

ЦИФРОВИЗАЦИЯ ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

DOI: 10.34831/EP.2020.15.10.002

Реализация проектов внедрения дистанционного управления коммутационными аппаратами и устройствами РЗА

ГАЛИМЗЯНОВ И. Р., АО «Сетевая компания»

420094, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Бондаренко, 3
office@gridcom-rt.ru

ПАВЛОВ Д. Г., Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги
443100, г. Самара, ул. Полевая, 5

odusv@odusv.ru

БОЛЬШАКОВ А. В., Филиал АО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана

420021, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Шигабутдина Марджани, 64
secr@fatrdu.ru

ГОВОРУН М. Н., АО «СО ЕЭС»

109074, Москва, Китайгородский пр., 7, стр. 3

secr@so-ups.ru

ГРЕБЕННИКОВ Д. В., Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги

ВОРОБЬЁВ В. С., АО «СО ЕЭС»



И. Р. Галимзянов



Д. Г. Павлов



А. В. Большаков



М. Н. Говорун



Д. В. Гребенников



В. С. Воробьёв

Рассмотрены основные этапы внедрения дистанционного управления оборудованием и устройствами объектов электроэнергетики из диспетчерских центров и центров управления сетями в ЕЭС России. Рассмотрен опыт АО «Сетевая компания» при реализации проектов внедрения дистанционного управления, а также преимуществ от внедрения передовых методов выполнения переключений. Подробно рассмотрены принципы распределения оборудования и устройств для осуществления дистанционного управления, применяемые в настоящий момент при реализации проектов модернизации объектов электроэнергетики.

Ключевые слова: дистанционное управление, АО «Сетевая компания», АО «СО ЕЭС», переключения в электроустановках, ПС 500 кВ Щёлоков, ПС 220 кВ Зеленодольская, нормативные документы, пилотные проекты, центр управления сетями, диспетчерский центр.

Внедрение цифровых технологий позволило существенно расширить возможности управления технологическими процессами производства переключений и изменением эксплуатационного состояния оборудования и устройств на объектах электроэнергетики. Одна из ключевых технологических возможностей, которую предоставляют оборудование и устройства, построенные на современной элементной базе — возможность реализации дистанционного управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием оборудования и устройств на объектах электроэнергетики.

Сама идея дистанционного управления не нова, ещё в семидесятых — восьмидесятых годах прошлого века были успешно реализованы проекты по дистанционному управлению (в старой терминологии — телеуправление) выключателями в распределительных сетях и генерацией электростанций путём задания величины активной мощности в управляющих блоках (БУС — блок управления станцией), установленных в диспетчерских центрах объединённых энергосистем. В последующем, развитие данного вида управления выразилось в формировании и внедрении систем автоматического регулирования частоты и мощности (АРЧМ) в единой, объединённых и региональных энергосистемах. Но управление разъединителями, заземляющими ножами и устройствами РЗА оставалось прерогативой оперативного персонала объектов электроэнергетики.

С развитием цифровых технологий передачи информации появилась возможность отдачи управляющих команд не только с рабочего места дежурного инженера подстанции или начальника смены электростанции, но и с любого автоматизированного рабочего места, имеющего соответствующий доступ, разрешения и подключенного с помощью каналов передачи данных к АСУ ТП объекта управления. А это, в свою очередь, открыло широкие возможности внедрения дистанционного управления технологическим режимом работы и эксплуатационным состоянием оборудования и устройств из диспетчерских центров, находящихся за сотни километров от объекта электроэнергетики, на котором проводятся оперативные переключения или изменяется режим работы оборудования и устройств.

Системный оператор — один из инициаторов внедрения дистанционного управления, с самого начала активно участвует в создании и внедрении принципов дистанционного управления пу-

тём разработки как нормативной базы, определяющей правила реализации и использования дистанционного управления, так и программного обеспечения, необходимого для выполнения переключений из диспетчерских центров и центров управления сетями (ЦУС).

