

# Формирование обязательных требований к АСУ ТП объектов электроэнергетики для реализации функций дистанционного управления

Мир стремительно меняется, и то, что 20–30 лет назад казалось фантастикой, сейчас является повседневностью. Многие из этих изменений напрямую связаны с развитием цифровых технологий. Например, дистанционное управление электросетевыми объектами — технология, позволяющая изменять технологический режим работы и эксплуатационное состояние оборудования подстанций и устройств РЗА удаленно, находясь за сотни километров. Это инновационное направление в последние годы получило мощный толчок к развитию, благодаря тенденции всеобщей цифровизации электроэнергетики.

**Новиков А.В.**,  
директор по  
информационным  
технологиям Филиала  
АО «СО ЕЭС»  
ОДУ Средней Волги

**Крицкий В.А.**,  
генеральный директор  
АО «НТЦ ЕЭС  
Противоаварийное  
управление»

**Большаков А.В.**,  
директор Филиала  
АО «СО ЕЭС»  
РДУ Татарстана

Суть дистанционного управления (ДУ) — в автоматическом исполнении последовательности операций в соответствии с заранее разработанной и записанной в управляющий программно-аппаратный комплекс автоматизированной программой переключений. В отличие от традиционного способа переключений, когда те же команды отдаются диспетчером Системного оператора голосом по телефону, а на другом конце выполняются оперативным персоналом объекта электроэнергетики, новая технология дает ряд существенных преимуществ.

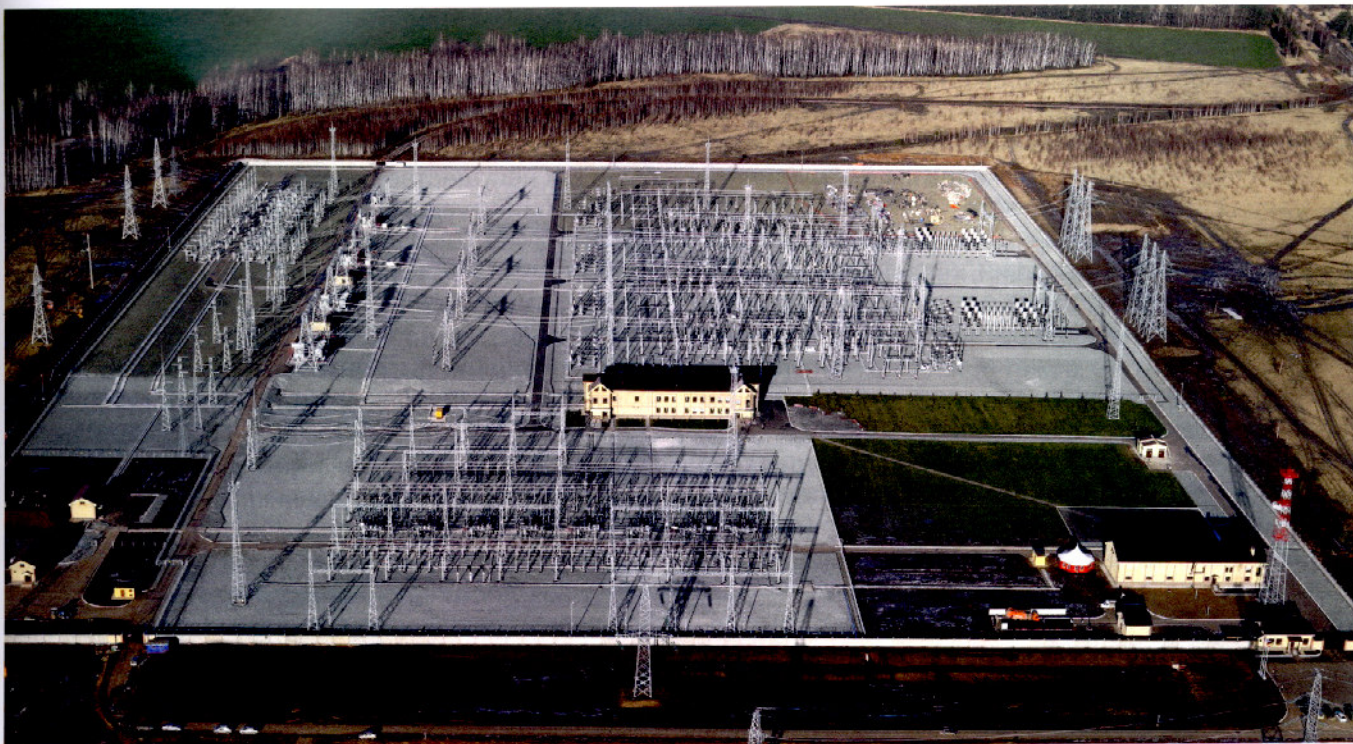
Среди них:

- сокращение времени производства оперативных переключений и, как следствие, снижение общего времени отключенного состояния оборудования объектов электроэнергетики для производства ремонтных работ;
- значительное увеличение скорости реализации управляющих воздействий по изменению топологии электрической сети, сокращение времени ликвидации аварий и длительности обесточения потребителей электрической энергии;
- минимизация рисков ошибочных действий оперативного персонала и повышение его безопасности при производстве переключений.

