ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 59948— 2021

Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы

ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ

Дистанционное управление. Требования к управлению электросетевым оборудованием и устройствами релейной защиты и автоматики

Издание официальное

Москва
Российский институт стандартизации
2022

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Акционерным обществом «Системный оператор Единой энергетической системы» (АО «СО ЕЭС»)

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 016 «Электроэнергетика»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 27 декабря 2021 г. № 1863-ст

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

*Правила применения настоящего стандарта установлены в статье 26 Федерального закона от 29 июня 2015 г. № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации». Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок — в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (*gost.e-ecolog.ru

© Оформление. ФГБУ «РСТ», 2022

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 2
3 Термины, определения и сокращения 3
4 Общие положения 5
5 Распределение функций дистанционного управления электросетевым оборудованием и устройствами релейной защиты и автоматики 6
6 Функциональные требования к автоматизированной системе управления технологическими процессами подстанции (электростанции) для реализации дистанционного управления электросетевым оборудованием и устройствами релейной защиты и автоматики 7
7 Функциональные требования к устройствам релейной защиты и автоматики для осуществления дистанционного управления 8
8 Организация и проведение проверки готовности к осуществлению дистанционного управления электросетевым оборудованием и устройствами релейной защиты и автоматики 9
Приложение А (обязательное) Функции устройств релейной защиты и автоматики для линий электропередач, находящихся в диспетчерском управлении диспетчерского центра субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, дистанционное управление которыми выполняет диспетчерский персонал 13
Приложение Б (обязательное) Функции устройств противоаварийной автоматики, находящихся в диспетчерском управлении (ведении) диспетчерского центра субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, дистанционное управление которыми выполняет диспетчерский персонал 14
Приложение В (обязательное) Требования к содержанию комплексных программ переключений для проверки реализации дистанционного управления и порядок их разработки, согласования и утверждения 15
Приложение Г (рекомендуемое) Форма протокола проверки готовности к осуществлению дистанционного управления электросетевым оборудованием и устройствами релейной защиты и автоматики 17
Библиография 19

Введение

Настоящий стандарт входит в серию национальных стандартов «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Дистанционное управление», устанавливающих требования к осуществлению изменения технологического режима работы и эксплуатационного состояния электросетевого оборудования, устройств релейной защиты и автоматики, изменения нагрузки генерирующего оборудования электростанций с использованием средств дистанционного управления из диспетчерских центров субъектов оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

Настоящий стандарт разработан во исполнение положений Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года [1] в целях формирования нормативно-технической основы для организации и осуществления дистанционного управления электросетевым оборудованием, устройствами релейной защиты и автоматики, технологическим режимом работы средств компенсации реактивной мощности, а также регулирования активной и реактивной мощности генерирующего оборудования, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии.

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы

ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ

Дистанционное управление. Требования к управлению электросетевым оборудованием и устройствами релейной защиты и автоматики

United power system and isolated power systems. Operative-dispatch management. Remote control. Requirements for managing power grid equipment and relay protection and automation devices

Дата введения — 2022—02—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает требования к организации и осуществлению дистанционного управления из диспетчерских центров субъектов оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике электросетевым оборудованием и устройствами релейной защиты и автоматики на объектах электроэнергетики, в том числе определяет:

- требования к организации дистанционного управления электросетевым оборудованием и устройствами релейной защиты и автоматики на подстанциях, электростанциях (отдельных распределительных устройствах подстанций, электростанций), распределительных пунктах, переключательных пунктах;
- принципы распределения функций дистанционного управления между диспетчерскими центрами субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и центрами управления сетями сетевой организации, центрами управления ветровыми (солнечными) электростанциями, структурными подразделениями потребителей электрической энергии, владеющих на праве собственности или ином законном основании объектами электросетевого хозяйства и не оказывающих услуги по передаче электрической энергии, которые осуществляют функции технологического управления и ведения в отношении принадлежащих таким потребителям линий электропередачи, оборудования и устройств объектов электросетевого хозяйства (далее по тексту, если не требуется уточнение, совместно обозначаются «центр управления»), в отношении объектов электроэнергетики, оборудование и устройства которых относятся к объектам диспетчеризации;
- требования к автоматизированной системе управления технологическими процессами подстанции, электростанции, распределительного пункта, переключательного пункта для осуществления дистанционного управления электросетевым оборудованием и устройствами релейной защиты и автоматики;
- минимально необходимые функциональные и технические требования к микропроцессорным устройствам релейной защиты и автоматики, которые обеспечивают возможность дистанционного управления функциями устройств релейной защиты и автоматики;
- требования к организации и проведению проверок готовности к осуществлению дистанционного управления из диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и центров управления.

1.2 Настоящий стандарт не регламентирует порядок и последовательность выполнения переключений в электроустановках, а также порядок осуществления функций дистанционного управления электросетевым оборудованием и устройствами релейной защиты и автоматики из центров управления.

Издание официальное

1.3 Положения настоящего стандарта в части дистанционного управления электросетевым оборудованием и устройствами релейной защиты и автоматики ветровых электростанций распространяются только на ветроэлектрические станции.

1.4 Положения настоящего стандарта, устанавливающие требования по дистанционному управлению в отношении центров управления сетями сетевых организаций, распространяются также на структурные подразделения потребителей электрической энергии, владеющих на праве собственности или ином законном основании объектами электросетевого хозяйства и не оказывающих услуги по передаче электрической энергии, которые осуществляют функции технологического управления и ведения в отношении принадлежащих таким потребителям линий электропередачи, оборудования и устройств объектов электросетевого хозяйства, за исключением структурных подразделений единого хозяйствующего субъекта и иных владельцев инфраструктуры железнодорожного транспорта, выполняющих функции по оперативно-технологическому управлению в отношении контактной сети электрифицированных железных дорог и иных принадлежащих таким субъектам объектов электросетевого хозяйства, составляющих инфраструктуру железнодорожного транспорта.

Настоящий стандарт не регламентирует порядок организации и осуществления дистанционного управления в отношении контактной сети электрифицированных железных дорог и иных объектов электросетевого хозяйства, составляющих инфраструктуру железнодорожного транспорта.

1.5 Настоящий стандарт предназначен для субъектов оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, организаций, являющихся собственниками или иными законными владельцами объектов по производству электрической энергии (мощности) и (или) объектов электросетевого хозяйства (далее — объекты электроэнергетики) с высшим классом напряжения 110 кВ и выше, организаций, осуществляющих деятельность по проектированию, разработке, изготовлению, монтажу, наладке, эксплуатации и проверке систем дистанционного управления.

1.6 Требования настоящего стандарта должны учитываться при проектировании, строительстве, реконструкции, модернизации и техническом перевооружении объектов электроэнергетики с высшим классом напряжения 110 кВ и выше, создании (модернизации) автоматизированных систем технологического управления центров управления (в случае создания таких центров), автоматизированных систем управления технологическими процессами объектов электроэнергетики с высшим классом напряжения 110 кВ и выше, а также при разработке технической, в том числе инструктивной и оперативной, и нормативной документации для объектов электроэнергетики, центров управления и диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ Р 57114 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения

ГОСТ Р 59947 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Дистанционное управление. Требования к информационному обмену при организации и осуществлении дистанционного управления

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины, определения и сокращения

3.1 В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ Р 57114, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1.1 **автоматизированная программа переключений:** Программа переключений, сформированная в электронном виде в автоматизированной системе диспетчерского управления диспетчерского центра или автоматизированной системе технологического управления центра управления сетями, центра управления ветровыми (солнечными) электростанциями на основании утвержденной программы (типовой программы) переключений, которая посредством программируемой логики выполняет переключения по изменению эксплуатационного состояния линий электропередачи и электросетевого оборудования, изменению технологического режима работы электросетевого оборудования и устройств релейной защиты и автоматики путем автоматической реализации блока операций с коммутационными аппаратами, заземляющими разъединителями (заземляющими ножами разъединителя) и устройствами релейной защиты и автоматики по заранее определенному алгоритму с проверкой возможности выполнения каждой операции (соответствие схемы, отсутствие блокирующих дистанционное управление сигналов аварийно-предупредительной телесигнализации, подтверждение выполнения предыдущей операции).