Потребность субъектов электроэнергетики в развитии передовых технологий объясняется стремлением снизить аварийность и травматизм, минимизировать вероятность ошибочных действий обслуживающего персонала, обеспечить необходимый уровень качества и надёжности электроснабжения потребителей электрической энергии, а также обеспечить ликвидацию аварий в кратчайшие сроки и минимизировать объём повреждения оборудования. При этом сокращение длительности вывода оборудования в ремонт является ещё одним преимуществом, которое собственник получает при внедрении новых технологий и подходов в процессе производства переключений, реализуемым путём выполнения всего цикла операций при производстве переключений для вывода оборудования в ремонт (ввода его в работу) в автоматическом режиме посредством использования автоматизированных бланков переключений без прерываний на проверочные и ручные операции.

Одним из значимых событий в развитии цифровых технологий в ЕЭС России стало внедрение в июне 2016 г. дистанционного управления на ПС 500 кВ Щёлоков, находящейся в зоне эксплуатационной ответственности АО «Сетевая компания» Республики Татарстан. Здесь, впервые в России, было реализовано дистанционное управление оборудованием объекта электроэнергетики с высшим номинальным классом напряжения 500 кВ. Необходимо отметить, что проект предусматривал стадийность, и на первом этапе реализации проекта дистанционное управление из диспетчерских центров осуществлялось исключительно выключателями, что определялось необходимостью приобретения опыта управления оборудованием такого класса напряжения. В 2018 г. реализован второй этап и расширен объём дистанционного управления из диспетчерских центров — стало возможным дополнительно выполнять переключения разъединителями и заземляющими ножами в сторону ЛЭП с использованием автоматизированных программ, бланков переключений.

Ещё одним объектом АО «Сетевая компания», где было реализовано дистанционное управление, стала ПС 220 кВ Центральная. Проект также предусматривал стадийность и был осуществлён параллельно с проектом ПС 500 кВ Щёлоков. Внедрение дистанционного управления оборудованием ПС 220 кВ Центральная позволило в полном объёме использовать автоматизированный вывод в ремонт и ввод в работу ВЛ 220 кВ Щёлоков — Центральная I и II цепь, находящаяся в диспетчерском управлении Филиала АО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана.

Проекты автоматизированного дистанционного управления оборудованием показали возможность значительного сокращения времени на проведение переключений в первичной схеме и уменьшения объёма оперативных переговоров диспетчерского и оперативного персонала при выводе из работы оборудования и последующем вводе его в работу. В табл. 1 представлена сравнительная информация о длительности выполнения переключений из диспетчерского центра.

При реализации пилотных проектов был принят подход, при котором дистанционное управление выключателями и разъединителями в пределах одного распределительного устройства объекта электроэнергетики осуществляется только из одного диспетчерского центра или центра управления сетями. Такой диспетчерский центр или центр управления сетями выполняет изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния оборудования и устройств, находящихся или относящихся к этому распределительному устройству, независимо от числа и состава диспетчерских центров (центров управления сетями), к объектам диспетчеризации (объектам оперативно-технологического управления) которых отнесено это оборудование и устройства. Это важное, ключевое решение подтвердило свою состоятельность при реализации дистанционного управления. Применение данного подхода позволяет исключить ошибочные и несогласованные действия персонала различных диспетчерских центров или центров управления сетями. Дистанционное управление заземляющими ножами ЛЭП, находящихся в диспетчерском управлении, осуществляется из диспетчерского центра, а дистанционное управление остальными заземляющими ножами, как действие, не связанное с изменением технологического

режима работы ЛЭП, осуществляется оперативным персоналом сетевой организации. Указанный подход, реализованный АО «СО ЕЭС» более чем в 30 совместных проектах с ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «Россети», АО «Сетевая компания» и другими сетевыми организациями полностью себя оправдал.

Успешное выполнение упомянутых пилотных проектов дистанционного управления оборудованием подстанций способствовало принятию в 2017 г. АО «Сетевая компания» решения о необходимости внедрения технологии дистанционного управления также в отношении устройств (функций) РЗА. В рамках реконструкции ПС 220 кВ Зеленодольская были запроецированы и реализованы технические решения, позволившие в дальнейшем впервые в России организовать дистанционное управление устройствами (функциями) РЗА подстанции в полном объёме из диспетчерского центра АО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана, центра управления сетями АО «Сетевая компания» и с АРМ оперативного персонала ПС 220 кВ Зеленодольская.

