

Сергей ПАВЛУШКО:

«В ЕЭС России создан достаточный запас прочности для устойчивого функционирования, несмотря на пандемию»

В преддверии самого холодного для потребителей и самого горячего для энергетиков времени года редакция журнала «Вести в электроэнергетике» задала заместителю Председателя Правления АО «СО ЕЭС» Сергею ПАВЛУШКО ряд вопросов о последствиях, которые повлекла за собой пандемия COVID-19 для энергосистемы, особенностях подготовки к отопительному сезону 2020/2021 г., а также о том, стоит ли ждать от большой энергетики сюрпризов в период зимнего максимума нагрузки.



— Сергей Анатольевич, как пандемия COVID-19 отразилась на состоянии энергосистемы страны?

— Естественно, пандемия не проходит для ЕЭС России бесследно. Ограничительные меры, призванные сдерживать распространение вируса, приводят к снижению деловой активности, а значит влекут за собой существенное снижение потребления электроэнергии и мощности. Однако, поскольку они вводятся в зависимости от состояния дел в каждом конкретном регионе, различаются по жёсткости и продолжительности, а также по-разному влияют на различные категории потребителей, состав которых также далеко не однороден, показатели снижения потребления в энергосистемах за минувший с момента начала коронакризиса период существенно отличаются. В первые недели после начала пандемии по вполне понятным причинам больше всего (до 10%) потребление упало в ОЭС Средней Волги и ОЭС Центра, в частности — в энергосистеме Московской области. Регионы Центральной

России первыми столкнулись с пандемией, здесь её удар оказался наиболее сильным, а ответные ограничительные меры — наиболее жёсткими.

Существенную роль в снижении потребления электроэнергии и мощности играет и сокращение спроса со стороны крупных потребителей — предприятий ОАО «РЖД» и нефтетранспортной системы, а также компаний нефтегазодобывающего сектора, составляющих львиную долю в общем объёме потребления в регионах, где расположены нефтегазоносные провинции. Для последней категории потребителей на противоэпидемические ограничения наложился эффект от начавшего действовать с 1 мая 2020 года соглашения ОПЕК+ об уменьшении объёмов добычи нефти.

По итогам 9 месяцев 2020 года мы фиксируем снижение потребления электроэнергии в ЕЭС России к показателям прошлого года. При сопоставимых температурных условиях снижение в целом по ЕЭС России составляет 2,3%. Но в последние два-три месяца отставание объёмов потребления

от показателей прошлого года сокращается. К концу года мы ожидаем, что влияние введённых карантинных мер на динамику потребления электроэнергии будет уже менее заметно, если, конечно, они не будут введены в какой-то форме снова. Сами объёмы электропотребления, очевидно, будут ниже среднесрочных прогнозов, которые разрабатывались в начале года до ввода карантинных мер.

Пандемия сказывается и на работе оптовых рынков электроэнергии и мощности, ожидаемо реагирующих снижением цен. Таким образом, она обернулась ещё и падением доходов генерирующих и сетевых компаний.

Введённые правительствами разных стран транспортно-логистические ограничения пришлось как раз на традиционный период весенне-летней ремонтной кампании и повлекли за собой задержки поставок из-за рубежа необходимой электротехнической продукции, серьёзно осложнили перемещение ремонтного персонала, стали причиной корректировки графиков ремонтов.

— **Каким образом решались возникшие трудности?**

— Для компенсации снижения потребления мощности Системным оператором с целью сохранения нормативного объёма резерва на разгрузку генерации уже в первые недели были определены и остановлены в резерв 16 энергоблоков электростанций мощностью 150 МВт и выше, а также разгружены энергоблоки АЭС на 1700 МВт. Впоследствии, в связи с тем, что период самоизоляции и сокращение спроса совпали с периодом паводка по Волжско-Камскому каскаду, общую величину нагрузки АЭС пришлось снизить на 4,3 ГВт. В этот сложный период Системным оператором вместе с «Росэнергоатомом» были отработаны новые возможности управления режимом ЕЭС России — с привлечением к участию во внутрисуточном регулировании энергоблоков АЭС типа ВВЭР-1000 без нарушения регламентов их безопасной эксплуатации. Это был первый подобный опыт в отечественной электроэнергетике.

