

26 | Так далеко – так близко

Юрий
Юдин

Технологии дистанционного управления помогают повысить надёжность работы ЕЭС России и решают важнейшие технологические, экономические и социальные задачи

Совершающаяся на наших глазах цифровая трансформация энергетики несёт с собой множество новшеств. Однако в ряду разрабатываемых и внедряемых на энергообъектах цифровых решений есть одно, которое играет особую роль для энергосистемы – автоматизированное дистанционное управление оборудованием энергообъектов из диспетчерских центров «Системного оператора». Эта технология, позволяющая обеспечить прямую передачу диспетчерских команд на исполнительные органы оборудования и устройств, относящихся к объектам диспетчеризации, – пожалуй, одно из наиболее технологически зрелых цифровых решений в современной российской электроэнергетике. В последние годы дистанционное управление получает всё большее распространение в отрасли. Уже сегодня так управляется оборудование десятков подстанций и электростанций в ЕЭС России, что позволяет более эффективно решать задачи, связанные с обеспечением надёжной работы энергосистемы. Повсеместное внедрение этой инновационной цифровой технологии знаменует собой переход на качественно новый уровень оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления в отечественной электроэнергетике.

Основной результат организации управления энергообъектами из диспетчерских центров «Системного оператора» – повышение эффективности и надёжности управления электроэнергетическим режимом энергосистемы в целом за счёт сокращения времени, необходимого для производства переключений в электроустановках. Это одна из базовых технологий оперативно-диспетчерского управления. Автоматизированное дистанционное управление сокращает длительность производства переключений в несколько раз, а иногда даже на порядок. Это значит, что время неплановых отклонений работы энергосистемы от диспетчерского графика уменьшается, а время её работы 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 автоматического дистанционного управления имеет не только технологический,

но и экономический общесистемный эффект. Кроме того, оно эффективно для самих сетевых и генерирующих компаний, где снижается негативное влияние человеческого фактора на работу оборудования, сокращаются эксплуатационные расходы.

Работы по внедрению технологий дистанционного управления оборудованием сетевых объектов 110, 330 и 500 кВ начались в 2013 году, когда в ЕНЭС появилось достаточно так называемых подстанций нового поколения. На таких подстанциях были установлены современное оборудование и средства автоматизации, позволяющие реализовать функцию дистанционного управления. Партнёрами «Системного оператора» в начале пути стали ПАО «Россети», ПАО «ФСК ЕЭС», АО «Сетевая компания» (Татарстан), АО «ОЭК». На сегодняшний день из диспетчерских центров «Системного оператора» управляются уже несколько десятков подстанций с высшим классом напряжения – 220–500 кВ.



И их число постоянно растёт. Всего в соответствии с согласованными с сетевыми компаниями планами-графиками предполагается организовать в ближайшие пять лет автоматизированное дистанционное управление оборудованием более чем 200 подстанциями.

ГИДРОГЕНЕРАЦИЯ. НА ПОРОГЕ ЦИФРОВЫХ ПЕРЕМЕН

Спустя несколько лет после начала внедрения технологии в ЕНЭС идеи дистанционного цифрового управления нашли своё применение и в сфере гидрогенерации. Заместитель директора по автоматизированным системам диспетчерского управления АО «СО ЕЭС» Роман БОГОМОЛОВ вспоминает: «Инициатором разработки и внедрения цифровой системы доведения заданий плановой мощности (СДПМ) до ГЭС выступило ПАО «РусГидро». Наши коллеги столкнулись с задачей, как перейти от ручного переноса в систему управления планового диспетчерского графика, полученного с сайта балансирующего рынка электроэнергии или информационного шлюза «Системного оператора», к автоматической загрузке плановых значений мощности в системы группового регулирования актив-



