

Сергей ПАВЛУШКО:

«Главная задача цифровизации – внедрение новых моделей управления»

2019 год в российской электроэнергетике был отмечен достижениями, которые либо уже положительно повлияли на энергосистему страны, либо значительно изменят её в будущем. Это и проекты по цифровизации отрасли, и присоединение к энергосистеме новых регионов, и развивающаяся «зелёная» генерация. «Вести в электроэнергетике» обсудили итоги года и происходящие в ЕЭС России изменения с заместителем Председателя Правления АО «Системный оператор Единой энергетической системы» Сергеем ПАВЛУШКО – представителем компании, которая по роду своей деятельности обладает, пожалуй, наибольшим объёмом информации об энергосистеме страны.



— Сергей Анатольевич, оперативно-диспетчерское управление энергосистемой можно без преувеличения назвать фундаментом, на котором базируется и от которого в значительной степени зависит технологическая эффективность субъектов электроэнергетики. Поэтому очевидно, что цифровизация отрасли во многом является отражением того, как этот процесс проходит в Системном операторе, и зависит от того, как в компании вообще понимают содержание этого процесса. Что для вас значит цифровизация?

— Задачи цифровизации определены Министерством энергетики в ведомственном проекте «Цифровая энергетика», сформированном в развитие утверждённой в 2017 году национальной программы «Цифровая экономика Российской Федерации». Проект создан при активном участии энергетических компаний, включая Системный оператор Единой энергетической системы. Основ-

ная задача — создание условий для внедрения в отрасли цифровых технологий и платформенных решений, которые будут направлены на повышение эффективности и безопасности энергетической инфраструктуры страны. Очевидно, что одна из составляющих энергетической безопасности — это надёжность функционирования энергосистемы, то есть та сфера, за которую отвечает Системный оператор и все другие субъекты электроэнергетики. Всё это значит, что Системный оператор крепко встроен в процесс, и для нас цифровизация означает то же самое, что и для государства.

В процессе разработки ведомственного проекта «Цифровая энергетика» велась активная общепромышленная дискуссия о том, каким критериям должны удовлетворять проекты, включаемые в государственную «цифровую обойму». В итоге министерство чётко определило критерии. Ключевой показатель — основным эффектом от цифровиза-

ции является возможность построения новых моделей управления технологическими и бизнес-процессами. Поэтому, на наш взгляд, любые цифровые трансформации имеют смысл только тогда, когда позволяют решить эту главную задачу — внедрить новые модели управления. Этот критерий позволяет выделить цифровое развитие отрасли как новое направление в числе других важных направлений развития — автоматизации, инноваций, которые зачастую понимаются более узко, как попытки исключить человеческий труд из технологического процесса и заменить его на машинный. Строго говоря, автоматизация — не новость для отрасли, поскольку в более-менее современном виде она в электроэнергетике присутствует с 1960-х годов, когда стали появляться первые компьютеры. А вот цифровизация, создающая новые технологические модели и бизнес-модели, — действительно новое слово в развитии электроэнергетики.

— **Как этот процесс отражается на деятельности компании и оперативно-диспетчерском управлении? Есть ли уже примеры конкретных проектов, отвечающих названным вами критериям?**

— Безусловно есть. Один из ярких примеров — автоматизированная система мониторинга и анализа функционирования устройств релейной защиты и автоматики — АСМ РЗА, создаваемая Системным оператором и Федеральной сетевой компанией с 2018 года. Постоянное расширение использования в энергосистеме микропроцессорных устройств РЗА позволяет осуществлять непрерывный мониторинг, детальную диагностику и оценку их состояния и, что очень важно для оперативно-диспетчерского управления, — очень быстро анализировать их срабатывание при авариях и настройку алгоритмов работы. Эффективное функционирование устройств РЗА в современной энергосистеме — это сложный процесс, обеспечивая который необходимо учитывать огромное количество факторов и физических процессов и постоянно мониторить ситуацию, чтобы подстраивать работу РЗА под текущее состояние энергосистемы. Наши специалисты всегда занимались этим — анализ срабатывания РЗА при авариях входит в число функций Системного оператора. И это всегда был длительный, трудозатратный, «интеллектозатратный» процесс, связанный с получением информации, её обработкой, анализом, выработкой заключений и рекомендаций по изменению конфигурации оборудования или параметров его настройки.