Для минимизации ущерба для субъектов отрасли были приняты оперативные меры по корректировке регламентов, регулирующих её работу. В частности, при непосредственном участии специалистов Системного оператора и наших коллег из энергетических компаний разработан текст Постановления Правительства РФ № 628, получивший известность как «ковидный регламент». Документ позволил ввести ряд финансовых послаблений для участников рынков электроэнергии, например, аннулировал до-

полнительные штрафные санкции для субъектов отрасли в случае вынужденной корректировки плановых ремонтов.

— **Как вы считаете, насколько долго будут ощущаться последствия пандемии? Скажется ли она при прохождении осенне-зимнего периода 2020/2021 г.?**

— Последствия пандемии, к сожалению, будут ощущаться ещё достаточно долго. По нашим прогнозам, на уровень потребления электроэнергии 2019 года мы выйдем только в следующем году. Другими словами, потеряем два года роста. Как результат, снизится товарно-денежный оборот в отрасли, сократятся доходы энергокомпаний, что может повлечь за собой некоторую вынужденную корректировку инвестпрограмм, снижение темпов модернизации.

Однако на надёжности работы энергосистемы, в том числе в предстоящий ОЗП, сложившаяся ситуация не отразится. За последние годы благодаря введению новых мощностей, комплексной цифровизации, внедрению современных технологий оперативно-диспетчерского управления, дистанционного управления объектами электроэнергетики, систем противоаварийной автоматики в ЕЭС России создан достаточный запас прочности, чтобы обеспечивать устойчивое функционирование, несмотря на пандемию или какие-либо иные внешние факторы.

— **Какой прогноз даёт Системный оператор на предстоящий ОЗП?**

— Несмотря на сохраняющуюся тенденцию к снижению потребления, мы рассчитываем на стабилизацию эпидемиологической обстановки в стране и в своих прогнозах на предстоящий отопительный сезон традиционно исходим из ситуации, складывавшейся в энергосистеме в предшествующие десять ОЗП, а в отдельные зимние периоды также учитываем вероятность снижения температуры наружного воздуха ниже средних показателей. На фоне достаточно «мягких» температурных условий, в которых проходил предыдущий осенне-зимний период, в предстоящем ОЗП мы прогнозируем прирост потребления электроэнергии в ЕЭС России на 1,6%.

Мы ожидаем, что на рост показателей окажут влияние увеличение нагрузки крупными промышленными потребителями, в том числе в нефтегазовом и транспортном секторах, а также рост потребления мощности мелкомоторной нагрузкой и населением.

В ряде регионов увеличение прогнозного потребления мощности над фактическим может быть обусловлено, в том числе, эффектом «низкой базы» — ситуацией, когда среднесуточные температуры наружного воздуха в период с декабря 2019 по март 2020 года оказывались значительно выше климатической нормы. Например, так было в Москве и Московской области, а также на Урале, где ОЗП 2019/2020 г. прошёл на фоне повышенной относительно климатической нормы среднемесячной температуры наружного воздуха.

В частности, согласно прогнозу Системного оператора, при установлении температуры в осенне-зимний период 2020/2021 г. на уровне средне-многолетних величин (иными словами, при условии, что наступающая зима не будет такой же экстремально тёплой, как прошлая) наиболее существенный рост потребления электроэнергии ожидается в ОЭС Центра и ОЭС Юга — на уровне 3–3,5%. В ОЭС Средней Волги, ОЭС Северо-Запада, ОЭС Сибири и ОЭС Востока также прогнозируется положительная динамика электропотребления с приростом от 1 до 1,5%. Пожалуй, единственным исключением может стать ОЭС Урала. Здесь в связи со снижением потребления нефтедобывающими предприятиями энергосистемы Тюменской области, ХМАО и ЯНАО при расчётных температурных условиях прогнозируется потребление на уровне фактических показателей предыдущего ОЗП.

— **В каком состоянии подходят энергосистемы к предстоящему отопительному сезону?**

— В настоящее время региональные энергосистемы в составе ЕЭС России демонстриру-

ют высокую степень готовности к прохождению предстоящего отопительного сезона. Субъектами оперативно-диспетчерского управления выполняются все основные показатели готовности к работе в осенне-зимний период 2020/2021 г. Это подтверждают и данные, прозвучавшие в ходе заседаний Федерального штаба по безопасности электро-снабжения, прошедших во всех федеральных округах. В рамках подготовки к прохождению ОЗП в разных регионах проводятся учения с целью отработки взаимодействия при ликвидации аварий в энергосистемах в условиях низких температур наружного воздуха. Помимо филиалов Системного оператора, в них принимают участие субъекты электроэнергетики, структуры МЧС, органы государственной власти и местного самоуправления, муниципальных организаций и коммунальных служб. Проведение подобных мероприятий позволяет оценить готовность к действиям по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима работы энергосистемы, проверить выполнение регламентов обмена информацией, усовершенствовать практические навыки диспетчерского, оперативного и дежурного персонала.