ДУ, безусловно, является важным практическим шагом к цифровой трансформации российской энергетики и занимает прочное место в ряду других цифровых технологий, позволяющих получить значительный системный эффект за счет построения на их базе более эффективных моделей управления технологическими процессами объектов электроэнергетики и ЕЭС России в целом.

С 2020 года задача по внедрению ДУ на объектах электроэнергетики приобрела государственный

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА



*Подстанция нового поколения Щелоков (ОАО «Сетевая компания», Республика Татарстан) стала первым в ЕЭС России объектом электроэнергетики класса напряжения 500 кВ, на котором был реализован проект дистанционного управления*

масштаб: в Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года заложен переход оперативно-диспетчерского управления на 100-процентное автоматическое дистанционное управление режимами работы к 2035 году объектами электрической сети 220 кВ и выше и объектами генерации 25 МВт и выше в Единой энергетической системе России.

Системный оператор Единой энергетической системы при поддержке ведущих энергетических компаний активно развивает технологии дистанционного управления электросетевыми объектами. Так, по состоянию на начало 2021 года технология внедрена более чем на 40 подстанциях класса напряжения 110–500 кВ. Активно включаются в процесс владельцы крупнейших электростанций страны, на текущий момент реализован проект дистанционного управления электросетевым оборудованием распределительных устройств электростанции — пилотным проектом стала Воткинская ГЭС в Пермском крае. Начался процесс тиражирования решений на объектах генерации — на разных этапах согласования находятся проекты по реализации ДУ электросетевым оборудованием распределительных устройств электростанций таких собственников, как ПАО «РусГидро», ПАО «Интер РАО», ПАО «ТГК-1», ПАО «Т Плюс» и ряда других крупных энергокомпаний.

Сейчас проекты по внедрению ДУ на объектах электроэнергетики пока реализуются в соответствии с требованиями документов, совместно разработанных АО «СО ЕЭС» и собственниками объектов электроэнергетики. Этот подход позволил наработать начальный опыт реализации, отработать технические вопросы, оптимизировать про-

цессы внедрения технологии и определить вектор дальнейшего развития. Однако интенсивное распространение ДУ на объектах электроэнергетики четко указывает на необходимость формирования единой нормативной базы, что позволит закрепить сформированные подходы к организации процесса внедрения и дальнейшей эксплуатации новой технологии на объектах электроэнергетики ЕЭС России.

\*\*\*

Ключевую роль в реализации технологии ДУ играет автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП) объекта электроэнергетики. Она осуществляет прием, обработку команд управления, получаемых из удаленных центров управления, и формирует сигналы на исполнительные устройства. Несмотря на простой, на первый взгляд, функционал, в оборудование АСУ ТП заложена важнейшая задача — реализовать выполнение команды дистанционного управления из правильного источника, в правильной последовательности, с учетом большого объема различных внешних факторов, таких как, например, положение других коммутационных аппаратов или положение ключа режима управления присоединением. В ситуации, когда инициатор команды дистанционного управления может находиться за сотни километров от управляемого объекта, значительно возрастает важность правильного, гарантированного и надежного выполнения АСУ ТП объекта своих функций.

В связи с этим необходимо определить функциональные и технические требования к минимально необходимому составу, структуре типовой

АСУ ТП для реализации возможности ДУ на всех объектах электроэнергетики по единым правилам. Чтобы требования были обязательными и одинаковыми для всех собственников объектов электроэнергетики, проектных организаций, производителей оборудования, они должны быть приняты на уровне общепромышленного законодательства. В противном случае высока вероятность возникновения аварийной ситуации, связанной с потерей наблюдаемости, исполнением ошибочных операций при выполнении оперативных переключений, что в конечном итоге может привести к негативным последствиям, от незапланированного изменения топологии сети, отключения потребителей электрической энергии до повреждения оборудования или нарушения устойчивой работы энергосистемы в целом.

Также должны быть определены правила и способы контроля соответствия требованиям к АСУ ТП. Представляется, что простейшей формой подтверждения соответствия сформулированным минимальным требованиям к АСУ ТП является проведение испытаний на готовность этой системы к ДУ. Данная процедура в обязательном порядке должна проводиться по установленной и согласованной с проектной организацией, производителями оборудования и устройств РЗА методике — как при новом строительстве, так и при модернизации существующего объекта, включая модернизацию самой АСУ ТП.

Начало процесса формирования нормативной базы, определяющей требования к АСУ ТП, и методики подтверждения соответствия уже положено Системным оператором, в задачи которого входит обеспечение надежной работы ЕЭС России.

Кроме того, необходимо уже сейчас задуматься о создании «инфраструктуры» для проведения подобных испытаний и ответить на вопросы, какие организации могут испытания проводить, какими компетенциями и вспомогательным оборудованием они должны обладать для выполнения необходимой задачи с соответствующим качеством. Как показывает многолетний опыт Системного оператора, накопленный при создании и функционировании Системы добровольной сертификации, одним из очевидных подходов представляется привлечение органов по сертификации — компаний-участниц корпоративных систем сертификации оборудования и решений, созданных ведущими субъектами отрасли. В рамках этих систем уже сейчас накоплен достаточно большой опыт определения соответствия общеобязательным и корпоративным нормативным требованиям.