АСМ РЗА, можно сказать, является образцом цифровизации. Система позволяет в автоматизиро-

ванном режиме получать данные о работе РЗА из системы мониторинга сетевого оборудования Федеральной сетевой компании, накладывать их на Единую информационную модель ЕЭС России, чтобы автоматически проанализировать правильность срабатывания и выработать наилучшие алгоритмы с учётом всех поддающихся учёту факторов влияния. Проанализировать без участия человека. Это то, чего никогда раньше не было и что, собственно, и является новым технологическим процессом. АСМ РЗА сможет выявить устройства РЗА, которые «будут работать неправильно», если их работа потребует при аварийном событии в энергосистеме.

Результаты работы АСМ РЗА ложатся в основу процесса расчёта уставок РЗА Системным оператором и выдачи их на энергетические объекты. Цели внедрения АСМ РЗА — снижение числа аварий, вызванных неправильной работой РЗА, и сокращение времени на их ликвидацию, организация эффективного информационного обмена между субъектами электроэнергетики для предупреждения аварий, вызванных неправильной работой РЗА, ранняя диагностика неисправности устройств РЗА. Есть и экономический эффект. Увеличение числа подстанций, включённых в АСМ РЗА, позволит создать современную информационную и технологическую инфраструктуру РЗА в Единой энергосистеме, тем самым предоставив объективные инструменты для перехода на техническое обслуживание микропроцессорных устройств РЗА по их фактическому состоянию.

— **Это не единственный пример эффективной цифровизации? Можно ли говорить о каких-либо проектах, находящихся в высокой степени готовности?**

— Конечно. Например, цифровизация уже в значительной степени изменила процесс расчёта МДП — максимально допустимых перетоков мощности. Это один из базовых деловых процессов в сфере расчёта электроэнергетического режима энергосистем. Теперь, благодаря внедрению системы мониторинга запасов устойчивости, он стал также и базовым процессом в оперативном управлении режимом.

Поясню: раньше МДП в контролируемых сечениях рассчитывался, грубо говоря, «раз и навсегда», до следующего большого изменения конфигурации энергосистемы — до ввода либо вывода в ремонт крупной ЛЭП или генерации. И в этих расчётах было необходимо учесть все возможные аварийные ситуации, выпадение мощности гене-

рации в энергорайоне, отключение больших ЛЭП, независимо от того, случатся они или не случатся никогда. Это значит, что часть пропускной способности контролируемого сечения никогда не использовалась в текущем режиме работы энергосистемы, являясь фактически резервом на непредвиденный случай.

Системы мониторинга устойчивости СМЗУ позволяют проводить расчёт величины допустимых перетоков в контролируемых сечениях в режиме реального времени, что даёт нам возможность очень точно учитывать текущие изменения схемно-режимной ситуации и тем самым обеспечивать дополнительные возможности по использованию пропускной способности электрической сети и выбору оптимального алгоритма управления режимами энергосистемы без снижения уровня её надёжности. Всё это, как и в случае с АСМ РЗА, делается без участия человека.

В итоге вместо того, чтобы заранее заложить максимальный резерв пропускной способности сети на случай любых потенциально возможных аварий и тем самым фактически «законсервировать» часть её пропускной способности, мы можем теперь постоянно рассчитывать реальную пропускную способность сети. К примеру, с начала 2019 года в ОЭС Сибири система мониторинга запасов устойчивости внедрена на 18 контролируемых сечениях с максимальным суммарным эффектом увеличения использования пропускной способности до 800 МВт.

Как следствие внедрения СМЗУ в наших диспетчерских центрах в ЕЭС России появляются дополнительные возможности оптимизации загрузки генерирующих мощностей на оптовом рынке электроэнергии.

В 2019 году в промышленную эксплуатацию введены СМЗУ в ОЭС Юга с контролем сечений, связывающих энергосистемы Ставропольского края, республик Северного Кавказа и Азербайджана, а также в ОЭС Урала и, в частности, в Тюменской энергосистеме — с контролем в общей сложности четырёх сечений. В опытную эксплуатацию введены СМЗУ в ОЭС Средней Волги и ОЭС Центра с контролем двух сечений в каждой из них. Кроме того, за год на 20, то есть в два раза, увеличилось количество сечений, поставленных под контроль действующих СМЗУ.