Реализация этого пилотного проекта не только подтвердила возможность дистанционного управления функциями устройств РЗА, но и выявила необходимость взвешенного и внимательного отношения к объёму дистанционного управления функциями устройств РЗА, требуемому для выполнения функций оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления. Объём дистанционного управления должен определяться как исходя из технических возможностей самих устройств РЗА, так и с учётом реальной необходимости дистанционного управления функциями устройств РЗА в условиях отсутствия оперативного персонала на подстанции, а также с учётом требований действующих отраслевых нормативных правовых актов и нормативно-технической документации.

Сравнительная информация о длительности выполнения переключений [с учётом операций с устройствами (функциями) РЗА] из центра управления сетями представлена в табл. 2.

Реализация дистанционного управления позволяет уменьшить время выполнения переключений, снизить влияние человеческого фактора при использовании типовых автоматизированных бланков переключений, но, так как число функций РЗА на объекте электроэнергетики, как правило, на порядок превышает число единиц установленного оборудования, то при определении состава конкретных функций РЗА, подлежащих дистанционному управлению, необходимо учитывать, что набор функций РЗА должен быть достаточен для достижения цели переключений, связанных, как правило, с выводом в ремонт или вводом в работу оборудования первичной схемы и реализованных, в том числе, с применением автоматизированной программы (бланка) переключений. При определении принципов дистанционного управления устройствами (функциями) РЗА также следует учитывать, что при дистанцион-

Таблица 1

Оборудование	Время выполнения операций традиционным способом, мин	Время выполнения операций с использованием автоматизированных программ переключений
Выключатель (отключение, разборка схемы)	15 – 20	1 мин 21 с
Система шин (отключение, разборка схемы)	20 – 60	4 мин 28 с
Автотрансформатор (отключение, разборка схемы)	30 – 40	2 мин 13 с
Линия электропередачи (отключение, разборка схемы, заземление)	40 – 90	2 мин 19 с

Таблица 2

Оборудование	Время выполнения операций традиционным способом, мин	Время выполнения операций с использованием автоматизированных бланков переключений
Система шин (вывод в ремонт/ввод в работу)	40 – 60	7 мин
Трансформатор (вывод в ремонт/ввод в работу)	30 – 40	3 мин
Выключатель (вывод в ремонт с переводом на ОВ ¹ /ввод в работу)	40 – 60	2 мин 30 с

Примечание. В табл. 2 не учитывается длительность действий, выполняемых вручную оперативным персоналом подстанции (проверочные операции, операции с цепями оперативного тока, вывешивание плакатов безопасности).

ном управлении оборудованием и устройствами РЗА на объектах электроэнергетики, в том числе без постоянного дежурства оперативного персонала, производство переключений в дистанционном режиме позволит не вызывать на подстанцию оперативный персонал (оперативно-выездную бригаду или оперативный персонал, осуществляющий дежурство на дому) для проведения единичных операций с устройствами РЗА, которые связаны с изменением технологического режима работы и эксплуатационного состояния ЛЭП, оборудования, а также устройств РЗА других объектов электроэнергетики.

Для обеспечения непрерывности процесса переключений в программу, бланк переключений должны включаться операции по дистанционному управлению устройствами (функциями) РЗА, направленные на обеспечение правильного функционирования РЗА в течение процесса выполнения переключений и после их завершения. Операции с устройствами РЗА, направленные на исключение неправильных действий устройств РЗА во время производства ремонтных работ или выполняемые для безопасного проведения работ, не требуют реализации дистанционного управления функциями и могут выполняться перед допуском ремонтного персонала к производству работ, для чего на объект всегда прибывает оперативный персонал, который и проведёт необходимые переключения.

Кроме того, при управлении электроэнергетическим режимом в реальном времени зачастую существует необходимость дистанционного управления отдельными функциями устройств РЗА при реализации единичных операций, которые требуется выполнить оперативно. Примером может служить оперативное изменение состава (объёма) управляющих воздействий устройств противоаварийной автоматики или возникновение неисправности отдельных устройств РЗА, при которой требуется ввод оперативных ускорений, либо изменение групп уставок устройств РЗА.

Исходя из указанного, определён оптимальный набор устройств (функций) РЗА, дистанционное управление которыми должно осуществляться из диспетчерских центров. Принципы дистанционного управления устройствами

(функциями) РЗА представлены в табл. 3 и 4.

