

В дистанционном режиме

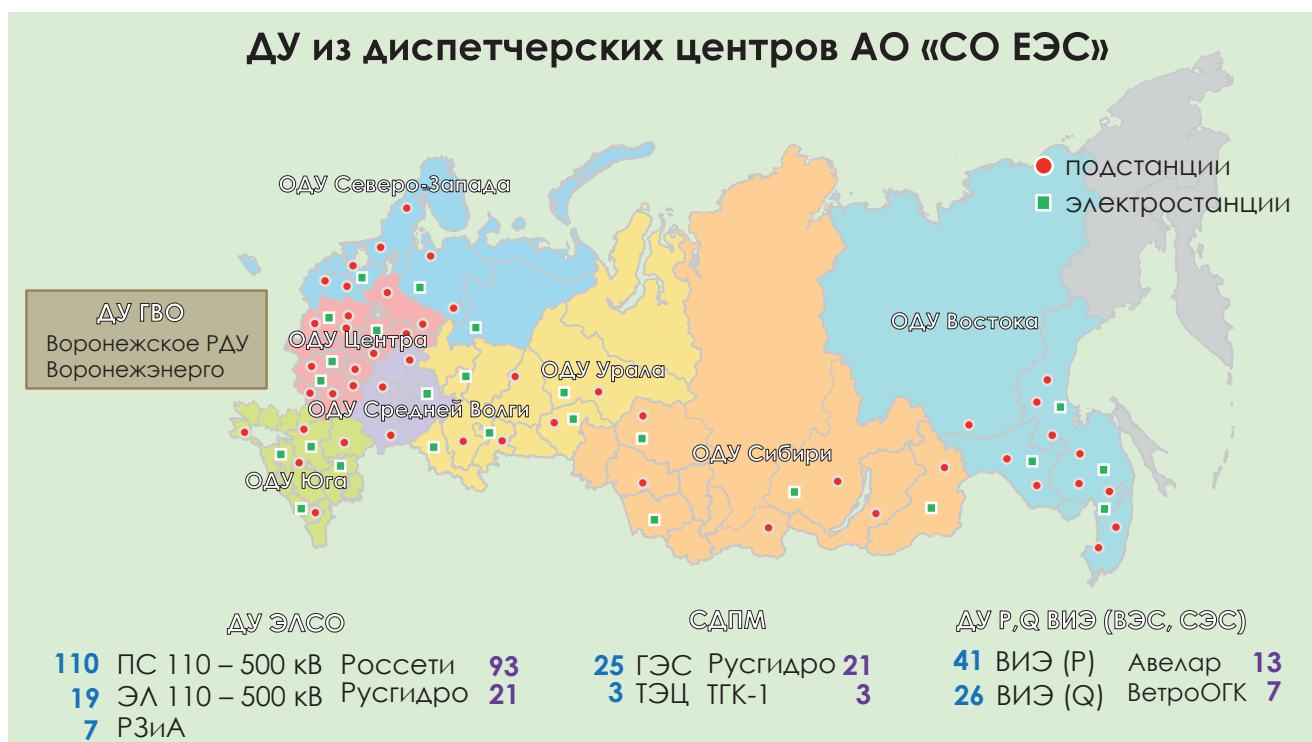


Технология дистанционного управления (ДУ) энергосистемой начала внедряться в нашей стране в 60-е годы прошлого века. На сегодняшний день это направление признано приоритетным: в Энергетической стратегии России до 2035 года было закреплено положение о массовом применении дистанционного управления на объектах электроэнергетики. Согласно документу, все сетевые объекты ЕЭС от 220 кВ и выше и объекты генерации 25 МВт и выше должны быть переведены на автоматическое дистанционное управление. Тем самым фактически всем субъектам электроэнергетики предписано развивать технологии ДУ. Поставленная задача сохраняет актуальность и в рамках обновлённой Энергостратегии-2050.

По всеобщему признанию специалистов, дистанционное управление — необходимый и очень эффективный инструмент управления энергосистемой. Затраты и усилия компаний на реализацию данной технологии полностью себя оправдывают. Поэтому сетевые и генерирующие предприятия заинтересованы в развитии ДУ. Но каковы объёмы ввода дистанционного управления на сегодняшний день? На каких объектах электроэнергетики ЕЭС эта технология уже работает? Что показывают результаты? С какими проблемами приходится сталкиваться и какие решения принимаются?

Эти и другие моменты обсудили на круглом столе «Актуальные вопросы управления энергосистемой», проходившем в рамках Татарстанского энергетического форума «Энергопром-2025», представители Системного оператора, электросетевых и генерирующих компаний, производители оборудования и программного обеспечения.