3.1.2 **дистанционное управление (электросетевым оборудованием и устройствами релейной защиты и автоматики):** Управление коммутационными аппаратами, заземляющими разъединителями, технологическим режимом работы электросетевого оборудования и устройствами релейной защиты и автоматики путем передачи сигнала из диспетчерских центров, центров управления сетями, центров управления ветровыми (солнечными) электростанциями и с автоматизированного рабочего места оперативного персонала объекта электроэнергетики, на котором установлено оборудование и устройства релейной защиты и автоматики.

3.1.3 **клавиша выбора режима управления устройством релейной защиты и автоматики:** Функциональная клавиша, посредством которой обеспечивается выбор способа управления (местное или дистанционное) функциями устройства релейной защиты и автоматики.

3.1.4 **ключ выбора режима управления присоединением:** Двухпозиционное переключающее устройство, посредством которого обеспечивается блокирование дистанционного управления коммутационными аппаратами и заземляющими ножами данного присоединения из автоматизированной системы диспетчерского управления диспетчерского центра, программно-технического комплекса центра управления сетями или центра управления ветровыми (солнечными) электростанциями и с автоматизированного рабочего места оперативного персонала объекта электроэнергетики.

3.1.5 **ключ дистанционного управления;** ключ ДУ: Программный ключ, реализованный в автоматизированной системе управления технологическими процессами, посредством которого обеспечивается передача прав дистанционного управления из диспетчерского центра, центра управления сетями или центра управления ветровыми (солнечными) электростанциями и с автоматизированного рабочего места оперативного персонала объекта электроэнергетики.

3.1.6 **местное управление устройством релейной защиты и автоматики:** Управление функциями устройств релейной защиты и автоматики путем воздействия на переключающие устройства (кнопки, ключи управления, функциональные клавиши, испытательные блоки), расположенные непосредственно на лицевой панели устройства релейной защиты и автоматики или непосредственно в шкафу (отсеке) с данным устройством релейной защиты и автоматики.

3.1.7 **объекты прямого диспетчерского управления:** Объекты электроэнергетики, на которых изменение технологического режима работы и эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации осуществляется диспетчерским персоналом посредством выдачи диспетчерских команд (разрешений) диспетчерским персоналом непосредственно оперативному персоналу данных объектов электроэнергетики по каналам телефонной связи для оперативных переговоров, либо путем непосредственного воздействия на технологический режим работы и эксплуатационное состояние объектов диспетчеризации с использованием средств дистанционного управления из диспетчерского центра.

3.1.8 **управление функциями устройств релейной защиты и автоматики:** Ввод/вывод функций, переключение группы уставок, ввод/вывод оперативного ускорения, ввод/вывод отдельных ступеней контроля предшествующего режима, шунтировка контроля предшествующего режима, ввод/вывод отдельных управляющих воздействий, ввод/вывод отдельных автоматик разгрузки при отключении линии электропередачи, сетевого и генерирующего оборудования, ввод/вывод условий срабатывания автоматического повторного включения.

3.1.9 **функциональная клавиша:** Физическое переключающее устройство, выполненное с возвратом без фиксации положения или условное динамическое графическое изображение клавиши, расположенное на графическом экране устройства релейной защиты и автоматики, обеспечивающее изменение состояния программного логического ключа в устройстве релейной защиты и автоматики.

3.2 В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

АОПО — автоматика ограничения перегрузки оборудования;
АПВ — автоматическое повторное включение;
АПТС — аварийно-предупредительная телесигнализация;
АРМ — автоматизированное рабочее место;
АРПМ — автоматика разгрузки при перегрузке по мощности;
АСДУ — автоматизированная система диспетчерского управления;
АСТУ — автоматизированная система технологического управления;
АСУТП — автоматизированная система управления технологическими процессами объекта электроэнергетики;
ВЭС — ветровая (ветроэлектрическая) станция;
ГЭС — гидроэлектростанция, в том числе гидроаккумулирующая электростанция;
ДУ — дистанционное управление;
ДЦ — диспетчерский центр субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;
ЗН — заземляющий разъединитель (заземляющий нож разъединителя);
КПП ДУ — комплексная программа проверки реализации дистанционного управления;
КПР — контроль предшествующего режима;
ЛАПНУ — локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости;
ЛЭП — линия электропередачи;
ОДУ — диспетчерский центр системного оператора — объединенное диспетчерское управление;
ПА — противоаварийная автоматика;
ПАВ — полуавтоматическое включение;
ПП — переключательный пункт;
ПС — подстанция;
РДУ — диспетчерский центр[1)];
РЗА — релейная защита и автоматика;
РПН — устройство регулирования напряжения под нагрузкой;
РУ — распределительное устройство;
СК — синхронный компенсатор;
СТК — статический тиристорный компенсатор реактивной мощности;
СЭС — солнечная электрическая станция;
ТЭС — тепловая электрическая станция;
УШР — управляемый шунтирующий реактор;
ЦДУ — центральное диспетчерское управление, главный диспетчерский центр системного оператора;
ЦУ — центр управления[2)].

[1)] Диспетчерский центр системного оператора — региональное диспетчерское управление; для технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы — диспетчерский центр субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, осуществляющий функции оперативно-диспетчерского управления в указанной энергосистеме.

[2)] Центр управления сетями (ЦУС) сетевой организации, центр управления ВЭС (СЭС), структурное подразделение потребителя электрической энергии, владеющего на праве собственности или ином законном основании объектами электросетевого хозяйства и не оказывающего услуги по передаче электрической энергии, которое осуществляет функции технологического управления и ведения в отношении принадлежащих такому потребителю линий электропередачи, оборудования и устройств объектов электросетевого хозяйства.

4 Общие положения

4.1 ДУ электросетевым оборудованием и устройствами РЗА реализуется на ПС, электростанциях (отдельных РУ ПС, электростанций), распределительных пунктах, ПП (далее, если не требуется уточнение, используется термин «объект электроэнергетики»), в отношении которых одновременно выполняются следующие условия:

- обеспечено управление всеми коммутационными аппаратами, ЗН и технологическим режимом работы оборудования [УШР, РПН трансформатора (автотрансформатора), СК, СТК] из АРМ оперативного персонала объекта электроэнергетики и терминалов каждого присоединения объекта электроэнергетики;
- имеется техническая возможность дистанционного управления всеми коммутационными аппаратами, ЗН и технологическим режимом работы оборудования [УШР, РПН трансформатора (автотрансформатора), СК, СТК] из АСТУ ЦУС, АСТУ ЦУ ВЭС (СЭС), АСДУ ДЦ;
- наличие АСУТП;
- наличие программной (логической) оперативной блокировки, реализуемой в АРМ оперативного персонала объекта электроэнергетики и терминалах в составе АСУТП объекта электроэнергетики;
- применение масляных, элегазовых, вакуумных выключателей или КРУЭ;
- применение микропроцессорных устройств РЗА (для ДУ устройствами РЗА);
- наличие логической блокировки, исключающей возможность одновременного управления оборудованием объекта электроэнергетики с АРМ оперативного персонала объекта электроэнергетики, АСТУ ЦУ, АСДУ ДЦ, индивидуальных терминалов присоединения.