Это и генерирующие установки электростанций, и противоаварийная автоматика, и устройства локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости, и системы мониторинга переходных режимов. В числе 14 органов по сертификации, допущенных к осуществлению работ, — крупнейшие НИИ и инжиниринговые компании российской энергетики. Так, АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное

управление» за пять лет провело более 40 испытаний устройств РЗА, в ходе которых экспертами этой компании выявлено не менее 20 случаев отклонения работы устройств от требований нормативной документации. Среди выявленных отклонений были как незначительные, так и серьезные ошибки в алгоритме функционирования, способные привести к неправильной работе РЗА.

\*\*\*

АСУ ТП с возможностью ДУ отличается наличием дополнительных программных настроек стационарных контроллеров (серверов) АСУ ТП, определяющих порядок обработки команд ДУ, условия разрешения/запрета на выполнение команд ДУ, алгоритм поведения АСУ ТП при возникновении нештатных ситуаций.

Центральным компонентом такой АСУ ТП является ключ дистанционного управления (Ключ ДУ). Это программный элемент, реализованный в АСУ ТП, который является основным арбитром выбора текущего «разрешенного» источника команд дистанционного управления. Логика его работы с одной стороны должна исключать возможность одновременного управления оборудованием и устройствами из разных диспетчерских центров или центров управления сетями, а с другой — допускать перехват управления оперативным персоналом объекта электроэнергетики при необходимости выполнения мероприятий по предотвращению возникновения и развития аварийных ситуаций.

При поступлении команды ДУ из удаленного центра управления в сервере АСУ ТП должна проводиться проверка на отсутствие условий (блокировок), препятствующих выполнению команды дистанционного управления. Блокировки используются для исключения выполнения команд ДУ либо в зависимости от положения других коммутационных аппаратов (например, запрет на включение выключателя при включенных заземляющих разъединителях), либо в случае неисправности (неготовности) оборудования (недостаточное давление элегаза или невзведенный пружинный механизм выключателя). Также запрет на выполнение команд ДУ должен формироваться при выполнении переключений на данном объекте электроэнергетики в текущий момент времени другим диспетчерским центром, центром управления сетями или оперативным персоналом.

Одним из обязательных условий корректной работы ДУ является расширенный информационный обмен с удаленными центрами управления. Для каждого объекта электроэнергетики должен быть определен перечень поступающей в диспетчерский центр Системного оператора или центр управления сетями телеметрической информации, необходимой для обеспечения наблюдаемости текущей ситуации на объекте из удаленного центра управления и осуществления ДУ коммутационными аппаратами и заземляющими ножами, функциями устройств РЗА, технологическим ре-

жимом работы оборудования. При выявлении условий, препятствующих выполнению команды ДУ, команда не должна выполняться, и в направлении источника команды должно быть передано сообщение о невозможности либо ошибке выполнения команды.

При выполнении команд дистанционного управления АСУ ТП должна корректно обрабатывать значение телесигналов положения ключа выбора режима управления присоединениями (устройствами РЗА) и запрещать выполнение команд ДУ в случае получения соответствующих его значений от контроллера присоединения или устройства РЗА.

Немаловажным аспектом надежного функционирования АСУ ТП с использованием ДУ является отказоустойчивость ее компонентов и возможность к самовосстановлению после сбоев. Перед вводом в промышленную эксплуатацию необходимо проверить возможности автоматического контроля и самодиагностики работоспособности АСУ ТП, а также сохранение работоспособности системы (или запланированного отключения функции ДУ) при сбоях или отказах отдельных компонентов. Это возможно реализовать путем эмуляции отказов с последующим восстановлением работоспособности отдельных компонентов системы и наблюдением за ее поведением. Для обеспечения возможности анализа событий при проведении расследования аварии, нештатной работы

оборудования в АСУ ТП должны быть обеспечены регистрация и последующее хранение всей служебной информации о выполнении команд ДУ для всех возможных источников управления. Проверка функций информационной безопасности также является предметом тщательной подготовки АСУ ТП к вводу в работу. С учетом потенциальной возможности удаленного воздействия на оборудование объекта электроэнергетики и последствий данного инцидента становится критически важным вопрос применения сертифицированных и проверенных встроенных и внешних средств защиты, а также использование лучших мировых практик и подходов к защите информации. Все команды дистанционного управления должны выполняться только из разрешенных источников управления и быть защищены от перехвата или подмены.

\*\*\*

Таким образом, очевидно, что при имеющихся существенных преимуществах ДУ появляются новые риски, и основной задачей на данном этапе Системный оператор видит их нивелирование за счет внедрения на государственном уровне новых подходов к проверке готовности оборудования объектов электроэнергетики к ДУ, а именно — проведение испытаний по стандартизированным методикам тех ключевых компонентов АСУ ТП, которые непосредственно вовлечены в реализацию дистанционного управления. 