Роман БОГОМОЛОВ

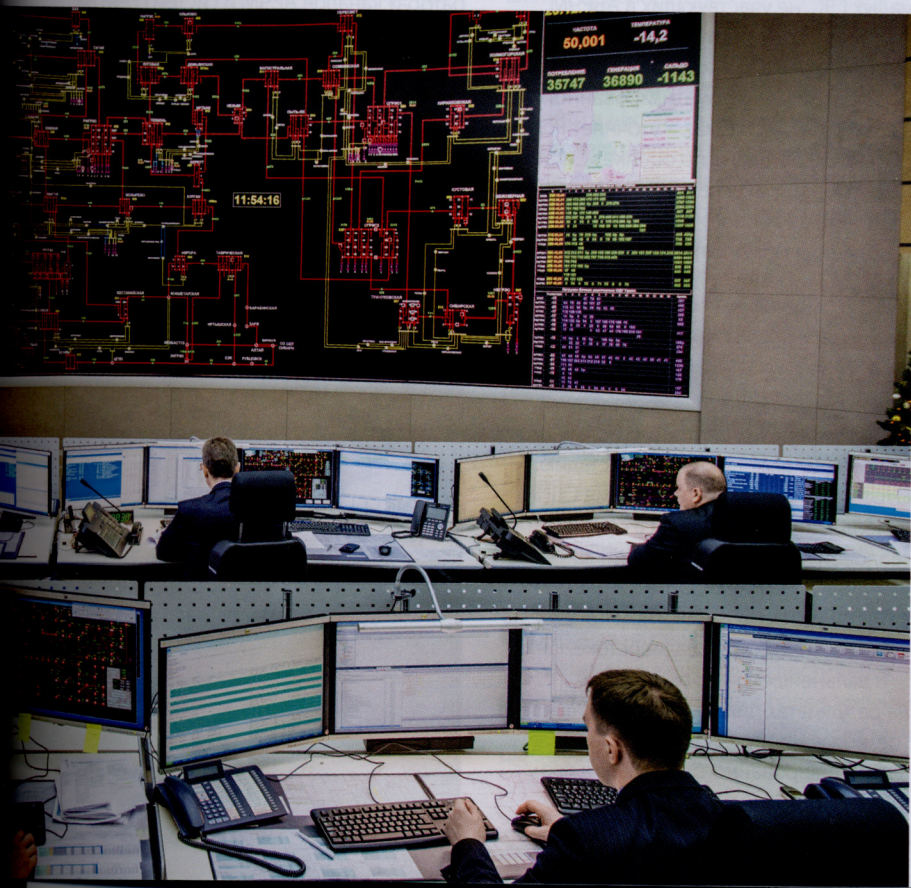
ной и реактивной мощности своих электростанций. Выполнение этих рутинных операций технологическим персоналом электростанций повышало вероятность ошибки и создавало риски возникновения отклонений фактической мощности ГЭС от плановых значений и, соответственно, дополнительных небалансов мощности в энергосистеме. За разрешением проблемы ПАО «РусГидро» обратилось в «Системный оператор».

В ответ на поступившее со стороны ПАО «РусГидро» обращение «Системный оператор» рассмотрел разные варианты решения проблемы. Первоначально возникла идея создания шлюза между сетью общего пользования и автоматизированной системой управления технологическим процессом (АСУ ТП) гидроэлектростанций. Однако в итоге было принято альтернативное решение, широко распространённое и за рубежом. В его основе лежит принцип automatic generation control – система управления генерирующими объектами непосредственно из диспетчерских центров. Предложенная специалистами «Системного оператора» технология позволяла осуществлять доведение заданий плановой мощности до ГЭС по существующим каналам систем автоматического регулирования частоты и активной мощности (АРЧМ), связывающим централизованную (центральную координирующую) систему автоматического регулирования частоты и перетоков мощности ЦС (ЦКС) АРЧМ непосредственно с терминальными устройствами систем группового регулирования активной и реактивной мощности (ГРАМ) электростанций.

Выделенные каналы ЦС (ЦКС) АРЧМ между диспетчерскими центрами «Системного оператора» и ГЭС были организованы для обеспечения участия электростанций в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности (АВРЧМ), которое стало обязательным условием их работы на оптовом рынке электроэнергии. Большинство ГЭС установленной мощностью более 100 МВт к 2014 году завершили процесс подготовки к участию в АВРЧМ. Новая задача состояла в том, чтобы в едином канале передачи информации обеспечить трансляцию параллельного информационного потока и организовать передачу плановых диспетчерских графиков и команд таким образом, чтобы она не препятствовала основной функции системы АРЧМ – вторичному регулированию частоты и перетоков активной мощности в энергосистеме. Эта задача была с успехом решена.

Помимо экономии ресурсов для компании «РусГидро», существенным преимуществом данного подхода стали высокая надёжность и безопасность доставки команд в режиме реального времени. Технические и программные решения, применяемые для обеспечения работы этих каналов, были к тому времени уже хорошо отработаны и проверены на протяжении нескольких лет промышленной эксплуатации.

Подготовительный этап реализации проекта включал в себя создание специального полигона для отработки технологии. В ходе испытаний было использовано оборудование «Системного оператора» и имитаторы



реальных систем ГРАМ нескольких производителей. «Главной задачей было подтвердить, что для принятия команды дистанционного управления достаточно установленных на ГЭС контроллеров, то есть нет необходимости замены аппаратной части ГРАМ на электростанции, а требуется лишь внести изменения в настройки оборудования или реконфигурировать его, – подчёркивает Роман БОГОМОЛОВ. – Проведённые исследования позволили убедиться в том, что проблем не возникает: данные передаются по существующим резервированным каналам информационного обмена в полном объёме, корректно и в чётком соответствии с протоколами ГОСТ Р МЭК 60870–5–101/104, регламентирующими процессы дистанционного управления».