4.2 ДУ устройствами РЗА объекта электроэнергетики может быть реализовано только для устройств, удовлетворяющих требованиям раздела 7.

ДУ устройствами РЗА осуществляется путем ДУ функциями устройств РЗА.

4.3 Для ДЦ объем выполнения ДУ функциями устройств РЗА определяется в соответствии с приложениями А и Б.

Для ЦУ необходимость и объем выполнения ДУ функциями устройств РЗА определяются в отношении устройств РЗА ЛЭП, не находящихся в диспетчерском управлении ДЦ, и оборудования.

4.4 ДУ из ДЦ устройствами РЗА электросетевого оборудования организуется с учетом следующих требований:

- ДУ устройствами РЗА организуется только при реализации ДУ электросетевым оборудованием, входящим в состав того же РУ;
- возможность выполнения ДУ устройствами РЗА на действующих объектах электроэнергетики после выполнения отдельных этапов модернизации (замены) устройств РЗА определяется решением ДЦ, принимаемым по согласованию с организацией, являющейся собственником или иным законным владельцем объекта электроэнергетики (далее — владелец объекта электроэнергетики) (ее филиалом, в зону эксплуатационной ответственности которого входит объект электроэнергетики), с учетом последующей проработки необходимых для этого мероприятий в проектных решениях и их реализации.

4.5 ДУ электросетевым оборудованием, входящим в состав одного РУ, и устройствами РЗА указанного оборудования должно выполняться из ДЦ, для которого данное РУ является объектом прямого диспетчерского управления, или из одного ЦУ с учетом особенностей, указанных в 5.5 и 5.8.

При отсутствии ЦУ или неготовности ЦУ к выполнению ДУ дистанционное управление оборудованием и устройствами РЗА должно выполняться с АРМ оперативного персонала объекта электроэнергетики.

4.6 На одном объекте электроэнергетики в каждый момент времени ДУ электросетевым оборудованием и устройствами РЗА может выполнять только диспетчерский персонал одного ДЦ, или оперативный персонал одного ЦУ, или оперативный персонал данного объекта электроэнергетики.

4.7 Должна быть обеспечена техническая возможность осуществления ДУ из ЦУ коммутационными аппаратами, ЗН, технологическим режимом работы оборудования, функциями устройств РЗА, ДУ которыми в соответствии с перечнем распределения функций ДУ предусмотрено из ДЦ.

4.8 Информационный обмен между объектом электроэнергетики и ДЦ должен соответствовать требованиям ГОСТ Р 59947. Информационная безопасность при организации и осуществлении такого информационного обмена обеспечивается использованием соответствующих защищенных протоколов.

5 Распределение функций дистанционного управления электросетевым оборудованием и устройствами релейной защиты и автоматики

5.1 Распределение функций ДУ определяется перечнем распределения функций ДУ:

- для ПС — между ДЦ и ЦУС;
- для ВЭС и СЭС — между ДЦ и ЦУ ВЭС (СЭС) (при создании такого центра);
- для ТЭС, ГЭС — между ДЦ и оперативным персоналом электростанции.

5.2 В перечне распределения функций ДУ для каждого объекта электроэнергетики указывают коммутационные аппараты, ЗН, устройства регулирования технологического режима работы электросетевого оборудования (УШР, РПН, СК, СТК) и функции устройств РЗА, ДУ которыми осуществляется из ДЦ или ЦУ.

При производстве переключений, выполняемых в соответствии с 5.8, в перечень распределения функций ДУ должны включаться все ДЦ и ЦУС, которые осуществляют ДУ ЛЭП посредством применения автоматизированных программ переключений.

При отсутствии у ЦУС операционных функций, неготовности ЦУ к осуществлению ДУ в перечне распределения функций ДУ для каждого объекта электроэнергетики указывают коммутационные аппараты, ЗН, устройства регулирования технологического режима работы электросетевого оборудования (УШР, РПН, СК, СТК) и функции устройств РЗА, ДУ которыми осуществляется из ДЦ.

5.3 Перечень распределения функций ДУ формируется для каждого объекта электроэнергетики и утверждается совместно главным диспетчером ДЦ, объектом прямого диспетчерского управления которого является данный объект электроэнергетики, и техническим руководителем владельца объекта электроэнергетики (его соответствующего филиала).

Для объектов электроэнергетики, в отношении оборудования и устройств которых ДУ осуществляется из нескольких ДЦ различных уровней оперативно-диспетчерского управления (ЦДУ, ОДУ и РДУ), перечень распределения функций ДУ утверждается совместно главными диспетчерами каждого ДЦ и техническим руководителем владельца объекта электроэнергетики (его соответствующего филиала).

5.4 ДУ коммутационными аппаратами РУ распределяется следующим образом:

- если к РУ подключена хотя бы одна ЛЭП, находящаяся в диспетчерском управлении ДЦ, то ДУ коммутационными аппаратами этого РУ должно осуществляться из ДЦ. Допускается по решению субъекта оперативно-диспетчерского управления ДУ коммутационными аппаратами РУ передать ЦУ, в зоне эксплуатационной ответственности которого находится указанное РУ, за исключением коммутационных аппаратов стороны среднего напряжения автотрансформаторов, ДУ которыми выполняется из ДЦ с учетом требований 5.5;
- если к РУ не подключены ЛЭП, находящиеся в диспетчерском управлении, то ДУ всеми коммутационными аппаратами этого РУ осуществляется из ЦУ, в зоне эксплуатационной ответственности которого находится указанное РУ, за исключением коммутационных аппаратов стороны среднего напряжения автотрансформаторов, ДУ которыми выполняется из ДЦ с учетом требований 5.5.

5.5 ДУ коммутационными аппаратами стороны среднего напряжения автотрансформаторов распределяется следующим образом:

- ДУ коммутационными аппаратами стороны среднего напряжения автотрансформатора выполняется из ДЦ, обеспечивающего производство переключений по выводу из работы (вводу в работу) автотрансформатора в соответствии с перечнем распределения функций ДУ;
- ДУ коммутационными аппаратами стороны среднего напряжения автотрансформатора выполняется из ДЦ или ЦУ, обеспечивающего производство переключений по выводу из работы (вводу в работу) иного оборудования данного РУ [системы (секции) шин, выключателя], к которому присоединен автотрансформатор со стороны среднего напряжения в соответствии с перечнем распределения функций ДУ.

5.6 ДУ ЗН в РУ выполняется из ЦУ, за исключением ЗН ЛЭП, находящихся в диспетчерском управлении ДЦ, ДУ коммутационными аппаратами которых выполняется из ДЦ.

5.7 ДУ ЗН ЛЭП, находящихся в диспетчерском управлении ДЦ, выполняется из ДЦ, за исключением ЛЭП, ДУ коммутационными аппаратами и ЗН которых передано ЦУ в соответствии с 5.4.