— **Что происходит с технологиями дистанционного управления оборудованием? Некоторое время назад эта тема была очень популярной в технологической среде.**

— Она и сейчас популярна. И это, пожалуй, один из самых «готовых» проектов в сфере цифровизации. Мы развиваем эти технологии совместно с «Россетями», «РусГидро», Федеральной сетевой компанией, «Сетевой компанией» Татарстана, столичной «Объединённой энергетической компанией». По итогам 2019-го и начала 2020 года уже 27 подстанций высших классов напряжения в ЕЭС России управляются из диспетчерских центров Системного оператора.

Результат — постепенное повышение эффективности и надёжности управления электроэнергетическим режимом энергосистемы в целом за счёт сокращения времени, необходимого на производство переключений в электроустановках — одной из базовых и наиболее часто встречаемых операций в оперативно-диспетчерском управлении. Автоматизированное дистанционное управление сокращает длительность этой операции в несколько раз, а иногда — в несколько десятков раз. Это значит, что время неплановых отклонений работы энергосистемы от диспетчерского графика уменьшается, а время работы её по плановому графику увеличивается. Плановый диспетчерский график формируется с учётом загрузки наиболее эффективной и экономичной генерации в энергосистеме, а при отклонениях от графика часто приходится загружать менее эффективные мощности. Поэтому распространение автоматизированного дистанционного управления имеет не только технологический, но и экономический эффект. Кроме того, оно эффективно для самих сетевых компаний, где снижается негативное влияние человеческого фактора на работу оборудования, уменьшается травматизм, сокращаются эксплуатационные расходы. Всё это, на наш взгляд, и есть требуемый эффект от внедрения цифровой технологии дистанционного управления в ЕЭС России. По мере увеличения числа подстанций, управляемых дистанционно, он становится всё более заметным и для потребителей, и для сетевых компаний.

Идея дистанционного цифрового управления объектами получила развитие и в сфере генерации. Здесь, конечно, полноценное дистанционное управление из диспетчерского центра, как мы делаем с сетевыми объектами, невозможно. Но мы начали проект по доведению планового диспетчерского графика до ГЭС по каналам системы автоматического регулирования частоты и перетоков мощности, которыми в ЕЭС оснащена каждая ГЭС мощностью более 100 МВт. Совместный план с «РусГидро» успешно реализуется: выполнен комплекс пусконаладочных работ и проведены испы-

тания работы новой информационно-управляющей системы на 12 ГЭС в операционных зонах пяти диспетчерских центров. Информационный обмен с 11 ГЭС уже введён в промышленную эксплуатацию. Автоматическое доведение планового диспетчерского графика до ГЭС позволит повысить оперативность управления режимами работы генерирующих объектов.

— **Можно констатировать, что 2019 год стал весьма успешным в сфере развития информационных цифровых технологий в оперативно-диспетчерском управлении.**

— Думаю, можно сравнить этот процесс со снежным комом, который по мере движения набирает обороты и увеличивается в размерах, повышая свой потенциал. Из наиболее значительных примеров: реализуется утверждённый в прошлом году перечень мероприятий по развитию Единой информационной модели ЕЭС России, основанной на распространённых в мире принципах и стандартах общей информационной модели CIM — Common Information Model. Её разработка велась Системным оператором в период с 2012 по 2016 год, что, конечно, хорошо иллюстрирует идею того, что для Системного оператора цифровизация — это не только вопрос выполнения государственной программы, но и, в первую очередь, насущная необходимость, позволяющая не отставать от времени и обеспечивать надёжность энергосистемы в соответствии с темпами развития и усложнения технологического комплекса.

После ввода в промышленную эксплуатацию в 2016 году Единая информационная модель активно развивается, совершенствуются технологии её сопровождения, организации информационного обмена и интеграции с другими программными средствами. Она используется для расчёта электрических режимов, формирования перечней объектов диспетчеризации и согласования плановых графиков ремонтов, управления оперативными диспетчерскими заявками и выполнения ряда других задач. Создание Единой информационной модели ЕЭС позволило объединить информационные потоки и различные технологические задачи, унифицировать, систематизировать и упростить процесс подготовки информационных моделей энергосистем на всех уровнях оперативно-диспетчерского управления. Она не просто объединила разрозненные базы данных, а связала деловые процессы, обеспечив «технологическое взаимопонимание».