Диспетчерский персонал выполняет дистанционное управление представленными в табл. 3 функциями устройств РЗА для ЛЭП, находящихся в диспетчерском управлении диспетчерского центра [1].

Диспетчерский персонал выполняет дистанционное управление представленными в табл. 4 функциями устройств противоаварийной автоматики, находящихся в диспетчерском управлении (ведении) диспетчерского центра.

Набор устройств (функций) РЗА, дистанционное управление которыми должно осуществляться из центра управления сетями, определяется сетевой организацией. Состав функций устройств РЗА, которыми дистанционно управляет оперативный персонал центра управления сетями или персонал подстанции, превышает набор устройств (функций) РЗА, которыми дистанционно управляет диспетчерский центр. При реализации проекта дистанционного управления оборудованием и устройствами ПС 220 кВ Зеленодольская АО «Сетевая компания» было принято решение о необходимости осуществления дистанционного управления из центра управления сетями и из АРМ¹³ объекта электроэнергетики устройствами (функциями) РЗА ЛЭП и оборудования, находящихся в технологическом управлении оперативного персонала сетевой компании, которые представлены в табл. 5 и 6.

Традиционно управление устройствами (функциями) РЗА на объекте электроэнергетики осуществляется путём воздействия на переключающие устройства (кнопки, ключи управления), расположенные непосредственно на лицевой панели устройства РЗА или не-

Таблица 3

Устройства (функции) РЗА	Операции по дистанционному управлению функциями РЗА
Основная защита ² ЛЭП	Ввод/вывод функции; переключение групп уставок
Резервные защиты ² ЛЭП	Ввод/вывод отдельных ступеней (зон), требующийся при изменении схемы электрических соединений; ввод/вывод оперативного ускорения; переключение групп уставок
АПВ ³ выключателей	Ввод/вывод АПВ (ОАПВ, ТАПВ); ввод/вывод условий срабатывания АПВ
ПАВ ⁴ выключателей	Ввод/вывод

Таблица 4

Устройства (функции) РЗА	Операции по дистанционному управлению функциями РЗА
ЛАПНУ ⁵ , для которых не реализована работа под управлением ЦСПА ⁶	Изменение групп уставок; ввод/вывод шунтировки КЛПР ⁷ ; ввод/вывод отдельных ступеней; ввод/вывод отдельных функций
АОПО ⁸	Ввод/вывод функции; переключение групп уставок
АРПМ ⁹ АОСН ¹⁰ АЛАР ¹¹	Переключение групп уставок при условии, что их изменение требуется при изменении схемно-режимной ситуации
УПАСК ¹²	Ввод/вывод отдельных команд, изменение состояния которых предусмотрено при изменении схемы электрической сети

² Определение «основная и резервная защита» применяется в значении, приведённом в Требованиях к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики, утверждённых приказом Минэнерго России от 13.02.2019 г. № 101 (зарегистрирован в Минюсте России 25.04.2019 г., регистрационный № 54503).

³ АПВ — автоматическое повторное включение.

⁴ ПАВ — полуавтоматическое включение.

⁵ ЛАПНУ — локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости.

⁶ ЦСПА — централизованная система противоаварийной автоматики.

⁷ КЛПР — контроль предшествующего режима.

⁸ АОПО — автоматика ограничения перегрузки оборудования.

⁹ АРПМ — автоматика разгрузки при перегрузке по мощности.

¹⁰ АОСН — автоматика ограничения снижения напряжения.

¹¹ АЛАР — автоматика ликвидации асинхронного режима.

¹² УПАСК — устройства передачи аварийных сигналов и команд.

¹³ АРМ — автоматизированное рабочее место.

¹ ОВ — обходной выключатель.