5.8 ДЦ осуществляет ДУ коммутационными аппаратами и ЗН ЛЭП, отнесенной в его диспетчерское управление, на РУ, ДУ коммутационными аппаратами которого в соответствии с перечнем распределения функций ДУ осуществляет другой ДЦ или ЦУ, только при производстве переключений по выводу из работы (вводу в работу) указанных ЛЭП с применением автоматизированных программ переключений со всех сторон ЛЭП.

ЦУС осуществляет ДУ коммутационными аппаратами и ЗН ЛЭП, отнесенной в его технологическое управление, на РУ, ДУ коммутационными аппаратами которого в соответствии с перечнем распределения функций ДУ осуществляет ДЦ или другой ЦУ, только при производстве переключений по выводу из работы (вводу в работу) указанных ЛЭП с применением автоматизированных программ переключений со всех сторон ЛЭП.

Требование об осуществлении в указанных в настоящем пункте случаях производства переключений с применением автоматизированных программ переключений со всех сторон ЛЭП не распространяется на присоединенные к таким ЛЭП отпаечные подстанции, на которых не реализовано ДУ.

5.9 ДУ РПН автотрансформаторов ПС выполняется из ДЦ, за исключением автотрансформаторов, у которых по техническому состоянию оперировать РПН допускается только со снятием напряжения. В отношении указанных автотрансформаторов операции с РПН выполняются с АРМ оперативного персонала данной ПС.

5.10 ДУ уставкой по напряжению, уставкой по реактивной мощности СК, СТК, УШР и статизмом УШР, являющихся объектами диспетчеризации ДЦ, выполняется из ДЦ.

5.11 ДУ РПН трансформаторов (автотрансформаторов) электростанции выполняет оперативный персонал электростанции или ЦУ ВЭС (СЭС) [в отношении РПН трансформаторов (автотрансформаторов), установленных на ВЭС, СЭС].

5.12 ДУ РПН трансформаторов ПС выполняется из ЦУС.

5.13 ДУ коммутационными аппаратами и ЗН 35 кВ и ниже, а также коммутационными аппаратами в схеме собственных нужд объекта электроэнергетики выполняется из ЦУ либо с АРМ оперативного персонала объекта электроэнергетики.

5.14 Оперативный персонал объекта электроэнергетики выполняет операции, для которых не предусмотрена возможность ДУ из ДЦ, ЦУ.

5.15 Диспетчерский персонал выполняет ДУ функциями устройств РЗА для ЛЭП, находящихся в диспетчерском управлении ДЦ, в соответствии с приложением А.

5.16 Диспетчерский персонал выполняет ДУ функциями устройств ПА, находящихся в диспетчерском управлении (ведении) ДЦ, в соответствии с приложением Б.

6 Функциональные требования к автоматизированной системе управления технологическими процессами подстанции (электростанции) для реализации дистанционного управления электросетевым оборудованием и устройствами релейной защиты и автоматики

6.1 АСУТП должна обеспечивать прием, обработку, проверку и исполнение команд ДУ, поступающих не менее чем из пяти разных источников, указанных в 6.5.

6.2 Для реализации в АСУТП функций ДУ электросетевым оборудованием и устройствами РЗА должны быть реализованы:

- функции разграничения прав на осуществление ДУ с АРМ оперативного персонала объекта электроэнергетики, из ДЦ (в том числе с разграничением прав ДУ для ДЦ разного уровня — РДУ, ОДУ, ЦДУ) или ЦУ;
- принцип единовременного выполнения команд ДУ только из одного источника команд: объект электроэнергетики, РДУ, ОДУ, ЦДУ или ЦУ;
- логические блокировки, исключающие ошибочные операции оперативного и (или) диспетчерского персонала при выполнении ДУ.

6.3 Возможность осуществления ДУ электросетевым оборудованием и устройствами РЗА должна быть реализована с учетом использования:

- ключа выбора режима управления присоединением «местное»/«дистанционное»;
- клавиши выбора режима управления устройством РЗА;
- ключа ДУ в АСУТП.

6.4 Ключ выбора режима управления присоединением «местное»/«дистанционное» должен выполняться индивидуально для каждого присоединения объекта электроэнергетики. Не допускается выполнение группового ключа выбора режима управления присоединениями «местное»/«дистанционное» для нескольких присоединений или РУ.

6.5 Ключ ДУ должен быть реализован программным способом в АСУТП и должен иметь следующие положения:

- «АРМ» — для возможности ДУ с АРМ оперативного персонала объекта электроэнергетики;
- «РДУ» — для возможности ДУ из РДУ;
- «ОДУ» — для возможности ДУ из ОДУ;
- «ЦДУ» — для возможности ДУ из ЦДУ;
- «ЦУС» или «ЦУ» [далее по тексту совместно обозначаются «ЦУС (ЦУ)»] — для возможности ДУ из ЦУС или ЦУ ВЭС (СЭС) соответственно;
- «освобождено» — нормальное положение ключа ДУ, при котором ДУ невозможно.

Количество положений ключа ДУ, их наименования определяются в соответствии с фактическим и планируемым составом источников команд ДУ.

6.6 АСУТП должна обеспечивать перевод ключа ДУ (захват ключа ДУ) в положение «АРМ», «РДУ», «ОДУ», «ЦДУ», «ЦУС (ЦУ)» удаленно из соответствующего источника команд ДУ: АРМ оперативного персонала объекта электроэнергетики, РДУ, ОДУ, ЦДУ или ЦУ.

6.7 Получение возможности ДУ из РДУ, ОДУ, ЦДУ осуществляется путем удаленного перевода (захвата) ключа ДУ диспетчерским персоналом РДУ, ОДУ, ЦДУ с использованием АСДУ РДУ ОДУ, ЦДУ из нормального положения «освобождено» в положение «РДУ», «ОДУ», «ЦДУ».

6.8 Получение возможности ДУ из ЦУ осуществляется путем удаленного перевода (захвата) ключа ДУ оперативным персоналом ЦУ с использованием АСТУ ЦУ из нормального положения «освобождено» в положение «ЦУС (ЦУ)».

6.9 После завершения операций ДУ ключ ДУ должен переводиться в нормальное положение «освобождено».

6.10 Должно быть обеспечено приоритетное право оперативного персонала объекта электроэнергетики с использованием АРМ осуществить перевод ключа ДУ из положений «РДУ», «ОДУ», «ЦДУ» или «ЦУС (ЦУ)» в положение «АРМ».

6.11 Должно быть обеспечено приоритетное право оперативного персонала ЦУ с использованием АСТУ ЦУ осуществить перевод ключа ДУ из положений «РДУ», «ОДУ», «ЦДУ» в положение «ЦУС (ЦУ)».

6.12 Должен быть обеспечен автоматический перевод ключа ДУ в нормальное положение «освобождено» из положений «РДУ», «ОДУ», «ЦДУ», «ЦУС (ЦУ)» при неработоспособности каналов связи, обеспечивающих передачу команд ДУ между объектом электроэнергетики и РДУ, объектом электроэнергетики и ОДУ, объектом электроэнергетики и ЦДУ, объектом электроэнергетики и ЦУ, соответственно.

6.13 Время обработки команды ДУ в АСУТП не должно превышать две секунды с момента ее приема до выдачи управляющего воздействия на коммутационный аппарат, ЗН, устройство регулирования технологического режима работы электросетевого оборудования (УШР, РПН, СК, СТК) или функцию устройств РЗА.

