер Каланов, руководитель инвестиционного дивизиона “Возобновляемые источники энергии” УК “РОСНАНО”, председатель совета директоров УК “Ветроэнергетика”, подчеркнул, что введённые в строй новые ветропарки также создают значительный синергетический эффект в масштабах всей экономики Калмыкии. “Один ветропарк – это миллиарды рублей прямых инвестиций, увеличение спроса на местное сырьё и материалы, новые рабочие места, прирост налоговых платежей”, – отметил Алишер Бахадурович.

## НПО “ЭЛСИБ”

*ЭЛСИБ начал отгрузку секторов статора гидрогенератора для Ингурской ГЭС.* В начале декабря на НПО “ЭЛСИБ” прошла отгрузка первых двух секторов нового статора гидрогенератора ст. № 3 типа СВВ-780/190-32 для Перепадной ГЭС-1 Ингурского гидроэнергетического комплекса (Грузия). Статор изготовлен с использованием современных технологий и материалов, с сохранением всех технических параметров, взамен выработавшего свой ресурс оборудования. Ранее для этого гидроагрегата на станцию был поставлен модернизированный подпятник, который будет установлен после монтажа статора. Замена старых узлов позволит продлить срок эксплуатации гидрогенератора, обеспечит безаварийную работу, а также увеличит межремонтный период.

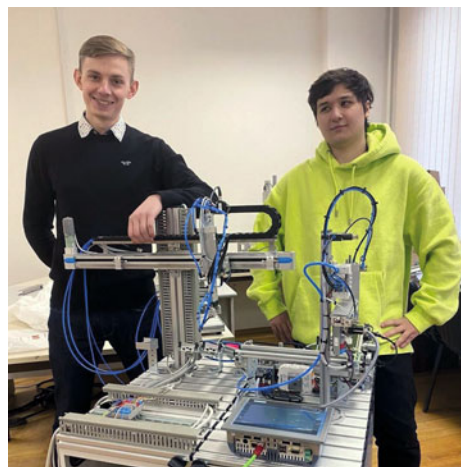
В период с 1969 по 1971 гг. завод поставил на Ингурскую станцию 3 гидрогенератора такого типа. Мощность каждой машины составляет 90,5/77 МВт.

## НИУ “Московский энергетический институт”

*Команда НИУ “МЭИ” кафедры управления и интеллектуальных технологий (УИТ) в составе Георгия Гречина (аспирант кафедры) и Матвея Кузьмина (студент группы*

*A-02-20) стала победителями IV Национального межвузовского чемпионата “Молодые профессионалы” WorldSkills Russia в компетенции “Мехатроника”.* Мехатроника – это командная компетенция, участники которой соревнуются в навыках монтажа, наладки, программирования, оптимизации и работы автоматизированного промышленного оборудования.

Финал IV чемпионата прошёл в дистанционно-очном формате в 63 компетенциях в период с 1 по 7 декабря. В первенстве по профессиональному мастерству приняли участие более 500 студентов высших учебных заведений из 39 регионов России, а также иностранные конкурсанты из вузов Беларуси, Гонконга, Индии, Китая, Коста-Рики, Малайзии, Мексики, Тайваня, Хорватии, Эквадора и Эстонии. Финалу предшествовали вузовские чемпионаты, проведённые в 70 образовательных организациях. В них приняли участие около 3000 студентов из разных регионов Российской Федерации.



Напомним, что на базе НИУ “МЭИ” проходят тренировки национальной сборной России WorldSkills Russia по компетенции “Возобновляемые источники энергии”.

WorldSkills – это международное некоммерческое движение, целью которого является повышение престижа профессионального мастерства и развитие профессионального образования посредством проведения чемпионатов.

В России организаторами соревнований выступают Департамент предпринимательства и инновационного развития города Москвы, АНО “Агентство стратегических инициатив по продвижению новых проектов” (АСИ) и Союз “Молодые профессионалы (Ворлдскиллс Россия)”.