Повестка дня включала три больших вопроса: особенности реализации различных видов дистанционного управления; настройка систем регулирования газотурбинных установок; реализация проектов высокоавтоматизированных подстанций (цифровых ПС).



Открывая дискуссию, директор филиала АО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана Андрей Большаков заметил, что минувший год оказался богатым с точки зрения выпуска нормативной документации по дистанционному управлению. Поэтому на круглом столе следует особое внимание уделить законодательным изменениям, а также существующим трудностям и способам их решения при реализации проектов ДУ.

ОСОБЕННОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ РАЗЛИЧНЫХ ВИДОВ ДИСТАНЦИОННОГО УПРАВЛЕНИЯ

За время внедрения системы дистанционного управления в ЕЭС России энергетическими компаниями наработан приличный практический опыт.

По словам заместителя начальника оперативно-диспетчерской службы Системного оператора Сергея Жаркова, на сегодняшний день дистанционное управление организовано практически из каждого РДУ, ОДУ и даже из ЦДУ. Коммутационными аппаратами и технологическими режимами работы оборудования оснащены 110 подстанций классов напряжения 110–500 кВ и заходы 110–500 кВ на 19 электростанциях. Системы дистанционного управления обеспечены ОДУ Юга, Центра, Средней Волги, Сибири, Востока.

К дистанционному управлению мощностью подключены 25 ГЭС, 3 ТЭЦ, а также ВИЭ (41 объект подключён к управлению активной мощностью, 26 — реактивной). В 2024 году в Воронежском РДУ введена первая в стране технология дистанционного управления ГВО (график временного отключения). На этот год в стране определены большие планы по развитию данной технологии.

Как показывает практика, при реализации технологии ДУ компании сталкиваются практически с одними и теми же трудностями, связанными с затратами на изменение схемы оперативного обслуживания подстанций, повышением безопасности энергосистемы, необходимостью вывода из эксплуатации большого объёма энергообъектов, перестройкой организации работы персонала, переводом импортного оборудования на российское программное обеспечение и т.д.

В Приморском крае, например, при запуске автоматизированной программы переключений столкнулись с проблемой программного уровня. На шести подстанциях, имевших автоматику управления выключателями производства «Сименс», а контроллеры АСУ ТП от «РТ-Софт», при внедрении ДУ стали возникать отказы на выключателях. Причём на одной и той же ПС на одних выключателях они могли быть, на других — нет. Когда стали разбираться, выяснилось, что «Сименс» отправлял отрицательную квитанцию обо всех операциях (выполненных или невыполненных), из-за чего программы «вставали». В результате от

квитанций «Сименса» отказались, произвели обновление программы на принципах импортозамещения, теперь АСУ ТП работает без задержек.

Успешно была решена и проблема сокращения времени на вывод оборудования из работы для внедрения ДУ. Ускорились за счёт комплексного подхода к испытаниям и установке на энергообъектах коммутационного оборудования: все испытания проводят заранее, чтобы иметь возможность внедрять испытанное оборудование в максимально сжатые сроки. «Этот опыт целесообразно распространить на все энергосистемы», — считает директор по управлению режимами — главный диспетчер ОДУ Востока Алексей Воронов.

В ПАО «РусГидро» тоже пошли по пути оптимизации времени и сил. После того как нормативным регулированием отечественным компаниям было запрещено нести затраты в отношении систем АСУ ТП импортного производства, темпы реализации ДУ на подстанциях притормозились. В связи с чем в «РусГидро» было принято решение синхронизировать программу оснащения распределительных устройств электростанций системами дистанционного управления с программой по замене импортных систем АСУ ТП отечественными программно-аппаратными комплексами (ПАК). Такой подход позволяет продвигать технологию ДУ не только более системно, но и более экономично.

РЕШЕНИЕ ПОЙДЁТ В ТИРАЖ

Одним из инструментов дистанционного управления элементами энергосистемы является цифровая система доведения плановой мощности (СДПМ) на электростанциях, с помощью которой диспетчер в автоматическом режиме даёт задания оперативному персоналу станций и получает обратную связь. «РусГидро» совместно с СО ЕЭС реализует программу подключения генерирующих объектов СДПМ. Пилотные проекты были отработаны на крупных электростанциях, теперь опыт тиражирован практически на все электростанции «РусГидро».

В 2022 году впервые в стране технология СДПМ была внедрена на малой ГЭС «Зарагизская»¹ в Карачаево-Черкесии. Полученный опыт показал, что малые ГЭС могут эффективно управляться дистанционно.

А в этом году введён в эксплуатацию Центр управления каскадом малых ГЭС в Карачаево-Черкесском филиале ПАО «РусГидро», из которого осуществляется полнофункциональное диспетчерское управление малыми гидроэлектростанциями. Дистанционное

¹ Зарагизская ГЭС установленной мощностью 30,6 МВт является нижней ступенью Нижне-Черекского каскада ГЭС. Введена в эксплуатацию в конце 2016 года.