На базе Единой информационной модели в настоящее время реализуется проект по созда-

нию следующего поколения оперативного информационного комплекса — основного программного продукта диспетчеров Системного оператора, при помощи которого осуществляется оперативное управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России.

— **Технологии управления спросом Demand Response, о которых так много говорят в последние годы, — это тоже прорыв 2019 года?**

— Если с 2017 года инструментами управления спросом могли пользоваться только крупные потребители — участники оптового рынка электроэнергии, то в 2019 году этот механизм вышел на новый уровень. По решению правительства запущен пилотный проект оказания услуг по управлению спросом потребителями розничного рынка через агрегаторов — компании, которые объединяют потенциал относительно небольших потребителей и транслируют его на оптовый рынок.

Включение правительством в 2018 году этого проекта в Национальную технологическую инициативу «Энерджинет» создало необходимые стартовые условия для разработки модели агрегаторов спроса. Системный оператор, используя нарабатанный за последние годы опыт, обеспечил разработку экономической и технологической моделей агрегаторов, нормативной базы для запуска пилота, договорной конструкции для взаимодействия участников и уже провёл первые отборы агрегаторов на третий и четвёртый кварталы прошлого года и на первый квартал наступившего, которые показали высокую заинтересованность отрасли в развитии нового рыночного механизма. На конкурсы пришло почти в три раза больше потребительских мощностей, чем было разрешено правительством для пилотных проектов. По результатам первых отборов участие в оказании услуг по управлению спросом приняли уже 32 агрегатора с привлечением потребителей из 37 регионов России. Основная задача пилотного проекта — создание инфраструктуры, обеспечивающей возможность участия широкого круга розничных потребителей электроэнергии в управлении спросом, и определение оптимальных экономических и технологических параметров такого участия — успешно решается.

Для всестороннего осмысления хода и итогов пилотного проекта Системный оператор привлекает профессиональное сообщество — создан методологический совет, в который приглашены сами компании-агрегаторы, представители Минэнерго, ФАС, Ассоциации «НП Совет рынка», Ассоциации гарантирующих поставщиков и энергосбытовых

компаний, «Сообщества потребителей энергии», рабочей группы по совершенствованию законодательства и устранению административных барьеров в целях обеспечения реализации НТИ по направлению «Энерджинет» и других заинтересованных организаций. Итогом работы совета станут предложения по разработке целевой модели агрегаторов и нормативно-технологической базы, регулирующей их функционирование в ЕЭС России.

— Системный оператор является базовой организацией в техническом комитете по стандартизации «Электроэнергетика» ТК 016 Росстандарта. Что происходит в области изменения технических стандартов и требований к сетевым и генерирующим компаниям, а также к потребителям энергии?

— Одна из задач нашей компании — содействовать формированию общего нормативного фундамента электроэнергетики, поскольку от этого напрямую зависит надёжность энергосистемы, которая обеспечивается совместными усилиями участников отрасли. В этом и состоит наша функция в качестве базовой организации ТК 016 Росстандарта. Представители энергокомпаний — участниц ТК 016 ведут разработку национальных стандартов — важной части единой нормативной среды, направленной на унификацию технических правил, предъявляемых к функциональности оборудования для его работы в составе ЕЭС России. В частности, в 2019 году разработано 27 проектов национальных стандартов, и четыре из них уже утверждены Росстандартом. В их числе важнейшие для отрасли стандарты по информационной модели, которые закладывают основы для цифровизации информационного обмена — базового процесса в оперативно-диспетчерском управлении энергосистемой.

В Программу национальной стандартизации на 2020 год включена разработка 12 новых национальных стандартов, устанавливающих требования в различных сферах оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России, требования к функционированию различного оборудования в составе энергосистемы, к процессам планирования развития энергосистем и информационной модели электроэнергетики.