6.14 АСУТП должна обеспечивать регистрацию и хранение в течение не менее 12 мес следующей информации о выполнении ДУ с АРМ оперативного персонала объекта электроэнергетики, из ДЦ, ЦУ:

- время приема в АСУТП команды ДУ;
- источник команды ДУ;
- содержание команды ДУ;
- результат обработки команды ДУ;
- время выполнения команды ДУ по данным телеметрической информации;
- положение ключа выбора режима управления присоединением, клавиши выбора режима управления устройством РЗА, ключа ДУ;
- пропадание (восстановление) каналов и сеансов связи для выполнения команд ДУ, в том числе факт сброса соединения при потере каналов связи.

6.15 АСУТП должна обеспечивать автоматическое восстановление работоспособности функций ДУ после устранения нештатных ситуаций (полной потере информационного обмена с РДУ, ОДУ, ЦДУ, ЦУ, программных сбоях задач прикладного уровня АСУТП и иных предусмотренных проектной и эксплуатационной документацией нештатных ситуаций).

7 Функциональные требования к устройствам релейной защиты и автоматики для осуществления дистанционного управления

7.1 Выбор способа управления устройством РЗА («местное»/«дистанционное») должен выполняться посредством клавиши выбора режима управления устройством РЗА.

7.2 Местное управление функциями устройства РЗА, для которых предусмотрено ДУ, должно осуществляться с использованием функциональных клавиш.

7.3 При реализации функциональных клавиш с использованием меню графического экрана устройства РЗА должны выполняться следующие требования:

- сценарии управления функциями устройств РЗА обеспечивают быстрый, интуитивно понятный доступ к управлению функциями устройства РЗА;
- физические размеры функциональных клавиш обеспечивают управление функциями устройства РЗА без применения стилуса.

7.4 Отдельные функциональные клавиши должны быть предусмотрены для управления каждой функцией устройства РЗА, для которой осуществляется ДУ из ДЦ, ЦУ. При этом:

- количество функциональных клавиш, используемых для переключения групп уставок устройства РЗА, должно соответствовать количеству групп уставок устройства РЗА;
- в устройстве РЗА должна быть реализована блокировка, исключающая одновременную активацию в нем нескольких групп уставок;
- количество функциональных клавиш, используемых для ввода (вывода) условий срабатывания АПВ, должно быть не менее количества контролей АПВ. В устройстве РЗА должна быть обеспечена возможность одновременной активации нескольких контролей АПВ;
- не допускается управление различными функциями устройств РЗА путем нажатия комбинации функциональных клавиш, имеющих физическое исполнение.

7.5 ДУ функцией устройства РЗА с АРМ оперативного персонала объекта электроэнергетики, из АСДУ ДЦ, АСТУ ЦУ, а также местное управление функцией устройства РЗА должны осуществляться путем изменения состояния одного и того же программного логического ключа (триггера), реализованного в устройстве РЗА и имеющего два состояния, соответствующих логической единице и логическому нулю на выходе этого ключа. Состояние программного логического ключа должно храниться в энергонезависимой памяти устройства РЗА.

7.6 Информация о текущем способе управления устройством РЗА («местное»/«дистанционное») должна храниться в энергонезависимой памяти устройства РЗА.

7.7 Устройство РЗА должно обеспечивать возможность передачи в АСУТП спорадически и (или) по запросу следующих данных:

- текущее состояние всех программных логических ключей (триггеров), указанных в 7.5;
- состояние функций устройства РЗА, которые изменяются автоматически при изменении эксплуатационного состояния электросетевого оборудования;
- текущий способ управления устройством РЗА («местное»/«дистанционное»);
- неисправность устройства РЗА, выявленная его системой самодиагностики;
- информация об автоматическом блокировании функций в устройстве РЗА, для которых реализовано ДУ.

7.8 При наличии аппаратных неисправностей устройства РЗА, выявленных его системой самодиагностики, ДУ функциями, реализованными в этом устройстве, должно автоматически блокироваться.

7.9 Должно быть обеспечено отображение с помощью светодиодной сигнализации на устройстве РЗА или на графическом экране устройства РЗА состояния функции устройства РЗА, которое изменяется:

- автоматически при изменении эксплуатационного состояния электросетевого оборудования;
- посредством местного управления;
- посредством ДУ.

8 Организация и проведение проверки готовности к осуществлению дистанционного управления электросетевым оборудованием и устройствами релейной защиты и автоматики

8.1 Проверка готовности к осуществлению ДУ (далее — проверка реализации ДУ) электросетевым оборудованием и устройствами РЗА из ДЦ, ЦУ выполняется в отношении:

- вновь построенных объектов электроэнергетики (отдельных РУ);
- действующих объектов электроэнергетики при вводе новых присоединений (ячеек) — в части ДУ оборудованием и устройствами РЗА таких присоединений (ячеек);
- действующих объектов электроэнергетики после создания устройств РЗА, ДУ которых осуществляется из ДЦ, ЦУ, а также при модернизации устройств РЗА, затрагивающей функции ДУ из ДЦ, ЦУ;

- действующих объектов электроэнергетики после выполнения модернизации АСУТП, осуществляемой для целей реализации ДУ из ДЦ, ЦУ;

- действующих объектов электроэнергетики при внесении изменений в программное или техническое обеспечение АСУТП, затрагивающих функции ДУ из ДЦ, ЦУ.

8.2 Проверка реализации ДУ на ПС, ВЭС (СЭС) выполняется для ДУ из ДЦ и ДУ из ЦУС или ЦУ ВЭС (СЭС) совместно.

При отсутствии ЦУ или неготовности ЦУ к выполнению ДУ проверка реализации ДУ выполняется только для ДУ из ДЦ. При последующей организации в отношении соответствующего объекта электроэнергетики ДУ из ЦУ в проведении проверки реализации ДУ из ЦУ должен принимать участие ДЦ.

Проверка реализации ДУ в отношении оборудования и устройств ТЭС, ГЭС выполняется только для ДУ из ДЦ.

8.3 До начала проведения проверки реализации ДУ из ДЦ, ЦУ владелец объекта электроэнергетики должен провести автономные испытания АСУТП объекта электроэнергетики в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации об электроэнергетике. В процессе автономных испытаний АСУТП необходимо выполнить, в том числе, проверку реализации оперативных блокировок, правильности формирования АПТС, необходимых для реализации ДУ из ДЦ и ЦУ, логики работы ключа ДУ, ключа выбора режима управления присоединением «местное»/«дистанционное» и клавиши выбора режима управления устройством РЗА.

8.4 По результатам проведения автономных испытаний АСУТП владелец объекта электроэнергетики должен направить в ДЦ письменное уведомлением о готовности к проверке реализации ДУ электросетевым оборудованием и устройствами РЗА из ДЦ, ЦУ (далее — уведомление о готовности к проверке реализации ДУ) за подписью технического руководителя владельца объекта электроэнергетики (его соответствующего филиала).

8.5 Уведомление о готовности к проверке реализации ДУ должно содержать информацию о:

- реализации в полном объеме проектных решений в части реализации ДУ из ДЦ, ЦУ в соответствии с согласованной ДЦ и утвержденной в установленном порядке проектной и рабочей документацией;

- выполнении в АСУТП проверки правильности формирования АПТС, необходимых для реализации ДУ из ДЦ, ЦУ.