— **Были ли предприняты какие-то специальные меры для подготовки энергосистемы Калининграда к работе в изолированном режиме?**

— Долгое время изолированное положение Калининградской области создавало серьёзные трудности в части обеспечения энергетической безопасности российского эксклава в Европе. Необходимые для устойчивой работы и развития региона мегаватты на протяжении десятилетий приходилось «до-

ставлять» из России через Белоруссию и Балтию. Жизнь области во многом зависела от стабильности отношений с соседями. Планируемый выход энергосистем стран Балтии из синхронного режима работы с ЕЭС России несёт значительные риски для обеспечения надёжного функционирования энергосистемы региона. Неудивительно, что для минимизации этого риска руководством страны была задумана и организована масштабная модернизация. Этот по-настоящему геополитический проект успешно завершился в прошлом году, и сегодня мы можем сказать, что он позволит обеспечить энергетическую самостоятельность российской территории.



Маяковская ТЭС в Калининградской области

За шесть лет в Калининграде была фактически построена новая современная энергосистема: введены в строй Маяковская, Талаховская и Прегольская ТЭС совокупной установленной мощностью 784,4 МВт, восемь подстанций и шесть линий электропередачи 110–330 кВ, кроме этого, реконструированы две линии 330 кВ и 14 линий 110 кВ. С завершением масштабного проекта работа по укреплению Калининградской энергосистемы не остановилась. В 2020 году в энергосистеме региона введены в работу два энергоблока Приморской ТЭС, осуществлён перевод сетей нестандартного для ЕЭС России класса напряжения 60 кВ, который достался нам как послевоенное наследство, на напряжение 110 кВ.

Благодаря большому количеству своевременно введённого в работу нового генерирующего и сетевого оборудования, а также разработанным Системным оператором технологическим решениям, в том числе созданию цифровой иерархической системы управления энергосистемой в нормальных и аварийных режимах, осуществлению расчётов настройки РЗА и противоаварийной автоматики, а также систем регулирования турбин новых электростанций, и успешно проведённым предварительным испытаниям отдельных генераторов и электростанций, энергосистема Калининградской области сегодня полностью технически готова к изолированной работе — в случае, если по инициативе стран Балтии такая необходимость появится.

— **Как прошли очередные ежегодные испытания работы энергосистемы Калининграда в изолированном режиме?**

— Очередные испытания, проводимые АО «СО ЕЭС», Группой «Интер РАО» и АО «Россети Янтарь» при участии региональных органов власти и потребителей электроэнергии под контролем Министерства энергетики РФ, прошли 19 сентября этого года. Они ожидаемо успешно подтвердили готовность и оборудования, и персонала субъектов электроэнергетики региона к изолированной от ЕЭС России работе.

В ходе подготовки к испытаниям проведено около 100 общесетевых, общестанционных и контрольных диспетчерских тренировок, разработана и утверждена всеми участниками программа испытаний, проверены готовность каналов связи и передачи технологической информации с объектов электроэнергетики и иных объектов, а также наличие и готовность к работе резервных автономных источников снабжения электроэнергией, установленных у социально значимых потребителей и опе-

раторов связи на территории Калининградской области.

В рамках испытаний, проходивших при дневном потреблении с 09:00 до 17:00 местного времени, были разомкнуты все транзитные связи с Литвой по линиям 110 и 330 кВ. При этом максимальная величина потребления мощности в Калининградской энергосистеме составила 480 МВт. Уровни напряжения в контрольных пунктах и на шинах 330 кВ всех объектов электроэнергетики энергосистемы региона находились в допустимых диапазонах. Автоматическое регулирование частоты в Калининградской энергосистеме при изолированном режиме работы последовательно осуществлялось газотурбинными установками Маяковской, Талаховской и Прегольской ТЭС.