управление каскадами позволяет полностью отказаться от оперативного персонала на этих объектах.

Как пояснил начальник управления автоматизированных систем управления технологическими процессами и средств диспетчерского и технологического управления департамента информационных технологий и цифрового развития Дмитрий Жуков, технология будет тиражироваться по всей сети малых ГЭС: в стадии реализации аналогичные центры управления в Кабардино-Балкарии, Чечне, на Кубани и т.д. Создана целая программа по таким центрам.

Идея дистанционного управления малыми электростанциями не нова: в дивизионе «Росатом Возобновляемая энергия» Центр управления ветроэлектростанциями начали создавать в 2022 году, однако сроки реализации проекта отодвинулись из-за ухода финской компании «Фортум» в период санкционного бегства зарубежных партнёров из России. Тем не менее, работа продолжается. Цель — убрать оперативный персонал со станций, ограничившись созданием дежурных оперативно-выездных бригад. Ключ управления² подстанциями передаётся Системному оператору. Уже реализовано управление активной мощностью ВЭС. Есть определённые проблемы с управлением реактивной мощностью, так как все ветроустановки импортного производства. Однако, как отметил заместитель генерального директора по эксплуатации ветровых электростанций, главный инженер дивизиона «Росатом Возобновляемая энергия» Урал Шайдуллин, сейчас идёт замена импортных контроллеров на отечественные.

ВОПРОСЫ ИНФОРМАЦИОННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ В КОНТЕКСТЕ ДИСТАНЦИОННОГО УПРАВЛЕНИЯ

С расширением цифровизации отрасли повышаются требования к обеспечению безопасности критической информационной инфраструктуры (КИИ). С 01.09.2025 вступают в силу изменения в Федеральный закон от 26.07.2017 № 187-ФЗ «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации», которые вводят новые критерии безопасности КИИ России. В связи с этим возникает необходимость в эффективных отечественных решениях, позволяющих реализовывать дистанционное управление диспетчерскими пунктами, купируя угрозы внешнего вмешательства. Готовы ли российские разработчики их предоставить, а российские потребители их принять?

² Ключ дистанционного управления — программный элемент, реализованный в АСУ ТП. Является основным арбитром выбора текущего «разрешённого» источника команд дистанционного управления.

Директор по работе с ключевыми клиентами АО «Монитор Электрик» Сергей Мазур поделился имеющейся информацией. Он отметил, что зачастую современные требования к информационной безопасности накладывают такие ограничения, которые компания не готова быстро организовать. Так как функция ДУ повышает категорию безопасности КИИ, а вместе с ней и уровень требований, некоторые компании предпочли дистанционное управление отключить, чем тратить новые средства на выполнение новых предписаний. Но большинство стали обращаться в «Монитор электрик»³ с запросами найти решение. Инженеры-программисты его нашли, предоставив заказчикам возможность безопасного дистанционного управления, в том числе массового, с помощью прикладного программного обеспечения, многофакторной авторизации отдаваемых из центров управления команд дистанционного управления оборудованием и отделения механизмов подтверждения команд ДУ от контура оперативно-диспетчерского управления. Такой подход позволяет обеспечить безопасность и сэкономить средства на реализацию требований по КИИ.

СЛИШКОМ МНОГО УПРАВЛЯЮЩИХ

Переход на дистанционное управление энергообъектами дал не только очевидные преимущества, но и выявил ряд проблем ЕЭС. Особенностью построения российской энергосистемы является то, что одной подстанцией могут управлять два диспетчерских центра и два ЦУСа сетевых компаний, что порой приводит к сумятице в управлении объектом. Наглядный пример — авария на Арзамасской ПС 500 кВ в Нижегородской области, развитие которой произошло потому, что два диспетчерских центра отдавали разные команды на одно распределительное устройство.

Начальник департамента оперативно-технологического управления ПАО «Россети» Леонид Бузавев, согласившись, что на один объект приходится слишком много дистанционных управляющих, сказал о необходимости разделения функций. Он также заявил о необходимости изменения принципов, заложенных в действующем ГОСТе, когда Системный оператор при выводе оборудования подстанций в ремонт фактически выполняет роль оперативного персонала: создаёт ремонтные схемы по заявкам сетевых компаний, выполняет необходимые переключения. Таким образом, высококвалифицированный персонал СО используется не оптимально. Его задача — управлять режимами энергосистемы и координацией работы субъектов оперативно-диспетчерского управления,

³ Один из крупнейших российских производителей программных решений в области оперативно-технологического управления для электроэнергетики.

а плановыми переключениями оборудования подстанций должен заниматься оперативный персонал ЦУСа.