ПЕРВЫЙ ПОШЁЛ

По результатам проведённых испытаний были сформулированы общие технические требования для осуществления пилотного проекта. В рамках его реализации в Главном диспетчерском центре и филиалах АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока, ОДУ Сибири, ОДУ Урала и ОДУ Юга было внедрено унифицированное программное обеспечение цифровой системы дистанционного управления графиками нагрузок ГЭС, а на Зейской, Саяно-Шушенской, Камской, Ирганайской, Зеленчукской, Чиркейской, Саратовской, Нижегородской, Волжской, Жигулёвской и Чебоксарской ГЭС выполнена модернизация систем ГРАМ.

В ходе эксплуатации новая технология быстро продемонстрировала свои преимущества. Она позволяла существенно увеличить точность и скорость доведения заданий плановой мощности до систем управления генерирующим оборудованием. Кроме того, прямое, без участия оперативного персонала электростанции, дистанционное управление графиками нагрузки ГЭС минимизировало влияние человеческого фактора на работу оборудования, исключая вероятность ошибочных действий оперативного персонала электростанций при изменении режима работы гидроэлектростанции. Всё это имело несомненное благотворное значение для повышения стабильности функционирования ЕЭС России.

С ПРИЦЕЛОМ НА БУДУЩЕЕ

Внедрение технологии происходило и с дальнейшим прицелом. В перспективе дистанционное управление нагрузкой генерирующих объектов создаёт условия для так называемого погружения внутрь часа – то есть осуществления расчётов и доставки планов балансирующего рынка (ПБР) на электростанции каждые 5–15 минут вместо используемого в настоящее время часового цикла. Это даст возможность более оперативно учитывать состояние электросетевого и генерирующего оборудования и более точно моделировать режим работы энергосистемы. Например, за рубежом во многих больших энергосистемах для компенсации возникающих отклонений электроэнергетического режима широко используются именно внутрис часовые

расчёты. С точки зрения рынка увеличение числа расчётов позволит более эффективно использовать доступные ресурсы мощности на электростанциях и актуальную пропускную способность сети, что обеспечит рост экономической эффективности работы энергосистемы в целом.

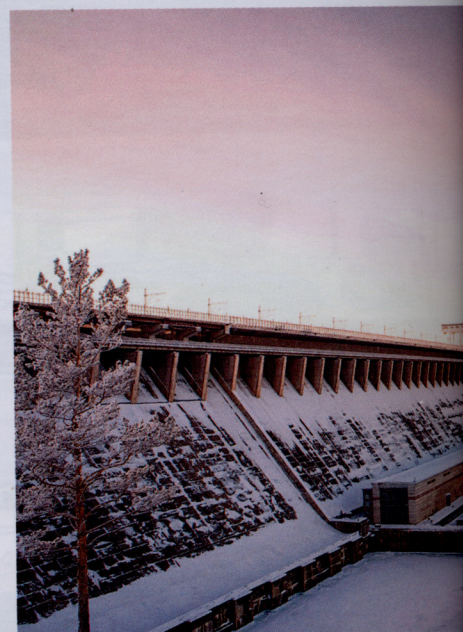
В феврале 2020 года результаты совместного цифрового пилотного проекта «Системного оператора» и ПАО «РусГидро» были одобрены участниками ведомственного проекта «Единая техническая политика – надёжность электроснабжения», реализуемого в рамках цифровой трансформации энергетики. Кроме того, было принято решение о дальнейшем развитии и тиражировании технологии. Это позволило компаниям приступить к активной фазе реализации проекта – внедрению технологии на всех ГЭС ПАО «РусГидро», участвующих в автоматическом вторичном регулировании частоты и мощности (АВРЧМ) в ЕЭС России. «До конца 2020 года система будет введена в промышленную эксплуатацию на 17 ГЭС ПАО «РусГидро», на 18-й – Новосибирской ГЭС – система заработает в начале 2021 года. В планах – завершение тиражирования технологии на ГЭС, участвующих в АВРЧМ, а также на малых ГЭС, не участвующих в АВРЧМ, при условии незначительной доработки их систем обмена технологической информацией с автоматизированной системой АО «СО ЕЭС», – уточняет Роман БОГОМОЛОВ. Всего, по оценке «Системного оператора», уже к 2023 году к системе цифрового дистанционного управления могут быть подключены 33 ГЭС.