Диспетчеры Филиала Системного оператора Балтийское РДУ в течение всего периода тестирования обеспечивали оперативное прогнозирование потребления на территории на предстоящий час, контролировали наличие на электростанциях необходимых резервов вторичного и третичного регулирования, тем самым обеспечивая постоянную готовность к покрытию неравномерности графика потребления и замещению генерирующего оборудования в случае его аварийного отключения. Все мероприятия прошли в плановом режиме с сохранением бесперебойного электроснабжения потребителей региона.

— **Какие трудности возникают при подготовке к прохождению ОЗП 2020/2021 г.?**

— В целом особых трудностей при подготовке и прохождении ОЗП мы не прогнозируем. Определённое беспокойство вызывает ситуация, пожалуй, только в тех регионах, где важную часть технологического комплекса энергосистем образуют электрические сети, находящиеся в собственности ОАО «РЖД». Тяговые подстанции, обеспечивающие электроснабжение электроподвижного состава и других потребителей на железной дороге, являются объектами электросетевого хозяйства высокого класса напряжения и входят в состав ЕЭС России. От их скоординированного и эффективного взаимодействия с другими энергообъектами во многом зависит режим работы энергосистемы целого региона. В первую очередь, речь идёт о западе Амурской области и юге Приморского края, где доля нагрузки тяговых подстанций ОАО «РЖД» в общем потреблении составляет около 60%, а также о Кемеровской и Иркутской областях, Красноярском и Забайкальском краях, Республике Бурятия.

С целью поддержания допустимых параметров электроэнергетического режима энергосистемы в аварийных ситуациях, предотвращения возникновения технологических нарушений на объектах электросетевого хозяйства и обеспечения устойчивого функционирования региональных энергосистем, в том числе во время ОЗП, необходимо обеспечить возможность оптимизации электротяговой нагрузки, а также её использования в графиках временного отключения потребления электрической мощности, которые являются инструментом противоаварийного управления.

Основания для задействования в таких графиках электротяговой нагрузки ОАО «РЖД», не относящейся к системам диспетчерского управления, блокировки, сигнализации и защиты железнодорожного транспорта, есть — они заложены в Постановлении Правительства РФ № 442 от 4 мая 2012 г. «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии». Тем не менее, мы до сих пор не можем найти общий язык с ОАО «РЖД» по этому вопросу. Между тем, недостаточность фактического объёма графиков временного отключения может повлечь за собой повреждение электросетевого и генерирующего оборудования, создаёт угрозу каскадного развития аварий, а значит и массовых отключений потребителей электроэнергии — вплоть до полного погашения отдельных энергоузлов, энергорайонов, даже энергосистем.

В настоящее время вопрос остаётся открытым, и варианты его решения прорабатываются.

— Как решается проблема урегулирования увеличения объёмов отклонений величины перетока электрической энергии между ЕЭС России и ЕЭС Казахстана?

— Проблема несоблюдения ЕЭС Казахстана величин отклонений сальдо-перетоков электроэнергии от плановых показателей наблюдается на протяжении уже не одного года. В таком режиме энергосистема Казахстана работает более 50 % времени. Так, за прошедшие месяцы 2020 года максимальное среднечасовое значение отклонений доходило до 1000 МВт на выдачу из ЕЭС Казахстана в ЕЭС России и до 1100 МВт — в обратном направлении. При этом плановый суточный график сальдо-перетоков электроэнергии ЕЭС Казахстана, передаваемый Филиалом АО «КЕГОС» «НДЦ СО», на удивление, представляет собой практически ровную линию и не учитывает наличие суточных колебаний потребления. В результате возникает закономерный

вопрос: способна ли казахская сторона выполнять принятые на себя обязательства и обеспечивать корректное планирование и регулирование сальдо-перетоков электрической энергии или она намеренно вводит в заблуждение своих партнёров?

В любом случае, компенсация отклонений величины перетока электрической энергии между ЕЭС России и ЕЭС Казахстана вынужденно обеспечивается за счёт изменения нагрузки электростанций ОЭС Сибири: в ряде случаев мы вынуждены включать в работу неэффективную генерацию или преждевременно вводить в работу оборудование, находящееся в ремонтах. Например, в 2020 году по причине несоблюдения казахской стороной согласованных сроков аварийных и неплановых ремонтов на сетевых объектах (что тоже не считается чем-то зазорным у наших казахских партнёров) было отказано в плановых ремонтах на семи ВЛ 500 кВ субъектов операционной зоны ОДУ Урала общей продолжительностью 70 дней. Кроме того, в 2020 году в течение 70 дней на электростанциях РФ (в основном на Ириклинской ГРЭС) были включены энергоблоки как вынужденно необходимая мера для обеспечения допустимых параметров прогнозного режима в послеаварийных схемах при выполнении ремонтных работ в ЕЭС Казахстана.