Таблица 5

Устройства (функции) РЗА	Операции по дистанционному управлению функциями РЗА, выполняемые оперативным персоналом ЦУС
Основная защита ЛЭП	Ввод/вывод функции; переключение групп уставок; ввод/вывод выходных цепей; ввод/вывод токовых цепей (программным путём)
Резервные защиты ЛЭП	Ввод/вывод функций; ввод/вывод отдельных ступеней (зон), требующийся при изменении схемы электрических соединений; ввод/вывод оперативного ускорения; переключение групп уставок; ввод/вывод выходных цепей; ввод/вывод токовых цепей (программным путём)
Ступенчатые защиты на секционных (шиносоединительных) выключателях	Ввод/вывод функций; ввод/вывод отдельных ступеней (зон), требующийся при изменении схемы электрических соединений; ввод/вывод оперативного ускорения; переключение групп уставок; ввод/вывод функции АПВ; изменение режима АПВ; ввод/вывод КС ¹⁴ ; ввод/вывод выходных цепей; ввод/вывод токовых цепей (программным путём)
Резервные защиты на обходных выключателях	Ввод/вывод функций; ввод/вывод отдельных ступеней (зон), требующийся при изменении схемы электрических соединений; ввод/вывод оперативного ускорения; переключение групп уставок; ввод/вывод функции АПВ; изменение режима АПВ; ввод/вывод КС; ввод/вывод выходных цепей; ввод/вывод токовых цепей (программным путём)
АПВ выключателей	Ввод/вывод АПВ (ОАПВ, ТАПВ ¹⁵); ввод/вывод условий срабатывания АПВ
Защита шин (ДЗШ ¹⁶ , ДЗОШ ¹⁷ , ЛЗШ ¹⁸ , ЗДЗ ¹⁹)	Ввод/вывод функции; ввод/вывод режима нарушения фиксации присоединений по системам шин; ввод/вывод выходных цепей; изменение фиксации ОВ; ввод/вывод режима «Разрешение опробования»; ввод/вывод режима очувствления; ввод/вывод выходных цепей присоединений; ввод/вывод токовых цепей присоединений (программным путём)

Таблица 6

Устройства (функции) РЗА	Операции по дистанционному управлению функциями РЗА, выполняемые оперативным персоналом объекта электроэнергетики
Основная защита трансформатора (автотрансформатора)	Ввод/вывод функции; ввод/вывод выходных цепей; ввод/вывод токовых цепей (программным путём); перевод отключающей ступени газовой защиты на сигнал; перевод газовой защиты РПН на сигнал
Резервные защиты трансформатора (автотрансформатора)	Ввод/вывод функций; ввод/вывод отдельных ступеней (зон), требующийся при изменении схемы электрических соединений; ввод/вывод оперативного ускорения; переключение групп уставок; ввод/вывод выходных цепей; ввод/вывод токовых цепей (программным путём);
Защиты присоединений 6–35 кВ	Ввод/вывод функций; переключение групп уставок
АПВ выключателей	Ввод/вывод АПВ (ОАПВ, ТАПВ); ввод/вывод условий срабатывания АПВ
ЗМН ²⁰	Ввод/вывод функции
Защита шин (ДЗШ, ДЗОШ, ЛЗШ, ЗДЗ)	Ввод/вывод функции; ввод/вывод режима нарушения фиксации присоединений по системам шин
Автоматический ввод резерва (АВР)	Ввод/вывод функции

¹⁴ КС — контроль синхронизма.

¹⁵ ОАПВ, ТАПВ — однофазное и трёхфазное автоматическое повторное включение.

¹⁶ ДЗШ — дифференциальная защита шин.

¹⁷ ДЗОШ — дифференциальная защита ошинокви.

¹⁸ ЛЗШ — логическая защита шин.

¹⁹ ЗДЗ — защита от дуговых замыканий.

²⁰ ЗМН — защита минимального напряжения.

посредственно в шкафу (отсеке) установки данного устройства РЗА.

При внедрении дистанционного управления устройствами (функциями) РЗА появляется необходимость при проведении переключений обеспечить соответствие состояния устройств (функций) РЗА, изменённого дистанционно, положению соответствующих переключающих устройств непосредственно на объекте электроэнергетики.

Для решения этой задачи были сформированы дополнительные технические требования к микропроцессорным устройствам РЗА для реализации функций дистанционного управления из диспетчерских центров, центров управления сетями, учитывающие следующее:

- для целей дистанционного управления функциями устройства РЗА должны быть оснащены дополнительными функциональными клавишами²¹. Устройство должно иметь клавишу выбора режима управления (местное или дистанционное), а также функциональную клавишу для каждой функции устройства РЗА, управляемой дистанционно;

- дистанционное управление функцией устройства РЗА из диспетчерских центров, центров управления сетями, из АРМ оперативного персонала подстанции, а также местное управление функцией при помощи функциональной клавиши устройства РЗА должно обеспечивать изменение состояния одного и того же программного логического ключа, реализованного в устройстве РЗА и имеющего два состояния. В энергонезависимой памяти устройства РЗА должно храниться состояние программного логического ключа, а также состояние текущего режима управления (местное или дистанционное). Устройство РЗА должно передавать информацию о состоянии функций и режима работы.