Но стандартизация — не единственная сфера нормативного регулирования. Продолжается формирование нормативно-технологической базы на уровне обязательных к исполнению документов Минэнерго в развитие принятых в 2018 году Правил технологического функционирования электроэнергетических систем. В 2019 году приняты Минэнерго и зарегистрированы Минюстом 12 нормативных

правовых актов, разработанных Системным оператором. Среди них требования к участию генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты в энергосистеме, к проведению общесистемных испытаний генерирующего оборудования, к прогнозированию потребления и формированию балансов, к перегрузочной способности трансформаторов, к системам возбуждения и АРВ, правила взаимодействия при настройке РЗА, требования к оснащению ЛЭП и оборудования устройствами РЗА и каналам связи для РЗА, правила технического учёта и анализа функционирования РЗА и ряд других неотложных документов обязательного действия. Хочу отметить, что это не требования к базовым характеристикам оборудования — способу сжигания топлива, температуре и давлению пара, сечению и материалам электрокабелей и др., а требования к функционированию оборудования в энергосистеме. Такие, как способность поддерживать нормативную частоту тока и другие параметры, что позволяет оборудованию участвовать в общем для всех процессе поддержания качественных характеристик электрического тока в ЕЭС России.

Ещё 11 основополагающих нормативных актов, развивающих базовые требования ПТФ ЭЭС, находятся на рассмотрении рабочей группы по реализации «регуляторной гильотины» и ожидают государственной регистрации в Минюсте.

— Как задача обеспечения надёжной работы и эффективного управления режимами работы ЕЭС России решается в условиях массового подключения ВИЭ?

— Пока не массового, но точно рекордного. Одна шестая часть новых вводов генерации в этом году пришлось на ВИЭ, в общей сложности введено почти 530 МВт «зелёной» генерации, в основном это солнечные станции. Установленная мощность ВИЭ в Единой энергосистеме по итогам года увеличилась более чем в полтора раза и, как ожидается, в ближайшие четыре года, согласно государственной программе гарантированного возврата инвестиций по договорам о предоставлении мощности на оптовый рынок, продолжит возрастать в среднем более чем на 800 МВт в год.

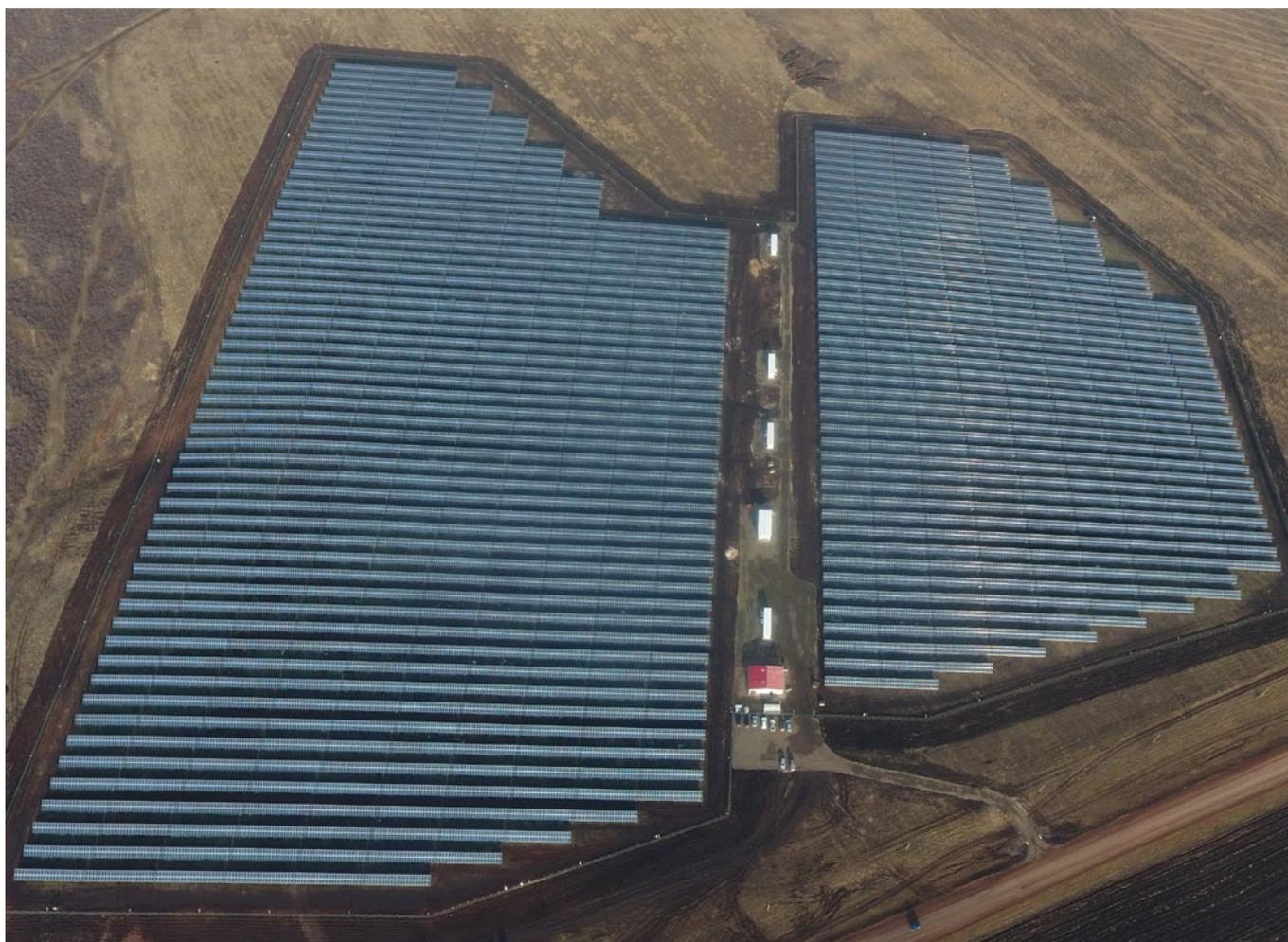
Это значит, что уже в самые ближайшие годы перед Системным оператором в полный рост встанет задача интеграции в энергосистему достаточно большого объёма «зелёной» генерации, имеющей иные характеристики, нежели традиционная тепловая или атомная. Достаточно сказать, что ВИЭ при настоящем состоянии мировой научной мысли являются практически непредсказуемыми в плане ре-