Печальный результат такой ситуации — значительное увеличение стоимости отклонений на балансирующем рынке ЕЭС России, а значит, и значительный экономический ущерб для его участников.

Конечно, принимая во внимание специфику структуры генерирующих мощностей ЕЭС России и наличие современных комплексов противоаварийной автоматики, говорить о какой-то угрозе для надёжности функционирования ЕЭС не приходится. Тем не менее, складывающаяся ситуация вызывает самую серьёзную обеспокоенность.

В связи с этим на заседании Федерального штаба по обеспечению безопасности электроснабжения субъектов Российской Федерации и субъектов электроэнергетики, прошедшем под руководством заместителя министра энергетики Российской Федерации Евгения Грабчака 18 августа 2020 года в Челябинске и посвящённом подготовке к прохождению отопительного сезона в Уральском федеральном округе, мной было выдвинуто предложение включить обсуждение вопроса о соблюдении требований по организации оперативно-диспетчерского управления параллельной работы ЕЭС Казахстана и ЕЭС России в повестку дня очередного заседания Совместной российско-казахстанской рабочей группы по урегулированию ситуации в вопросе увеличения объёмов отклонений сальдо-пе-

ретоков электрической энергии между ЕЭС России и ЕЭС Казахстана.

— **Как решается задача интеграции ВИЭ в ЕЭС России и не создаёт ли увеличение доли «зелёной» генерации дополнительные риски для работы энергосистемы, в том числе в отопительный сезон?**

— Действительно, доля ВИЭ-генерации в энергосистеме неуклонно растёт. По итогам 2019 года объём вводов ВИЭ достиг рекордного показателя 608 МВт, что составило пятую часть от общего объёма вводов новой генерации. Согласно государственной программе гарантированного возврата инвестиций по договорам о предоставлении мощности на оптовый рынок (программа ДПМ ВИЭ), в ближайшие четыре года объём мощностей ВИЭ должен возрастать в среднем более чем на 800 МВт в год. В результате установленная мощность СЭС и ВЭС в ЕЭС России к 2026 году достигнет величины 5,5 ГВт. Обсуждаемая в настоящее время вторая программа ДПМ ВИЭ может увеличить установленную мощность ВИЭ в стране ещё на 7–9 ГВт в 2025–2035 годах.

Конечно, доля ВИЭ-генерации в ЕЭС России в целом пока ещё очень незначительна, чтобы оказывать сколько-нибудь серьёзное влияние на параметры работы в масштабах ЕЭС. Проблема заключается в другом. По большей части новые мощности на основе ВИЭ концентрируются в ограниченном количестве энергосистем, обладающих соответствующими природными ресурсами. Например, из 5,5 ГВт установленных мощностей СЭС и ВЭС в 2026 году 3,5 ГВт будет размещено в ОЭС Юга, что составит около 13% от установленной мощности энергообъединения в целом. В результате эти энергообъекты смогут оказывать существенное влияние на режимы работы энергосистемы.

Именно поэтому задача безопасной интеграции в ЕЭС «зелёной» генерации уже сейчас входит в число приоритетных направлений работы Системного оператора. Один из основных факторов успешного решения этой задачи — организация эффективного управления режимом работы ВИЭ. Уже сегодня в этой сфере достигнуты значительные успехи. В 2019 году Системный оператор приступил к промышленному использованию систем дистанционного управления солнечными электростанциями из своих диспетчерских

центров. В качестве пилотных площадок для реализации проекта были выбраны Бурибаевская и Исянгуловская СЭС в Башкирии и Майминская СЭС в Новосибирской области. Год от года число СЭС, на которых реализовано дистанционное управление режимами, возрастает. В дальнейшем этот опыт планируется распространить и на строящиеся ветровые электростанции.

Дистанционное управление — не единственное технологическое решение, позволяющее обеспечить успешную интеграцию ВИЭ-генерации в энергосистему страны. В числе таких решений и создание накопителей для резервирования колебаний нагрузки ВИЭ, и развитие технологий управления спросом (Demand Response), и строительство гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС). Специалисты СО ЕЭС проводят масштабные исследования и разработки по привлечению «зелёной» генерации к участию в регулировании частоты электрического тока в энергосистеме. Кроме того, Системный оператор направляет значительные усилия на разработку нормативно-правовых актов, устанавливающих технические требования к работе объектов распределённой генерации в составе ЕЭС России. На сегодняшний день в рамках деятельности ТК 016 «Электроэнергетика», базовой организацией которого является Системный оператор, уже разработано и вступило в силу 14 ГОСТов, регламентирующих работу ВИЭ. Ещё восемь ГОСТов находятся на стадии проработки.