Дополнительно для вновь построенного объекта электроэнергетики (отдельных РУ) или действующего объекта электроэнергетики (РУ) при вводе в работу новых присоединений (ячеек) уведомление о готовности к проверке реализации ДУ должно содержать информацию о выполнении:

- проверки реализации оперативных блокировок и ключа ДУ в АСУТП, проверки реализации ключа выбора режима управления присоединением «местное»/«дистанционное» и клавиши выбора режима управления устройством РЗА;

- проверки реализации ДУ с АРМ оперативного персонала объекта электроэнергетики с фактическим воздействием на коммутационные аппараты и ЗН без подачи напряжения на первичное оборудование;

- проверки прохождения команд ДУ устройствами РЗА с АРМ оперативного персонала объекта электроэнергетики с фактическим воздействием на изменение состояний программных логических ключей (триггеров), указанных в 7.5, реализованных в данных устройствах РЗА, и с контролем изменения состояния функции РЗА с помощью светодиодной сигнализации на устройстве РЗА или на графическом экране устройства РЗА.

8.6 До начала проведения проверки реализации ДУ должна быть выполнена проверка информационного обмена «объект электроэнергетики — ДЦ» и «объект электроэнергетики — ЦУ». Проверка информационного обмена «объект электроэнергетики — ДЦ» должна осуществляться в соответствии с требованиями ГОСТ Р 59947.

8.7 Проверку реализации ДУ электросетевым оборудованием и устройствами РЗА из ДЦ, ЦУ следует выполнять по КПП ДУ, разработанной, согласованной и утвержденной в соответствии с приложением В.

8.8 При невозможности выполнения в ходе проведения проверки отдельных пунктов (операции с коммутационными аппаратами, ЗН, РПН, функциями устройств РЗА), предусмотренных утвержденной КПП ДУ, допускается пропустить указанные пункты и продолжить выполнение операций по КПП ДУ при условии, что:

- невыполнение указанных пунктов КПП ДУ не приведет к нарушению требований правил [2];

- невыполнения указанных пунктов КПП ДУ согласовано главным диспетчером ДЦ и техническим руководителем владельца объекта электроэнергетики (его соответствующего филиала), утвердившими (согласовавшими) данную КПП ДУ.

В указанном случае в КПП ДУ делается отметка о невыполненных операциях. Информация о согласовании главным диспетчером ДЦ и техническим руководителем владельца объекта электроэнергетики (его соответствующего филиала) невыполнения отдельных пунктов КПП ДУ и возможности выполнения оставшихся операций по КПП ДУ доводится до диспетчерского и оперативного персонала по каналам диспетчерской связи.

8.9 Проверка реализации ДУ электросетевым оборудованием и устройствами РЗА из ДЦ, ЦУ должна включать в себя следующие этапы:

- проверку работоспособности ключа ДУ;
- проверку прохождения команд ДУ из ДЦ, ЦУ с фактическим воздействием на коммутационные аппараты, ЗН, устройства регулирования технологического режима работы электросетевого оборудования (УШР, РПН, СК, СТК);
- проверку прохождения команд ДУ устройствами РЗА из ДЦ, ЦУ с фактическим воздействием на изменение состояний программных логических ключей (триггеров), указанных в 7.5, реализованных в данных устройствах РЗА, и с контролем изменения состояния функции РЗА с помощью светодиодной сигнализации на устройстве РЗА или на графическом экране устройства РЗА.

8.10 Проверку работоспособности ключа ДУ необходимо выполнять:

- для вновь построенных объектов электроэнергетики (отдельных РУ);
- для находящихся в эксплуатации объектов электроэнергетики при вводе в работу новых присоединений (ячеек) — в части реализации ДУ оборудованием и устройствами таких присоединений (ячеек);
- после выполнения модернизации АСУТП, осуществляемой для целей ДУ из ДЦ, ЦУ.

8.11 Проверка работоспособности ключа ДУ должна включать:

- проверку захвата и освобождения ключа ДУ с АРМ оперативного персонала объекта электроэнергетики, из каждого ДЦ (РДУ, ОДУ, ЦДУ), ЦУ;
- проверку приоритетного захвата ключа ДУ с АРМ оперативного персонала объекта электроэнергетики при нахождении ключа ДУ в положении «РДУ», «ОДУ», «ЦДУ», «ЦУС (ЦУ)»;
- проверку приоритетного захвата ключа ДУ из ЦУ при нахождении ключа ДУ в положении «РДУ», «ОДУ», «ЦДУ»;
- проверку невозможности захвата ключа ДУ из РДУ, ОДУ, ЦДУ и ЦУ при нахождении ключа ДУ в положении «АРМ»;
- проверку невозможности захвата ключа ДУ из РДУ, ОДУ, ЦДУ при нахождении ключа ДУ в положении «ЦУС (ЦУ)»;
- проверку невозможности захвата ключа ДУ из РДУ, ОДУ при нахождении ключа ДУ в положении «ЦДУ»;
- проверку невозможности захвата ключа ДУ из РДУ, ЦДУ при нахождении ключа ДУ в положении «ОДУ»;
- проверку невозможности захвата ключа ДУ из ОДУ, ЦДУ при нахождении ключа ДУ в положении «РДУ»;
- проверку автоматического освобождения ключа ДУ при потере каналов ДУ «РДУ — объект электроэнергетики», «ОДУ — объект электроэнергетики», «ЦДУ — объект электроэнергетики», «ЦУ — объект электроэнергетики».

8.12 Проверку прохождения команд ДУ электросетевым оборудованием из ДЦ, ЦУ с фактическим воздействием на коммутационные аппараты, ЗН, устройства регулирования технологического режима работы электросетевого оборудования (УШР, РПН, СК, СТК) необходимо выполнять:

- для вновь построенных объектов электроэнергетики (отдельных РУ);
- действующих объектов электроэнергетики (РУ) при вводе в работу новых присоединений (ячеек) — в части реализации ДУ оборудованием таких присоединений (ячеек).

Указанную проверку следует выполнять до ввода в работу в составе энергосистемы оборудования объекта электроэнергетики (РУ), нового присоединения (ячейки) без подачи напряжения на первичное оборудование.

Дополнительно после ввода в работу в составе энергосистемы оборудования объекта электроэнергетики (РУ), нового присоединения (ячейки) необходимо выполнять проверку прохождения команд

ДУ из ДЦ, ЦУ с фактическим воздействием на устройства регулирования технологических режимов работы (УШР, РПН, СК, СТК) при поданном напряжении на первичное оборудование.

8.13 Проверку прохождения команд ДУ устройствами РЗА из ДЦ, ЦУ после создания (модернизации) устройств РЗА следует выполнять с фактическим воздействием на изменение состояний программных логических ключей (триггеров), указанных в 7.5, реализованных в данных устройствах РЗА, и с контролем изменения состояния функции РЗА с помощью светодиодной сигнализации на устройстве РЗА или на графическом экране устройства РЗА.

8.14 Проверку прохождения команд ДУ электросетевым оборудованием и устройствами РЗА из ДЦ, ЦУ для находящихся в эксплуатации объектов электроэнергетики после модернизации программно-технического комплекса АСУТП, выполняемой для целей ДУ из ДЦ, ЦУ, следует выполнять с фактическим воздействием на коммутационные аппараты, ЗН и устройства регулирования технологического режима работы электросетевого оборудования (УШР, СК, СТК, РПН) с подачей напряжения на первичное оборудование и проверкой прохождения команд ДУ устройствами РЗА из ДЦ, ЦУ с фактическим воздействием на изменение состояний программных логических ключей (триггеров), указанных в 7.5, реализованных в данных устройствах РЗА, и с контролем изменения состояния функции РЗА с помощью светодиодной сигнализации на устройстве РЗА или на графическом экране устройства РЗА.