гулярности нагрузки и поэтому, в отличие от традиционной генерации, нуждаются в сопоставимом по мощности резервировании. В прошлом году в рамках Ассоциации системных операторов крупнейших энергосистем GO15 мы проводили рабочие встречи с руководством двух системных операторов из США, где развитие ВИЭ уже создаёт серьёзные вызовы для оперативно-диспетчерского управления. Обсуждали их и наш опыт управления такими объектами и выяснили, к примеру, что период более или менее корректного прогнозирования нагрузки ВИЭ у них пока не превышает 3–6 часов, что фактически исключает возможность составления корректного диспетчерского графика на сутки вперёд.

Несмотря на то, что доля ВИЭ в ЕЭС России в целом пока незначительна, важно учитывать, что эта генерация локализуется в отдельных частях энергосистемы. В частности, к моменту окончания первой отечественной программы поддержки ВИЭ, а это случится уже в 2025 году, их доля в ОЭС Юга может приближаться к 30% от максимальной на-

грузки. И мы должны уже сегодня разрабатывать меры и мероприятия, чтобы обеспечить интеграцию этих объёмов в энергосистему. Это и накопители для резервирования колебаний нагрузки ВИЭ, и дистанционное управление, и управление спросом, и многое другое, что позволяет энергосистеме с большой долей ВИЭ оставаться стабильной. Во всех крупных энергосистемах системные операторы озабочены этим вопросом, и мы не исключение.

Одна из плодотворных идей, которую активно эксплуатируют наши коллеги во многих странах, где развиваются ВИЭ — строительство гидроаккумулирующих электростанций ГАЭС. В настоящее время за рубежом функционирует более 400 ГАЭС. В Южной Корее, Франции, Италии доля ГАЭС в суммарной установленной мощности генерации превышает 5%, в США — более 8%, в Австрии — свыше 20%. Мы в Системном операторе, анализируя ситуацию с развитием ВИЭ в отдельных регионах, к примеру, в ОЭС Юга, считаем, что нам необходимо строить там ГАЭС.