— **Пандемия, кажется, продемонстрировала безальтернативность глобальной цифровой трансформации энергетики. Какую работу в этом на-**



Исянгуловская СЭС в Башкирии

правлении осуществляет Системный оператор и какое влияние оказывает цифровизация на качество управления оборудованием, сетями, энергосистемами?

— Действительно, пандемия ускорила наметившийся тренд на цифровизацию. На эту тему даже шутят: «Кто был основным двигателем цифровой трансформации вашей компании?» — «Коронавирус». Правда, к Системному оператору эта шутка не имеет отношения. На протяжении всей истории компания выступала в авангарде технологического обновления энергетики, развивая технологии автоматизированного управления режимами энергосистемы, внедряя новейшие цифровые решения в сфере диспетчеризации, содействуя формированию каркаса актуальной нормативно-технической базы отрасли.

В настоящее время в рамках реализации Энергетической стратегии РФ до 2035 года Системный оператор вместе с другими субъектами электроэнергетики внедряет дистанционное управление оборудованием энергообъектов и системы мониторинга запасов устойчивости и переходных режимов, обеспечивает развитие централизованной системы противоаварийной автоматики третьего поколения, работает над развитием нового рыночного механизма Demand Response.

Совместно с компаниями отрасли мы активно развиваем технологию автоматизированного дистанционного управления оборудованием подстанций. Важно, что в этом участвуют не только сетевые компании. Например, компания «РусГидро» оснастила распределительное устройство 500 кВ Воткинской ГЭС системами дистанционного управления коммутационными аппаратами из диспетчерского центра Системного оператора.

Характерный для Системного оператора комплексный подход к внедрению реальных цифровых решений удаётся сохранить и в вопросах управления режимами энергосистемы. Так, например, продолжается реализация совместного с ПАО «Россети» проекта дистанционного управления нагрузкой потребителей, включённых в графики временного отключения потребления. При этом успешно реализуется проект дистанционного управления генерацией ГЭС — система автоматического доведения планового диспетчерского графика по существующим цифровым каналам АРЧМ реализована на подавляющем большинстве гидроэлектростанций компании «РусГидро». Благодаря активному участию «РусГидро» в этом процессе совсем скоро можно будет сказать, что все значимые ГЭС участвуют в системе.

Эти проекты несут в себе безусловный положительный эффект для энергосистемы: позволяют сократить время производства оперативных переключений, исключить риски ошибочных действий диспетчерского и оперативного персонала, увеличивают скорость реализации управляющих воздействий по изменению топологии электрической сети. То есть являются важнейшими факторами поддержания надёжности и эффективности функционирования ЕЭС России.

Однако стоит подчеркнуть, что для обеспечения дальнейшего внедрения цифровых технологий в электроэнергетике необходима разработка проекта изменений в законодательство РФ, а также разработка и принятие серии национальных стандартов, направленных на установление основополагающих обязательных требований по организации и осуществлению дистанционного управления из диспетчерских центров.

— Один из перспективных проектов в рамках программы цифровизации оперативно-диспетчерского управления — внедрение систем мониторинга запасов устойчивости. Расскажите, пожалуйста, о ходе реализации проекта и его предварительных результатах.

— Система мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ) — это технология, обеспечивающая управление электроэнергетическим режимом с максимальным использованием пропускной способности сети в зависимости от текущих схемно-режимных условий. Её применение позволяет существенно расширить границы области допустимых режимов работы энергосистем и тем самым повысить эффективность функционирования ЕЭС России без снижения уровня её надёжности. В настоящее время технология СМЗУ успешно применяется при управлении режимами работы в пяти объединённых и трёх региональных энергосистемах для 57 контролируемых сечений. До конца 2020 года планируется ввод СМЗУ ещё в двух ОЭС. В результате число сечений, максимально допустимые перетоки в которых определяются СМЗУ, вырастет до 81.