КОРРЕКТНОСТЬ НУЖНА НЕ ТОЛЬКО ЛЮДЯМ

Одной из актуальных тем последних лет является настройка систем автоматического регулирования (САР) газотурбинных установок на теплоэлектростанциях. С 2011 по 2021 год в ряде энергосистем России из-за некорректной работы САР генерирующего оборудования, а именно газотурбинного, произошло 12 аварийных событий. В некоторых случаях ситуация требовала локальных решений, а где-то пришлось принимать глобальные меры, как, например, в Калининградской энергосистеме, где пришлось перенастраивать системы автоматического регулирования на всех энергоблоках и газовых турбинах.

Аварийные события, а также необходимость импортозамещения, требуют изменения алгоритма и выбора новых параметров настройки работы систем автоматического регулирования ГТУ, отметил начальник службы внедрения противоаварийной и режимной автоматики АО «СО ЕЭС» Евгений Сацук. Он рассказал о разработке новых ГОСТов в части требований к системам регулирования и методик их настройки при работе в энергосистеме. Разработка осуществляется практически с нуля, поэтому процесс не форсируется.

В России накоплен определённый опыт импортозамещения САР: на ТЭС «Маяковская» в Калининградской области заменили системы регулирования ГТУ «Дженерал электрик» на САР российского производства. Продукт импортозамещения оказался лучше оригинала: отечественная система регулирования позволяет решать те проблемы, которые не решались в американской версии.

Представители ПАО «ОГК-2», ПАО «Интер РАО», ПАО «Сибур Холдинг», АО «Монитор электрик», ООО «Инконтрол», ООО «СТГТ» и другие эксперты рассмотрели разные аспекты вопроса. Было отмечено, что для вновь строящихся станций и энергоблоков необходимо сразу же смотреть на работу САР, понимать, насколько корректно она будет себя вести при возмущениях в энергосистеме, насколько способна обеспечить устойчивую работу генерирующего оборудования (речь идёт о тех системах управления, которые реагируют на системные параметры — частоту и напряжение).

Учитывая, что на действующих станциях основные замечания к корректности работы систем регулирования возникают при выделении машины на изолированный режим работы, было проанализировано, насколько штатная система автоматического управления ГТУ позволяет выявить, что именно при этом произошло, и автоматически переключиться в режим

поддержания частоты. По данному вопросу состоялась содержательная дискуссия.

Подводя её итог, участники отметили, что совершенствования алгоритмов остаётся актуальным и требует активного участия как разработчиков ПО, так и СО, НТЦ ЕЭС и эксплуатирующих организаций, которые должны давать обратную связь для улучшения работы оборудования.

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ТРЕБУЮТ НОВЫХ ЗНАНИЙ

Панельная дискуссия «Реализация проекта высокоавтоматизированной подстанции» позволила экспертам из АО «СО ЕЭС», ПАО «Россети», ПАО «Русгидро», АО «Сетевая компания», АО «Росатом Возобновляемая энергия», ООО «НПП Экра», ООО «Теквел», ООО «КЭР-Инжиниринг» обменяться мнениями по основным вопросам проектирования и эксплуатации высокоавтоматизированных подстанций в стране.

Начальник департамента РЗА и метрологии ПАО «Россети» Александр Солёнов рассказал, что в компании работают более 100 высокоавтоматизированных подстанций 2-й и 3-й архитектуры. Основные трудности, связанные с концепцией, проектированием, строительством, наладкой и эксплуатацией ПС уже преодолены, — компания вышла на этап тиражирования технологии. Сейчас «Россети» находятся на пороге реализации 4-й архитектуры.

Как показывает опыт, при создании высокоавтоматизированных ПС необходим комплексный подход. Для получения ожидаемых эффектов от внедрения цифровых технологий необходимо вносить изменения в деловой процесс, используя в нём цифровые инструменты. Кроме того, приоритетным фактором становятся знания, которыми должен обладать персонал, работающий с такой подстанцией.

Начальник службы релейной защиты и автоматики АО «СО ЕЭС» Александр Козырев рассказал о существующих сложностях по расширению области применения протоколов GOOSE и SV для обмена информацией между интеллектуальными электронными устройствами, установленными на разных цифровых подстанциях, и о требованиях к подготовке квалифицированного персонала, обслуживающего цифровые подстанции.

Резюмируя итоги дискуссий, А. Большаков подчеркнул: «В этом году панельные дискуссии позволили повысить динамику диалога с энергокомпаниями, более предметно, содержательно и, главное, результативно обсудить важные для отрасли вопросы. Уверен, что мы нашли удачную форму взаимодействия с отраслевыми экспертами — будем продолжать».

Павел ГУСЯТНИКОВ