Исянгуловская СЭС в Башкирии

— **В ГАЭС наше спасение от нестабильности нагрузки «зелёной» генерации?**

— Конечно, не только в них одних. Необходимо изучать и использовать всё, что может помочь. К примеру, в прошлом году мы создали с группой «Хевел» — крупнейшим собственником солнечной генерации — совместную рабочую группу, ключевой задачей которой является разработка и апробация технических и функциональных требований к работе накопителей электроэнергии в ЕЭС России.

В последние несколько лет Системным оператором изучался вопрос организации дистанционного управления такой генерацией из наших региональных диспетчерских центров. И вот в 2019 году началось промышленное использование систем дистанционного управления солнечными электростанциями. Совместно с группой компаний «Хевел», крупнейшим собственником солнечной генерации в стране, проведены натурные испытания дистанционного управления режимами работы солнечных станций из диспетчерского центра Башкирского РДУ и введены в промышленную эксплуатацию системы дистанционного управления Бурибаевской и Исянгуловской СЭС в Башкирии и Майминской СЭС в Новосибирской области. В дальнейшем этот опыт планируется распространить не только на все СЭС, но и на ветровые электростанции.

И напротив — «зелёная» генерация может быть полезной для энергосистемы. Не только в экологическом плане. Активно изучается вопрос об использовании ВИЭ в процессе управления электроэнергетическим режимом. Например, их способность эффективно участвовать в регулировании частоты электрического тока в энергосистеме. Так, в прошлом году в Крыму испытания, проведённые Системным оператором, подтвердили соответствие солнечных электростанций Николаевская и Митяево техническим требованиям к участию в общем первичном регулировании частоты.

— **В стране началась модернизация тепловой генерации. Какие задачи в связи с этим возникают перед Системным оператором?**

— Масштабная программа модернизации предусматривает в течение 10 лет модернизацию основного оборудования 41 ГВт тепловых мощностей в ЕЭС России. У Системного оператора в этом процессе несколько важных задач. В технологической сфере мы не должны допустить, чтобы вывод оборудования из эксплуатации на время модернизации как-то сказался на надёжности энергосистемы. Специалисты Системного оператора выполнили

расчёты ограничений на объёмы мощностей одновременно выводимого для проведения модернизации оборудования в период с 2019 по 2025 годы, обеспечили приём технических и стоимостных параметров заявленных проектов модернизации генерирующих объектов и отбор заявленных проектов, провели оценку возможности вывода оборудования из работы на период реализации мероприятий и совместно с дочерней компанией «Техническая инспекция ЕЭС» проверили технические параметры, заявленные собственниками в отношении отобранных проектов модернизации. Чтобы обеспечить безопасный для энергосистемы вывод из эксплуатации модернизируемого оборудования, при подготовке к КОММод сотрудники компании рассчитали допустимые объёмы вывода генерирующего оборудования тепловых станций для реализации мероприятий по модернизации в период с января 2022 года по декабрь 2025 года.

Ещё одна задача — организационная. Проведение ежегодных конкурентных отборов проектов модернизации тепловых электростанций — КОММод, конкурентный отбор мощности для целей модернизации. В прошлом году провели первый отбор на 2022–2024 годы и второй — на 2025 год с суммарной мощностью отобранных проектов более 14 ГВт.

— **В уходящем году завершилась модернизация энергосистемы Калининградской области. Расскажите, пожалуйста, о том, что было сделано в рамках этого проекта и как его реализация отразилась на надёжности энергоснабжения региона?**

— Модернизация энергосистемы Калининградской области была необходима для надёжного функционирования энергосистемы на случай размыкания электрического кольца БРЭЛЛ нашими прибалтийскими соседями. После того, как стало известно о будущем выходе стран Балтии из энергообъединения, наши специалисты провели исследования, которые выявили существенные риски для функционирования энергосистемы Калининградской области — она могла оказаться изолированной от ЕЭС России, при этом никаких технических возможностей для такой работы при создании этой энергосистемы, естественно, изначально не закладывалось. Решение задачи подготовки энергосистемы к возможности работы в условиях изоляции от большой энергосистемы потребовало строительства новой генерации и модернизации сетевой инфраструктуры — об этом много писали российские СМИ. Могу лишь дополнить, что всё это сопровождалось кардинальным изменением структуры и функциональности противоаварийного управле-

ния, которую проводили сотрудники Системного оператора.