Дополнительно, в процессе формирования подходов к организации дистанционного управления устройствами (функциями) РЗА были выработаны предложения по автоматическому управлению функциями РЗА, не связанные непосредственно с дистанционным управлением, но позволяющие существенно сократить число операций с устройствами РЗА и длительность производства переключений. В частности, были сформированы следующие предложения по автоматическому изменению настроек (логики работы) устройств РЗА при переключениях в первичной схеме:

- в резервных защитах ЛЭП, подключённой к РУ более чем через один выключатель, должна предусматриваться функция токовой защиты ошинокви ЛЭП от всех видов КЗ, вводимая в работу автоматически по факту отключения

²¹ Функциональная клавиша — физическое переключающее устройство, выполненное с возвратом без фиксации положения или условное динамическое графическое изображение клавиши, расположенное на графическом дисплее устройства РЗА, обеспечивающее изменение состояния программного логического ключа в устройстве РЗА.

линейного разъединителя и действующая на отключение выключателей данной ЛЭП и пуск УРОВ²²;

– автоматический по факту отключения разъединителя на стороне ВН (СН) автотрансформатора вывод действия газовой и технологических защит АТ на отключение и пуск УРОВ выключателей ВН (СН) АТ, СВ²³, ШСВ²⁴ (при условии действия газовой и технологических защит АТ на их отключение);

– ДЗШ и защиты шиносоединительного выключателя должны обеспечивать возможность отключения (автоматически при опробовании шин напряжением и переключающим устройством);

– должна предусматриваться автоматическая фиксация и расфиксация ремонтного состояния ЛЭП и оборудования в ЛАПНУ;

– должна предусматриваться автоматическая фиксация и расфиксация ремонтного состояния присоединения в алгоритме ФРЛ, ФРТ, ФРБ устройств фиксации отключения и фиксации состояния ЛЭП, электросетевого и генерирующего оборудования;

– должно обеспечиваться автоматическое переключение цепей напряжения, используемых устройствами РЗА, при переводе присоединений с одной системы шин на другую по факту изменения состояния реле положения разъединителей. Информация о состоянии реле положения разъединителей, используемых устройством РЗА для переключения цепей напряжения, должна передаваться в АСУ ТП;

– должна предусматриваться автоматическая передача от устройства ЛАПНУ в АСУ ТП информации об изменении состояния ЛЭП и оборудования, используемого при определении устройством ЛАПНУ текущей схемно-режимной ситуации;

– при отключении линейного разъединителя ЛЭП, подключённой к РУ более, чем через один выключатель, в устройствах сетевой автоматики должен автоматически вводиться запрет АПВ выключателей данной ЛЭП при срабатывании её защит [2].

Все вышеуказанные наработки вошли в совместные нормативно-технические документы, определяющие требования по внедрению дистанционного управления на объектах электроэнергетики (далее — документы по ДУ), которые в 2019 г. были подписаны между АО «СО ЕЭС» и АО «Сетевая компания»:

– «Принципы переключений в электроустановках при осуществлении дистанционного управления оборудованием и устройствами РЗА подстанций ОАО «Сетевая компания»»;

– «Порядок переключений в электроустановках при осуществлении дистанционного управления оборудованием и устройствами РЗА подстанций ОАО «Сетевая компания»»;

²² УРОВ — устройство резервирования отказа выключателя.

²³ СВ — секционный выключатель.

²⁴ ШСВ — шиносоединительный выключатель.

– «Технические требования к ПТК АСУ ТП подстанций, обмену технологической информацией для осуществления функций дистанционного управления оборудованием и устройствами РЗА подстанций из диспетчерских центров АО «СО ЕЭС» (филиалы АО «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги, РДУ Татарстана), центра управления сетями ОАО «Сетевая компания» и порядок внедрения дистанционного управления»;

– «Минимальные технические требования к микропроцессорным устройствам РЗА для реализации функций дистанционного управления из филиалов АО «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги, РДУ Татарстана и ЦУС ОАО «Сетевая компания»».