Кроме того, в ОЭС Сибири реализуется пилотный проект по использованию СМЗУ для контроля трёх сечений в рамках процедуры краткосрочного планирования электроэнергетического режима. В дальнейшем предполагается разработать полнофункциональное программное обеспечение, позволяющее расширить применение данной технологии и распространить её действие и на другие сечения.

Внедрение СМЗУ является ярким примером того, как использование в электроэнергетике пере-

довых цифровых технологий позволяет получить значительный эффект, как системный — за счёт построения на их базе более эффективных моделей управления технологическими процессами, так и экономический.

— **В ОЭС Урала реализуется ещё один пилотный проект Системного оператора в сфере цифровизации. Речь идёт об организации информационного обмена между Системным оператором и АО «ЕЭСК». Каковы его промежуточные результаты?**

— Реализуемый Системным оператором в сотрудничестве с АО «Екатеринбургская электросетевая компания» проект действительно уникален. Это один из первых практических шагов в направлении реализации стратегии цифровой трансформации электроэнергетики. Его целью является автоматизация обмена технологической информацией о параметрах электрических сетей и режимах их работы с использованием соответствующих стандартам МЭК 61970 и 61968 профилей информационной модели электроэнергетики, основанной на принципах общей информационной модели (СІМ, или Common Information Model). То есть, мы фактически создаём единое цифровое пространство для обмена и обработки информации для разнообразных энергетических объектов. Конечно, такой проект не мог появиться на пустом месте — к его реализации мы приступили после большой и успешно проведённой работы по синхронизации СІМ с одним из флагманов цифровизации энергетики — компанией «РусГидро».

Использование стандартизованного формата информационного взаимодействия на базе СІМ-модели позволяет создать единую доверенную цифровую среду для передачи технологических сведений, упорядочить информационные потоки между предприятиями, обеспечить высокое качество используемых данных, снизить их разнородность и разновременность их обновления.

Подводя промежуточные итоги проекта, уже сегодня можно отметить значительный положительный эффект: повышение качества исполнения задач, связанных с информационным обменом для целей управления электроэнергетическим режимом, оптимизацию трудозатрат всех компаний-участниц за счёт снижения количества ручных операций по обработке данных и упрощения взаимной интеграции эксплуатируемых информационных систем. Главным же результатом стало существенное сокращение фактора недоверия информации, передаваемой в процессе управления энергосистемой.

В дальнейшем стоит задача тиражирования технологии в масштабах всей энергосистемы. Правовую основу для этого формирует серия национальных стандартов по созданию цифровой информационной модели, разрабатываемых Системным оператором в рамках деятельности ТК 016 «Электроэнергетика». Два основополагающих стандарта данной серии, описывающие Общую информационную модель, были утверждены в 2019 году. В 2020 году Системным оператором разработаны ещё два ГОСТа — «Профиль информационной модели линий электропередачи, электросетевого оборудования напряжением 110–750 кВ» и «Профиль информационной модели генерирующего оборудования», по которым в настоящее время успешно прошло голосование в ТК 016 «Электроэнергетика».

— **В последние годы мы стали привыкать к тому, что крупномасштабные аварии в энергосистеме страны практически не случаются. Так уж всё хорошо, или мы чего-то не знаем?**

— Думаю, не стоит строить конспирологические теории. Электроэнергетический комплекс России действительно интенсивно развивается и надёжно обеспечивает потребности экономики и социальной сферы страны в электроэнергии. В строй вводятся новые генерирующие мощности, сетевая инфраструктура, активно модернизируются основные фонды, отрасль переживает период цифровой трансформации. Аварийность действительно снижается, благодаря совместной работе всех участников отрасли и тому, что многолетний нормативный пробел, оставшийся после расформирования РАО «ЕЭС России», наконец, ликвидирован — с августа 2018 года в электроэнергетике действуют общеобязательные Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, и сейчас активно разрабатываются и принимаются нормативные акты в развитие этих правил.

Самое активное участие в этих процессах принимает и Системный оператор. Горизонты деятельности компании охватывают различные сферы, начиная от формирования нормативной базы до внедрения новых рыночных механизмов, от оперативного управления режимами до планирования перспективного развития ЕЭС России. Благодаря такой системной работе и обеспечивается надёжное функционирование энергосистемы. Особенно отрадным этот результат представляется в год празднования столетнего юбилея плана ГОЭЛРО. И я, пользуясь возможностью, от всей души поздравляю всех читателей журнала с этой знаменательной датой.

Беседовала Людмила ЮДИНА