Так, на одной из электростанций реализован и введён в работу новый комплекс локальной автоматики предотвращения нарушений устойчивости — ЛАПНУ, обеспечивающий автоматическое предотвращение нарушения устойчивости генерирующего оборудования электростанций и автоматическое ограничение перегрузки электросетевого оборудования в энергосистеме Калининградской области в случае аварийных отключений, а также автоматическое ограничение повышения частоты в случае аварийных отделений энергосистемы от ЕЭС России. Кроме того, существовавший на тот момент в энергосистеме комплекс противоаварийной автоматики был модернизирован для обеспечения согласованности действий с новым комплексом ЛАПНУ и для обеспечения динамической устойчивости генерирующего оборудования.

Ну и, конечно, наша стандартная работа: координация участников, рассмотрение проектной и рабочей документации, разработка программ ввода нового оборудования станций, работа с органами исполнительной власти Калининградской области на площадке регионального штаба по безопасности электроснабжения, проведение сложных, в том числе натурных, испытаний нового генерирующего оборудования — всё это стало предметом каждодневной и кропотливой работы наших специалистов в сотрудничестве с АО «Интер РАО — Электрогенерация» и АО «Янтарэнерго».

Проведённые 25–27 мая 2019 года уникальные натурные испытания доказали правильность принятых нашими специалистами технологических решений по обеспечению изолированной работы энергосистемы Калининградской области, расчётов настройки РЗА и противоаварийной автоматики и систем регулирования турбин новых электростанций. Генерирующее оборудование в изолированном режиме функционировало исправно, частота стабильно поддерживалась на заданном уровне, и никаких нарушений не произошло. Могу констатировать, что энергосистема янтарного края сейчас готова к работе в любых условиях.

— **В прошлом году ЕЭС России приросла ещё двумя энергорайонами Республики Якутия. Как это повлияло на работу ОЭС Востока и ЕЭС России в целом?**

— Действительно, в начале 2019 года Западный и Центральный энергорайоны энергосистемы Республики Саха (Якутия) вошли в состав Единой энергосистемы России с включением на параллель-

ную работу с Объединённой энергосистемой Востока. Это позволило существенно повысить надёжность электроснабжения жилых, социальных и производственных объектов наиболее развитых территорий Якутии по сравнению с условиями, когда они функционировали изолированно. Аварии на генерирующем оборудовании в условиях изолированного режима работы в период максимальных нагрузок, характерных для долгой и суровой якутской зимы, часто приводили к отключению потребителей. Сейчас аварии с отключением генерирующего оборудования не приводят к отключению потребителей, а их количество снизилось в разы. К примеру, до включения Западного и Центрального энергорайонов в состав ОЭС Востока в них ежегодно случалось в среднем 13 энергетических аварий с отключением генерирующего оборудования, приводившим к обесточиванию потребителей. Причём максимальная отключённая нагрузка потребления достигала 195 МВт. С начала 2019 года таких аварий не было, а общее число аварий в этих энергорайонах снизилось более чем в два раза — в прошлом году их было 23 против 54 в 2018-м.

Поэтому мы можем утверждать, что присоединение этих крупных энергорайонов Якутской энергосистемы к ЕЭС России имеет и технологический, и экономический, и социальный эффекты.

Сейчас к ОЭС Востока присоединена большая часть Якутской энергосистемы, обеспечивающая электроэнергией более 80% населения республики. В 2019 году в Якутской энергосистеме силами Системного оператора, «РусГидро» и «Якутскэнерго» введена в промышленную эксплуатацию централизованная система автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности, повышающая устойчивость работы этой энергосистемы.

Присоединение двух энергорайонов Якутии к ЕЭС России — одно из ключевых событий в новейшей истории отечественной электроэнергетики, поскольку оно стало продолжением процесса объединения энергосистемы страны, которое активно велось в течение более полувека и прервалось по экономическим причинам в 1990-х годах. Восточная Сибирь и Дальний Восток снова активно осваиваются, и сейчас, возможно, настало время вернуться к рассмотрению вопроса об укреплении технологического единства энергосистемы. Но прежде чем сделать эти шаги, необходимо выполнить масштабную работу, провести исследования и эксперименты, чтобы достичь этого максимально эффективным способом.

— **Большое спасибо за интервью!**

Беседовала Людмила ЮДИНА