Таким образом, проект дистанционного управления оборудованием и устройствами ПС 220 кВ Зеленодольская, который был реализован на базе устройств РЗА производства ООО НПП «ЭКРА» и АСУ ТП производства ООО «Прософт-системы», имеет следующие итоговые результаты:

– подтверждена техническая возможность дистанционного управления всеми необходимыми устройствами (функциями) РЗА, а также возможность выполнения полного цикла и объёма операций с оборудованием и устройствами (функциями) РЗА без прерываний на проверочные и ручные операции и без привлечения оперативного персонала к выполнению подготовительных операций с устройствами (функциями) РЗА перед началом переключений и операций с устройствами (функциями) РЗА после окончания переключений с применением автоматизированной программы (бланка) переключений;

– для дальнейшего внедрения дистанционного управления устройствами (функциями) РЗА требуется внесение ряда указанных выше изменений в устройство РЗА и учёт при проектировании требований к автоматическому изменению настройки (логики работы) устройств РЗА при переключениях в первичной схеме.

На основании принципов и технических требований, заложенных в документах по ДУ, АО «Сетевая компания» планирует продолжение выполнения проектов по внедрению дистанционного управления на ПС 500 кВ Бугульма, ПС 220 кВ Тойма-2.

В основе этих требований лежат технические решения и опыт реализации пилотных проектов дистанционного управления первичным оборудованием, которые АО «СО ЕЭС» совместно с ПАО «Россети» и ПАО «ФСК ЕЭС», а позднее и с другими сетевыми организациями, планомерно внедряло, начиная с 2013 г. Разработка требований позволила заложить продуманную, взаимосогласованную основу и технические нормативы, обязательные к применению при внедрении дистанционного управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием оборудования объектов электроэнергетики. При этом в документах не приводятся жёсткие требования по решению отдельных, локальных задач при реализации дистанционного управления, но сформированы общие принципы, позволяющие совершенст-

вовать и внедрять новые технологии без глобальной корректировки отраслевой нормативной документации.

Полученный совместно с субъектами электроэнергетики опыт успешной реализации нескольких десятков проектов организации дистанционного управления ЛЭП, оборудованием подстанций и электростанций из диспетчерских центров АО «СО ЕЭС» стал важным практическим шагом на пути решения амбициозной задачи по переходу оперативно-диспетчерского управления на 100-процентное автоматизированное дистанционное управление режимами работы ЕЭС России к 2035 г. Указанная задача в отношении объектов электрической сети класса напряжения 220 кВ и выше и объектов генерации мощностью 25 МВт и выше в ЕЭС России включена в Энергетическую стратегию Российской Федерации на период до 2035 года, утверждённую распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2020 г. № 1523-р.

С учётом реализуемых проектов и опыта применения дистанционного управления АО «СО ЕЭС» находится в постоянном взаимодействии с министерством энергетики Российской Федерации и субъектами электроэнергетики в целях совершенствования подходов при реализации и применении дистанционного управления, оптимизации нормативно-технической базы, а также своевременного внесения изменений, дополнений в действующую нормативно-техническую документацию.

На сегодняшний день пройден путь реализации дистанционного управления оборудованием и устройствами объектов электроэнергетики, достаточный для разработки серии национальных стандартов Российской Федерации, содержание которых будет регламентировать требования к организации дистанционного управления оборудованием и устройствами объектов электроэнергетики, в том числе электростанций, с учётом накопленного в отрасли опыта. Разработка и ввод в действие указанных национальных стандартов позволит унифицировать требования к организации дистанционного управления оборудованием и устройствами объектов электроэнергетики, и обеспечить дальнейшее успешное масштабирование новых технологий в отрасли.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Типовые принципы переключений в электроустановках при осуществлении дистанционного управления оборудованием и устройствами РЗА. Утв. «ФСК ЕЭС», ПАО «Россети» и АО «СО ЕЭС» 06.09.2019. — М., 2019.

2. Типовые технические требования к ПТК АСУ ТП подстанций и к обмену технологической информацией для осуществления функций телеуправления оборудованием и устройствами РЗА подстанций из диспетчерских центров АО «СО ЕЭС» и центров управления сетями сетевых организаций. Утв. ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «Россети» и АО «СО ЕЭС» 31.08.2020. — М., 2020.