8.15 При проведении проверки реализации ДУ с АРМ оперативного персонала объекта электроэнергетики с фактическим воздействием на коммутационные аппараты, ЗН, РПН программно-техническими средствами АСУТП должно фиксироваться фактическое время от выдачи до реализации команды ДУ из АРМ.

8.16 При проведении на действующих объектах электроэнергетики работ по внесению в программное или техническое обеспечение АСУТП изменений, затрагивающих функции ДУ из ДЦ, ЦУ, на все время проведения таких работ ключ ДУ должен быть переведен в положение «АРМ».

По окончании указанных работ на объекте электроэнергетики должна быть проведена проверка реализации ДУ из ДЦ и ЦУ по КПП ДУ. Объем и способ проведения проверки (с фактическим воздействием или без фактического воздействия на коммутационные аппараты, ЗН и устройства регулирования технологического режима работы электросетевого оборудования) должен быть определен совместным решением владельца объекта электроэнергетики и ДЦ с учетом состава (содержания) изменений, внесенных в программное или техническое обеспечение АСУТП.

8.17 Результаты проверки реализации ДУ электросетевым оборудованием и устройствами РЗА из ДЦ, ЦУ должны быть оформлены в виде двустороннего протокола проверки готовности к осуществлению ДУ электросетевым оборудованием и устройствами РЗА (далее — протокол проверки реализации ДУ).

Протокол проверки реализации ДУ составляется владельцем объекта электроэнергетики (его соответствующим филиалом) и утверждается главным диспетчером ДЦ и техническим руководителем владельца объекта электроэнергетики (его соответствующего филиала).

8.18 Протокол проверки реализации ДУ должен быть составлен по форме, указанной в приложении Г, и содержать следующую информацию:

- диспетчерское наименование объекта электроэнергетики, на котором проводилась проверка;
- наименование ДЦ и (или) ЦУ, реализация ДУ из которого(ых) являлась предметом проверки;
- участники проверки реализации ДУ;
- период проведения проверки реализации ДУ;
- результаты проверки реализации ДУ с перечнем выявленных замечаний (при наличии);
- мероприятия по устранению выявленных замечаний;
- выводы о готовности или неготовности к осуществлению ДУ из ДЦ, ЦУ, а также выявленные по результатам проверки ограничения для возможности использования функции ДУ (при наличии таких ограничений).

В качестве приложения к протоколу проверки реализации ДУ должна быть представлена КПП ДУ.

8.19 При наличии не устраненных в ходе проверки замечаний, препятствующих осуществлению ДУ из ДЦ, ЦУ, в протоколе проверки реализации ДУ должна быть зафиксирована неготовность объекта электроэнергетики к реализации ДУ из ДЦ, ЦУ. В указанном случае владельцем объекта электроэнергетики (его соответствующим филиалом) и ДЦ должен быть разработан и утвержден совместный план-график по устранению замечаний, выявленных в ходе проверки реализации ДУ.

Приложение А
(обязательное)

Функции устройств релейной защиты и автоматики для линий электропередач, находящихся в диспетчерском управлении диспетчерского центра субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, дистанционное управление которыми выполняет диспетчерский персонал

Таблица А.1

Функции (устройства) РЗА	Операции по ДУ функциями РЗА
Основная защита* ЛЭП	Ввод/вывод функции основной защиты; переключение групп уставок
Резервные защиты* ЛЭП	Ввод/вывод оперативного ускорения; переключение групп уставок
АПВ выключателей	Ввод/вывод АПВ (однофазное автоматическое повторное включение, трехфазное автоматическое повторное включение); ввод/вывод условий срабатывания АПВ
ПАВ выключателей	Ввод/вывод ПАВ
* Определения «основная и резервная защита» применяются в значении, приведенном в требованиях [3].	

Приложение Б
(обязательное)

Функции устройств противоаварийной автоматики, находящихся в диспетчерском управлении (ведении) диспетчерского центра субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, дистанционное управление которыми выполняет диспетчерский персонал

Таблица Б.1

Функции (устройства) ПА	Операции по ДУ функциями ПА
ЛАПНУ, для которых не реализована работа под управлением централизованной системы противоаварийной автоматики	Ввод/вывод функции ЛАПНУ; ввод/вывод отдельных автоматик разгрузки при отключении ЛЭП, сетевого и генерирующего оборудования; изменение групп уставок; ввод/вывод отдельных управляющих воздействий; ввод/вывод шунтировки КПР; ввод/вывод отдельных ступеней КПР
АОПО	Ввод/вывод функции АОПО; ввод/вывод отдельных управляющих воздействий; переключение групп уставок
АРПМ	Ввод/вывод функции АРПМ; ввод/вывод отдельных управляющих воздействий; переключение групп уставок при условии, что их изменение требуется при изменении схемно-режимной ситуации
Автоматика ограничения снижения напряжения (АОСН)	Переключение групп уставок при условии, что их изменение требуется при изменении схемно-режимной ситуации
Автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР)	
Устройство передачи (приема) аварийных сигналов и команд (УПАСК)	Ввод/вывод отдельных команд, изменение состояния которых предусмотрено при изменении схемно-режимной ситуации

Приложение В
(обязательное)

Требования к содержанию комплексных программ переключений для проверки реализации дистанционного управления и порядок их разработки, согласования и утверждения

В.1 Для проверки реализации ДУ в отношении электросетевого оборудования и устройств РЗА в составе одного РУ объекта электроэнергетики разрабатывается одна КПП ДУ. При технической готовности объекта электроэнергетики к проведению проверки реализации ДУ на нескольких РУ допускается разрабатывать одну КПП ДУ в отношении нескольких РУ объекта электроэнергетики.

В.2 КПП ДУ разрабатывается:

- для РУ, ДУ коммутационными аппаратами которого выполняется из ДЦ, — диспетчерским центром;
- для РУ, ДУ коммутационными аппаратами которого выполняется из ЦУ, — владельцем объекта электроэнергетики (его соответствующим филиалом);
- для нескольких РУ, когда ДУ коммутационными аппаратами одного РУ выполняется из ДЦ, а ДУ коммутационными аппаратами другого РУ выполняется из ЦУ, – совместно ДЦ и владельцем объекта электроэнергетики (его соответствующим филиалом) каждым в своей части.

В.3 КПП ДУ, в которой содержатся операции ДУ, выполняемые из ДЦ и ЦУ, утверждается главным диспетчером ДЦ и техническим руководителем владельца объекта электроэнергетики (его соответствующего филиала).

В.4 КПП ДУ, разработанная для проверки реализации ДУ из ЦУ, в которой отсутствуют операции ДУ, выполняемые из ДЦ, утверждается техническим руководителем владельца объекта электроэнергетики (его соответствующего филиала).

КПП ДУ, разработанная для проверки реализации ДУ из ЦУ в отношении объекта электроэнергетики, на котором реализовано ДУ из ДЦ, до ее утверждения должна быть согласована с ДЦ. При получении от владельца объекта электроэнергетики (его соответствующего филиала) проекта такой КПП ДУ диспетчерский центр должен в срок не более 10 рабочих дней рассмотреть ее и согласовать либо в тот же срок направить владельцу объекта электроэнергетики (его филиалу) замечания к проекту КПП ДУ. В указанном случае владелец объекта электроэнергетики (его филиал) дорабатывает проект КПП ДУ и повторно направляет его на рассмотрение и согласование в ДЦ.