НОВЫЕ ГОРИЗОНТЫ

Сегодня проект организации дистанционного управления энергообъектами из диспетчерских центров «Системного оператора» выходит на новую стадию. Отработанная на ГЭС технология СДПМ позволяет применить её и в сфере тепловой генерации. На сегодняшний день достигнута договорённость с ПАО «РусГидро» о пилотном проекте на ТЭЦ «Восточная» во Владивостоке.

В дальнейшем же, основываясь на результатах пилотных проектов, новая цифровая технология автоматизированного доведения пла-

новых диспетчерских графиков может быть применена не только для электростанций, подключённых к АРЧМ, но и для всех электростанций ЕЭС России. Сдерживающим фактором, по словам Романа БОГОМОЛОВА, в данном случае является только уровень автоматизации тепловых электростанций: «Использование каналов АРЧМ – лишь одно из частных решений задачи доведения заданий плановой мощности до генерирующих объектов. Наличие со стороны «Системного оператора» каналов АРЧМ и систем ГРАМ на электростанции не является единственным и строго обязательным условием для подключения к СДПМ. Эта задача может быть решена и за счёт других технологических ноу-хау, например, за счёт модернизации АСУ ТП станций или





НОРМАТИВНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ

Для того чтобы систематизировать все процессы, связанные с внедрением технологии дистанционного управления из диспетчерских центров, «Системный оператор» выступил инициатором разработки серии национальных стандартов «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике. Дистанционное управление». Серия стандартов устанавливает единые требования к осуществлению изменения технологического режима работы и эксплуатационного состояния электросетевого оборудования, устройств РЗА, изменения нагрузки генерирующего оборудования электростанций с использованием средств дистанционного управления из диспетчерских центров и включает в себя: ГОСТ Р «Требования к управлению электросетевым оборудованием и устройствами релейной защиты и автоматики»; ГОСТ Р «Требования к управлению активной мощностью генерирующего оборудования гидроэлектростанций»; ГОСТ Р «Требования к управлению активной и реактивной мощностью генерирующего оборудования, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии»; ГОСТ Р «Требования к информационному обмену при организации и осуществлении дистанционного управления»; ГОСТ Р «Реализация защищённого профиля протокола МЭК 60870–5–104 для организации информационного обмена в электроэнергетике Российской Федерации»; а также «Требования к дистанционному управлению активной мощностью генерирующего оборудования тепловых электростанций (для реализации пилотных проектов)», которые после доработки по итогам реализации пилотного проекта также будут закреплены в качестве национального стандарта.

организации дополнительных шлюзов между программным обеспечением, осуществляющим приём плановых графиков, и программным обеспечением, передающим их на исполнительные органы объекта диспетчеризации. Однако до тех пор, пока не достигнут определённый уровень автоматизации, говорить о том, что технология СДПМ может быть применена сразу ко всем ТЭС, преждевременно».

«Системный оператор» считает повсеместное внедрение технологии, несомненно, целесообразным. Реализация проекта создаёт преимущества не только для каждой электростанции в отдельности, но и для энергосистемы в целом. В числе наиболее очевидных системных эффектов – значительное

ускорение восстановления схемно-режимной ситуации в ЕЭС России при возникающих отклонениях электроэнергетического режима, а также обеспечение работы по заданному графику электростанций, не подключённых к СДПМ, за счёт изменений нагрузки генерации с внедрённой СДПМ.

ГЛАВНЫЙ ВЕКТОР

Внедрение технологий дистанционного управления – один из главных векторов Энергетической стратегии РФ на период до 2035 года. В соответствии с утверждённым Правительством РФ планом, в течение ближайших 15 лет оперативно-диспетчерское управление режимами работы объектов электрической сети 220 кВ и выше и объектов генерации 25 МВт и выше в Единой энергетической системе России должно полностью перейти в дистанционный формат.

Сегодня развитие технологий дистанционного управления составляет и важнейшую часть технической политики «Системного оператора», которая направлена на решение вопросов развития и повышения надёжности функционирования ЕЭС России. В настоящее время, помимо развития технологии дистанционного управления объектами гидрогенерации, в соответствии с согласованными с субъектами отрасли планами, «Системный оператор» продолжает реализацию проектов дистанционного управления оборудованием и устройствами подстанций 110 кВ, а также режимами работы как уже построенных, так и планируемых к вводу электростанций ВИЭ. С успехом решаются задачи организации дистанционного управления устройствами РЗА и вспомогательным режимным оборудованием.

Все эти проекты лежат в русле глобального мирового тренда на цифровую трансформацию электроэнергетики и способствуют достижению её главной цели – построению новых, более эффективных моделей цифрового управления технологическими и бизнес-процессами в отрасли. ■