В.5 При разработке КПП ДУ должны быть выделены в отдельные этапы проверки одного целевого назначения (например, проверка блокировок ключа ДУ, прохождения команд на первичное оборудование и функции устройств РЗА и т. д.).

В.6 В КПП ДУ должны использоваться диспетчерские наименования ЛЭП, оборудования, коммутационных аппаратов, ЗН и устройств РЗА.

В.7 КПП ДУ должна содержать следующую информацию:

а) наименование и дату утверждения КПП ДУ;

б) цель программы;

в) диспетчерское наименование объекта электроэнергетики, на котором происходит проверка реализации ДУ и выполняются переключения по КПП ДУ;

г) исходную схему объекта электроэнергетики и условия выполнения программы. В описании схемы объекта электроэнергетики указывают:

- состояние программного ключа ДУ;
- состояние оперативной блокировки объекта электроэнергетики (РУ);
- положение коммутационных аппаратов, ЗН, состояние оборудования, устройств и их вторичных цепей, влияющих на порядок проверки.

В описании условий выполнения программы указывают фактически выполненные мероприятия из числа мероприятий, перечисленных в письменном уведомлении о готовности к проверке реализации ДУ, полученном от владельца объекта электроэнергетики в соответствии с 8.4, 8.5;

д) организационные мероприятия по подготовке к выполнению проверки реализации ДУ:

- подтверждение готовности владельца объекта электроэнергетики и иных субъектов электроэнергетики (их соответствующих подразделений), участвующих в переключениях, к производству работ по проверке прохождения команд ДУ;
- подтверждение готовности к проверке прохождения команд ДУ оперативного персонала объектов электроэнергетики, участвующего в производстве переключений и проверке прохождения команд ДУ;
- получение разрешения от диспетчера, в диспетчерском ведении которого находится ЛЭП, оборудование и устройства РЗА;
- получение подтверждения возможности переключений от оперативного персонала ЦУ, в технологическом ведении которого находятся ЛЭП, оборудование и устройства РЗА;
- сообщение диспетчеру, в информационном ведении которого находятся ЛЭП, оборудование и устройства РЗА, о начале операций по КПП ДУ;

е) режимные указания по подготовке электроэнергетического режима к выполнению переключений, выполнению операций по КПП ДУ при проверках с воздействием на коммутационные аппараты под напряжением (допускается делать ссылку на режимные указания к соответствующим диспетчерским заявкам);

ж) проверка работоспособности ключа ДУ и проверка прохождения команд ДУ из ДЦ, ЦУ с фактическим воздействием на коммутационные аппараты, ЗН, устройства регулирования технологического режима работы электросетевого оборудования (УШР, РПН, СК, СТК), выполняемых в соответствии с 8.11—8.15;

и) основные и проверочные операции в соответствии с объемом выполняемых проверок по реализации команд ДУ, а также подтверждения участников проверки о факте изменения проверяемого параметра (при необходимости). Допускается не выполнять проверочные операции по поступлению телеметрической информации по конкретному параметру (подтверждение захвата ключа ДУ, телесигнализация), если поступление этой телеметрической информации уже было ранее проверено;

к) организационные мероприятия после окончания проверки реализации ДУ:

- сообщение об окончании проверки (этапа проверки) по КПП ДУ диспетчерскому персоналу ДЦ для объекта электроэнергетики, на котором реализовано ДУ из ДЦ;

- сообщение об окончании проверки (этапа проверки) по КПП ДУ оперативному персоналу ЦУ для объекта электроэнергетики, на котором реализовано ДУ из ЦУ;

- сообщение об окончании проверки (этапа проверки) по КПП ДУ оперативному персоналу смежных объектов электроэнергетики, участвующему в проверке реализации ДУ;

л) список персонала (с указанием фамилии, инициалов и должности), участвующего в производстве переключений и проверке по КПП ДУ.

Приложение Г
(рекомендуемое)

Форма протокола проверки готовности к осуществлению дистанционного управления электросетевым оборудованием и устройствами релейной защиты и автоматики

УТВЕРЖДАЮ		УТВЕРЖДАЮ
_____ _____ *(наименование должности, фамилия и инициалы технического руководителя владельца объекта электроэнергетики)*		_____ _____ *(наименование должности, фамилия и инициалы главного диспетчера ДЦ)*

ПРОТОКОЛ

проверки готовности к осуществлению дистанционного управления электросетевым оборудованием и устройствами релейной защиты и автоматики

Дата составления протокола

Объект электроэнергетики _____
(диспетчерское наименование объекта электроэнергетики)

_____

Проверка реализации ДУ проведена **в части ДУ из** _____

_____
(наименование ДЦ и (или) ЦУ, реализация ДУ из которого является предметом проверки)

Участники проверки реализации ДУ:
1. _____
2. _____
…
N. _____
(указываются наименования владельца объекта электроэнергетики или его соответствующего филиала и ДЦ, участвующих в проверке реализации ДУ, должности, фамилии и инициалы их представителей, проводивших проверку)

Период проведения проверки реализации ДУ _____
(указываются даты проведения проверки)

Результаты проверки реализации ДУ:

1. Проверка работы ключа ДУ

№ п/п	Описание теста	Фактическое состояние ключа источника команды	Результат после выполнения операции, замечания (при наличии)		
			АСУТП	АСТУ ЦУ	АСДУ РДУ (ОДУ, ЦДУ)

2. Проверки резервирования устройств при ДУ (фиксируется работа ключа ДУ при потере каналов)

№ п/п	Вид одномоментного повреждения	Результат, замечания (при наличии)	Примечание

3. Проверка прохождения команд ДУ с фактическим воздействием

№	Класс напряжения	Наименование команды	Адрес		Результат команды, замечания (при наличии)	Время исполнения команды (*вычисляется по журналам*)
			АСТУ ЦУ (АСДУ РДУ, АСДУ ОДУ, АСДУ ЦДУ)	АСУТП		

Мероприятия по устранению выявленных замечаний:

_____

_____

(раздел включается при наличии замечаний по результатам проверки реализации ДУ)

Заключение: _____

_____

(указываются выводы о готовности или неготовности к осуществлению ДУ из ДЦ, ЦУ, выявленные по результатам проверки ограничения для возможности использования функции ДУ (при наличии таких ограничений))

Приложения:
1. КПП ДУ
2. …

Подписи участников проверки:

_____	_____	_____
(наименование должности)	*(подпись)*	*(фамилия, инициалы)*
_____	_____	_____
(наименование должности)	*(подпись)*	*(фамилия, инициалы)*

Библиография

[1] Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года (утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2020 г. № 1523-р)

[2] Правила переключений в электроустановках (утверждены приказом Минэнерго России от 13 сентября 2018 г. № 757)

[3] Требования 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 (утверждены приказом Минэнерго России от 13 февраля 2019 г. № 101)

УДК 621.311:006.354 ОКС 27.010

Ключевые слова: энергосистема, дистанционное управление, электросетевое оборудование, устройства релейной защиты и автоматики

Редактор *Е.В. Якубова*
Технический редактор *И.Е. Черепкова*
Корректор *О.В. Лазарева*
Компьютерная верстка *Е.А. Кондрашовой*

Сдано в набор 29.12.2021. Подписано в печать 13.01.2022. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 2,79. Уч.-изд. л. 2,51.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении в ФГБУ «РСТ»
для комплектования Федерального информационного фонда стандартов,
117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.

gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru