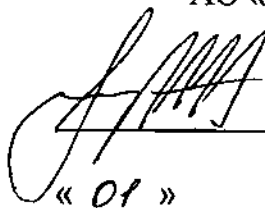


УТВЕРЖДАЮ

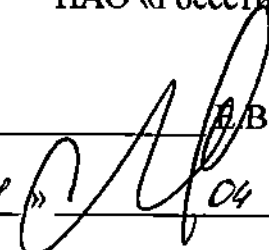
Первый заместитель
Председателя Правления
АО «СО ЕЭС»



С.А. Павлушко
« 01 » 04 2025г.

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель Генерального директора -
Главный инженер
ПАО «Россети»



А.В. Ляпунов
« 01 » 04 2025г.

ТИПОВОЕ СОГЛАШЕНИЕ

о технологическом взаимодействии в целях обеспечения надежности
функционирования ЕЭС России
между АО «СО ЕЭС» и территориальной сетевой организацией,
являющейся дочерним обществом ПАО «Россети»

Соглашение № _____
о технологическом взаимодействии между АО «СО ЕЭС»
и ПАО «Россети...» в целях обеспечения надежности функционирования
ЕЭС России

г. Москва

«___» _____ 20__ г.

Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы» (АО «СО ЕЭС»), именуемое в дальнейшем «Системный оператор», в лице Первого заместителя Председателя Правления Павлушко Сергея Анатольевича, действующего на основании доверенности от _____ № _____, с одной стороны, и Публичное акционерное общество «Россети _____» (ПАО «Россети _____»), именуемое в дальнейшем «МРСК», в лице _____, действующего на основании _____, с другой стороны, совместно здесь и далее именуемые «Стороны», заключили настоящее Соглашение о следующем:

1. Предмет Соглашения

1.1. Системный оператор единолично осуществляет оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике в пределах Единой энергетической системы России (далее – ЕЭС России), в том числе централизованное управление технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электросетевого хозяйства МРСК и проектирование развития электроэнергетических систем, в объеме, предусмотренном действующим законодательством, нормативными правовыми актами Российской Федерации и настоящим Соглашением, и выполняет требования, предусмотренные настоящим Соглашением.

1.2. МРСК осуществляет комплекс организационно и технологически связанных действий, обеспечивающих передачу электрической энергии с использованием объектов электросетевого хозяйства МРСК, включая функции технологического управления и ведения в отношении объектов электросетевого хозяйства МРСК, отнесенных к объектам диспетчеризации; выполняет диспетчерские команды и распоряжения Системного оператора, соблюдает выданные им диспетчерские разрешения, а также выполняет требования и условия, предусмотренные настоящим Соглашением.

1.3. Стороны обязуются исполнять положения, инструкции, программы, стандарты, регламенты и иные документы, разработанные и утвержденные в соответствии с действующими нормативными правовыми актами, указанные в Приложении № 1 к настоящему Соглашению.

2. Общие положения

2.1. Системный оператор осуществляет управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России в соответствии с настоящим Соглашением через свои диспетчерские центры (ДЦ), за каждым из которых закрепляет соответствующую операционную зону.

2.2. Технологическое взаимодействие в соответствии с настоящим Соглашением осуществляется Сторонами через филиалы Системного оператора –

объединенные диспетчерские управления (ОДУ), региональные диспетчерские управления (РДУ), представительства Системного оператора и соответствующие филиалы МРСК, созданные на базе электросетевого комплекса распределительных сетевых компаний (далее – РСК).

2.3. В целях организации технологического взаимодействия РДУ и РСК обеспечивают в соответствии с настоящим Соглашением разработку и утверждение положений о технологическом взаимодействии между РДУ и РСК (далее – положения о взаимодействии), а также разработку, согласование и утверждение в соответствующих филиалах Системного оператора (ОДУ, РДУ) и МРСК, РСК иных положений, инструкций, программ и регламентов в соответствии с Приложением № 1 к настоящему Соглашению, являющихся обязательными для Сторон.

В случае если на территории субъекта Российской Федерации, в пределах которого расположены объекты электросетевого хозяйства РСК, создано представительство Системного оператора, положение о технологическом взаимодействии разрабатывается и утверждается РСК, РДУ и представительством Системного оператора.

Положения, инструкции, регламенты и другие документы по вопросам организации и осуществления оперативно-диспетчерского управления в операционной зоне соответствующего диспетчерского центра, выполнения функций, возложенных на Системного оператора законодательством РФ об электроэнергетике, организации и осуществления технологического взаимодействия с субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии в процессе оперативно-диспетчерского управления, утвержденные Системным оператором в соответствии с Приложением № 1 к настоящему Соглашению и (или) требованиями действующих нормативных правовых актов, представляются РДУ в РСК и являются обязательными для Сторон. Указанные документы вступают в силу для МРСК по истечении 10 (десяти) дней с момента их получения РСК, если самими указанными документами не установлен другой срок введения их в действие (но не ранее срока получения РСК соответствующих документов). МРСК (РСК) обязана осуществить мероприятия, необходимые для обеспечения исполнения данных документов.

РСК разрабатывает инструктивную документацию для центров управления сетями (далее – ЦУС) и подстанций МРСК на основании действующих нормативных правовых актов, положений о взаимодействии, регламентов и соответствующих документов Системного оператора (согласно Приложению № 1 к Соглашению).

Перечень документов РСК, подлежащих согласованию с РДУ, указан в Приложении № 1 к настоящему Соглашению.

Стороны при организации и осуществлении технологического взаимодействия по настоящему Соглашению наряду с вышеуказанными документами Системного оператора и МРСК руководствуются национальными стандартами, приведенными в Приложении № 1 к настоящему Соглашению.

2.4. Каждый диспетчерский центр Системного оператора определяет перечень линий электропередачи (далее – ЛЭП), оборудования и устройств объектов электросетевого хозяйства МРСК, в отношении которых он осуществляет диспетчерское ведение или диспетчерское управление (далее – перечень объектов диспетчеризации с распределением их по способу управления).

2.5. Распределение функций технологического управления и ведения ЛЭП, оборудованием и устройствами МРСК, относящимися к объектам диспетчеризации, осуществляется в соответствии с Принципами распределения функций

технологического управления и ведения объектами диспетчеризации, согласованными Системным оператором и утвержденными 28.07.2009.

2.6. Информация о включении ЛЭП, оборудования и устройств объектов электросетевого хозяйства МРСК в перечень объектов диспетчеризации с распределением их по способу управления доводится РДУ в письменном виде до сведения соответствующих РСК в течение 5 (пяти) рабочих дней с момента включения соответствующего объекта в указанный перечень. РДУ и РСК обязаны соблюдать распределение объектов диспетчеризации по способу управления, предусмотренное указанным перечнем.

2.7. Управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России осуществляется Системным оператором посредством выдачи диспетчерских распоряжений, выдачи диспетчерских команд и разрешений диспетчером соответствующего диспетчерского центра Системного оператора или непосредственно путем прямого воздействия на технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов диспетчеризации с использованием средств дистанционного управления из диспетчерского центра.

Порядок отдачи диспетчерских команд, выдачи диспетчерских разрешений и распоряжений по изменению технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации, схемы прохождения диспетчерских команд и разрешений определяются Системным оператором.

МРСК обеспечивает возможность получения диспетчерских команд и разрешений, выданных диспетчерским персоналом РДУ, непосредственно оперативным персоналом подстанций и ЦУС РСК.

Стороны осуществляют взаимодействие, направленное на обеспечение перехода к дистанционному управлению технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электросетевого хозяйства МРСК из диспетчерских центров Системного оператора, в порядке и сроки, установленные статьей 15.1 Федерального закона от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» и принятыми в соответствии с ним нормативными правовыми актами.

Порядок организации и осуществления дистанционного управления из ДЦ определяется в соответствии с требованиями нормативных правовых актов и национальными стандартами, указанными в пунктах 5.31 – 5.33 Приложения № 1 к настоящему Соглашению.

2.8. Системный оператор определяет в каждом диспетчерском центре диспетчерский персонал – работников (диспетчеров), уполномоченных выдавать диспетчерские команды и разрешения по управлению электроэнергетическим режимом энергосистемы в операционной зоне соответствующего РДУ, а также изменять технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов диспетчеризации путем непосредственного воздействия на них с помощью средств дистанционного управления. РДУ обязаны ежегодно до 31 декабря каждого года предоставлять РСК списки диспетчерского персонала и уведомлять РСК о внесенных в них изменениях не позднее, чем за один рабочий день до ввода в действие таких изменений.

2.9. РСК определяет работников (диспетчеров¹ ЦУС, дежурный персонал

¹ диспетчеры ЦУС относятся к категории дежурных работников субъектов электроэнергетики в соответствии с Правилами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденными Правительством Российской Федерации, и не являются лицами, осуществляющими

подстанций МРСК, в т.ч. оперативных выездных бригад), уполномоченных на осуществление операций по изменению технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов электросетевого хозяйства МРСК и (или) осуществление координации действий персонала, непосредственно выполняющего такие технологические операции (далее – оперативный персонал).

РСК обязаны ежегодно в срок до 31 декабря каждого года представлять в соответствующие РДУ списки персонала, допущенного к ведению оперативных переговоров и производству переключений (включая оперативный персонал и лиц из числа административно-технического и ремонтного персонала, наделенных правами оперативного персонала), лиц из числа оперативного и административно-технического персонала, имеющих право подачи и согласования диспетчерских заявок, отдельно по каждому ЦУС и подстанции МРСК, в состав которой входят объекты диспетчеризации, и уведомлять РДУ о внесенных в них изменениях не позднее, чем за один рабочий день до ввода в действие таких изменений (до допуска соответствующих работников к самостоятельной работе).

При вводе в работу в составе энергосистемы новых (реконструированных) ЛЭП, оборудования и устройств новых (реконструированных) объектов электроэнергетики указанные списки должны быть представлены в РДУ до подачи диспетчерской заявки на первичное включение в работу в составе энергосистемы соответствующих ЛЭП, оборудования и устройств.

Изменение формы организации круглосуточного оперативного обслуживания подстанций (распределительных пунктов), в состав которых входят объекты диспетчеризации, осуществляется по согласованию с соответствующим РДУ.

2.10. Оперативный персонал РСК обязан выполнить диспетчерские команды, распоряжения и соблюдать полученные от диспетчерского персонала РДУ отказы в диспетчерском разрешении на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации. Диспетчерские команды не подлежат выполнению в случае, если это создает угрозу жизни людей, угрозу повреждения оборудования.

2.11. РСК вправе запрашивать у Системного оператора (РДУ, ОДУ) и своевременно получать разъяснения по поводу тех диспетчерских команд и распоряжений, отказов в разрешении (согласовании), которые, по мнению РСК, являются неправомерными и наносят ущерб ее интересам. Системный оператор (РДУ, ОДУ) при получении соответствующего запроса от РСК в течение 5 (пяти) рабочих дней обязан представить РСК в письменном виде свои мотивированные разъяснения. Право РСК на получение разъяснений в порядке, предусмотренном настоящим пунктом, не освобождает оперативный персонал РСК от обязанности исполнения диспетчерских команд, распоряжений или соблюдения отказов в диспетчерском разрешении, полученных от РДУ.

При наличии разногласий между оперативным персоналом РСК и диспетчерским персоналом РДУ по вопросу выполнения диспетчерской команды (распоряжения) по изменению технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации, РСК вправе обратиться в вышестоящий диспетчерский центр после выполнения диспетчерской команды.

профессиональную деятельность, связанную с оперативно-диспетчерским управлением в электроэнергетике, в соответствии с законодательством Российской Федерации и настоящим соглашением.

О своем отказе выполнения диспетчерской команды или несоблюдении отказа в диспетчерском разрешении оперативный персонал РСК сообщает диспетчеру соответствующего РДУ, своему административному руководителю, а также оформляет соответствующую запись в оперативном журнале с указанием причины.

2.12. При наличии каналов связи между энергообъектами потребителей электрической энергии и ЦУС РСК / ПО и отсутствии каналов связи между энергообъектами потребителей электрической энергии и соответствующими диспетчерскими центрами Системного оператора, РСК обеспечивает передачу потребителям электрической энергии диспетчерских команд и разрешений диспетчерского персонала РДУ, направленных на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния энергообъектов потребителей электрической энергии, а также передачу диспетчерскому персоналу РДУ соответствующих уведомлений, запросов и сообщений от указанных потребителей электрической энергии через оперативный персонал МРСК в отношении следующих энергообъектов потребителей электрической энергии:

- подстанций высшим классом напряжения 110 кВ, в составе которых отсутствуют объекты диспетчеризации, находящиеся в диспетчерском управлении диспетчерского центра Системного оператора и к которым не присоединены ЛЭП, находящиеся в диспетчерском управлении диспетчерского центра Системного оператора;

- ответственных подстанций высшим классом напряжения 110 кВ, присоединенных к ЛЭП МРСК.

В случаях, предусмотренных настоящим Соглашением, через МРСК также осуществляется обмен иной технологической информацией между РДУ и вышеуказанными потребителями электрической энергии.

Документация и технологическая информация, обмен которыми между РДУ и потребителями электрической энергии в соответствии с настоящим Соглашением осуществляется через МРСК, передаются МРСК в полном объеме, предоставленном РДУ или потребителями электрической энергии соответственно, в порядке и сроки, определяемые положениями о взаимодействии, утвержденными РДУ и РСК в соответствии с п. 2.3 настоящего Соглашения.

Изменение схемы и порядка информационного обмена между потребителями электрической энергии, указанными в первом абзаце настоящего пункта Соглашения, и МРСК в части технологической информации и документации, участвующих в информационном обмене с РДУ, может осуществляться только по предварительному письменному согласованию с РДУ.

2.13. При осуществлении технологического взаимодействия по настоящему соглашению приоритетными являются организация и осуществление между Сторонами при наличии технической возможности автоматизированного обмена технологической информацией в соответствии с национальными стандартами, указанными в пунктах 5.8 – 5.12 Приложения № 1 к настоящему соглашению (далее – информационный обмен в формате СИМ).

Для обеспечения возможности информационного обмена между Сторонами в формате, соответствующем требованиям национального стандарта, указанного в пункте 5.8 Приложения № 1 к настоящему Соглашению (далее – формат СИМ), МРСК (РСК) и РДУ обеспечивают выполнение мероприятий, предусмотренных Планом мероприятий по организации обмена данными информационных моделей (ИМ) между АО «СО ЕЭС» и ПАО «Россети», утвержденным АО «СО ЕЭС» и

ПАО «Россети».

Срок перехода на информационный обмен между Сторонами соответствующими данными в формате CIM, порядок и профиль такого информационного обмена определяются двусторонними документами, подписанными между АО «СО ЕЭС» и ПАО «Россети», а в случае если такими документами указанные вопросы не урегулированы – по согласованию между Сторонами.

Предоставление РСК в диспетчерские центры Системного оператора информации о технических параметрах и характеристиках ЛЭП и оборудования в соответствии с Правилами предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденными приказом Минэнерго России от 20.12.2022 № 1340 (далее – Правила предоставления информации), осуществляется в формате CIM в соответствии с профилями информационной модели, предусмотренными национальными стандартами, указанными в пунктах 5.9 и 5.10 Приложения № 1 к настоящему Соглашению.

3. Порядок взаимодействия Сторон при планировании и управлении режимами работы ЕЭС России

3.1. При планировании и управлении электроэнергетическим режимом работы ЕЭС России Системный оператор обязан:

3.1.1. Осуществлять планирование и управление электроэнергетическим режимом энергосистемы в соответствии с Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937 (далее – ПТФ), и нормативными правовыми актами Минэнерго России, утверждаемыми в соответствии с ПТФ. Обеспечивать реализацию мер, необходимых для осуществления планирования и управления электроэнергетическим режимом энергосистемы, в соответствии с Правилами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 854 (далее – Правила ОДУ).

3.1.2. Осуществлять расчет электроэнергетических режимов энергосистемы, определять допустимые перетоки активной мощности в контролируемых сечениях и по ЛЭП, находящимся в диспетчерском управлении или ведении диспетчерских центров Системного оператора, осуществлять регулирование частоты электрического тока и перетоков активной мощности в контролируемых сечениях и по вышеуказанным ЛЭП.

3.1.3. Разрабатывать и утверждать нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционные зоны диспетчерских центров (схемы для нормального режима энергосистемы), а также осуществлять рассмотрение и согласование нормальных схем электрических соединений и временных нормальных схем электрических соединений подстанций МРСК, в состав которых входит оборудование, относящееся к объектам диспетчеризации, в соответствии с Требованиями к графическому исполнению нормальных (временных нормальных) схем электрических соединений объектов электроэнергетики и порядку их согласования с диспетчерскими центрами субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденными приказом Минэнерго России от 16.08.2019 № 854 (далее – Требования к графическому исполнению схем). Ежегодно предоставлять в РСК утвержденную нормальную схему

электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону соответствующего диспетчерского центра.

3.1.4. Задавать и контролировать выполнение графиков напряжения в контрольных пунктах электрической сети, определенных РДУ в соответствии с требованиями ПТФ, с указанием уровней и (или) диапазонов напряжения в них.

Корректировать (при наличии возможности по условиям функционирования энергосистемы и в пределах, определенных с учетом требований документов, указанных в п. 5.1 настоящего Соглашения) график напряжения в контрольных пунктах РДУ при получении от РСК запроса о возможности корректировки указанного графика для обеспечения допустимых напряжений в точках технологического присоединения электроустановок потребителей электрической энергии к электрической сети 110 и 220 кВ.

3.1.5. Осуществлять расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования комплексов и устройств релейной защиты и автоматики (далее – РЗА), выдачу заданий по настройке устройств РЗА, определять объёмы, места размещения, места реализации управляющих воздействий устройств и комплексов противоаварийной и режимной автоматики в соответствии с разделом 10 настоящего Соглашения.

3.1.6. Обеспечивать соответствие технологического режима работы объектов диспетчеризации допустимым технологическим режимам работы и условиям работы электротехнического оборудования.

3.1.7. Определять требования к графикам аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) (далее – графики аварийного ограничения), выдавать задания на разработку графиков аварийного ограничения, осуществлять рассмотрение и согласование графиков аварийного ограничения, разработанных РСК, а также выполнять иные требования Правил разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и использования противоаварийной автоматики, утвержденных приказом Минэнерго России от 06.06.2013 № 290 (далее – Правила разработки и применения графиков аварийного ограничения), по разработке и применению графиков аварийного ограничения.

3.1.8. Осуществлять организацию и управление режимами параллельной работы ЕЭС России и электроэнергетических систем иностранных государств.

3.1.9. Предоставлять РСК телеметрическую информацию, поступающую в РДУ с объектов электроэнергетики других собственников, в объеме и порядке, указанном в Приложении № 3 к настоящему Соглашению.

3.2. МРСК обязана:

3.2.1. Выполнять диспетчерские команды и распоряжения, соблюдать отказы в разрешении (согласовании), полученные от РДУ.

3.2.2. Осуществлять анализ работы оборудования и устройств подстанций, ЛЭП и схем питания собственных нужд подстанций, разрабатывать и осуществлять мероприятия по повышению надежности их работы.

3.2.3. Поддерживать в актуальном состоянии данные о технических параметрах и характеристиках ЛЭП, оборудования и устройств подстанций, в том числе данные о длительно допустимой и аварийно допустимой токовой нагрузке ЛЭП и оборудования в зависимости от их технического состояния, данные об отключающей способности выключателей. Предоставлять в РДУ информацию о технических параметрах и характеристиках, паспортных данных ЛЭП и оборудования.

При определении перегрузочной способности трансформаторного оборудования, установленного на подстанциях МРСК, ее поддержании и предоставлении в РДУ информации о длительно допустимой и аварийно допустимой токовой нагрузке трансформаторов (автотрансформаторов) руководствоваться Требованиями к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию, утвержденными приказом Минэнерго России от 08.02.2019 № 81.

Осуществлять контроль токовой загрузки ЛЭП и оборудования подстанций и информировать РДУ в случае перегрузки ЛЭП и оборудования подстанций, относящихся к объектам диспетчеризации.

3.2.4. Контролировать уровни напряжения в электрических сетях МРСК, обеспечивать работоспособность оборудования и устройств регулирования напряжения, поддерживать указанные оборудование и устройства в надлежащем техническом состоянии, а также соблюдать установленные РДУ уровни компенсации и диапазоны регулирования реактивной мощности.

3.2.5. В порядке, определенном Правилами разработки и применения графиков аварийного ограничения, разрабатывать, обеспечивать согласование и утверждать графики аварийного ограничения, осуществлять действия по вводу аварийных ограничений режима потребления электрической энергии по диспетчерской команде (распоряжению) РДУ, осуществлять контроль реализации графиков аварийного ограничения, а также обеспечивать выполнение иных мероприятий, установленных указанными правилами.

3.2.6. Предоставлять РДУ информацию о схемах электрических соединений подстанций и элементах электрической сети МРСК (РСК), информацию о технических параметрах и характеристиках ЛЭП, оборудования и устройств подстанций, указанную в п. 3.2.3 настоящего Соглашения, и иную информацию в объемах и в сроки, предусмотренных действующим законодательством, иными нормативными правовыми актами, требованиями Системного оператора к составу, форме и срокам предоставления исходной информации для планирования и управления электроэнергетическими режимами энергосистемы и настоящим Соглашением, в том числе Приложением № 2 к настоящему Соглашению.

С учетом сроков, установленных указанным в пункте 2.13 настоящего Соглашения планом мероприятий, обеспечить техническую готовность и осуществлять предоставление в РДУ информации о технических параметрах и характеристиках объектов электросетевого хозяйства МРСК и входящего в их состав оборудования, предусмотренной Правилами предоставления информации, в соответствии с регламентом, указанным в пункте 7.11 Приложения № 1 к настоящему Соглашению.

3.2.7. В соответствии с Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденными приказом Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070 (далее – ПТЭ), Требованиями к графическому исполнению схем и положением, указанным в п. 7.6 Приложения № 1 к настоящему Соглашению, разрабатывать (актуализировать), представлять на согласование в РДУ и утверждать нормальные схемы электрических соединений и временные нормальные схемы электрических соединений подстанций МРСК, в состав которых входят объекты диспетчеризации.

Присвоение диспетчерских наименований вновь строящимся ЛЭП и подстанциям, а также изменение диспетчерских наименований введенных

в эксплуатацию ЛЭП и подстанций, оборудование которых относится к объектам диспетчеризации, осуществляются МРСК по согласованию с РДУ с соблюдением положений национального стандарта, указанного в п. 5.1 Приложения № 1 к настоящему Соглашению.

3.3. При невыполнении требований по разработке и применению графиков аварийного ограничения, определенных Правилами разработки и применения графиков аварийного ограничения, вследствие невыполнения соответствующих требований вторичными получателями команд об аварийных ограничениях и потребителями электрической энергии РСК и (или) РДУ инициирует рассмотрение фактов таких нарушений на заседаниях штаба по обеспечению безопасности электроснабжения соответствующего субъекта Российской Федерации в целях принятия мер по обеспечению выполнения соответствующих требований, а также вправе довести соответствующую информацию о фактах невыполнения указанных требований до сведения уполномоченного в сфере контроля и надзора в электроэнергетике федерального органа исполнительной власти (его территориальных органов).

3.4. РДУ (ОДУ) вправе запрашивать у РСК (МРСК) и не позднее 5 (пяти) рабочих дней (если иные сроки не установлены настоящим соглашением или другими документами, являющимися обязательными для обеих Сторон) получать информацию о техническом состоянии и параметрах объектов электросетевого хозяйства МРСК, относящихся к объектам диспетчеризации, а также иную информацию, необходимую для исполнения настоящего Соглашения.

3.5. РСК (МРСК) вправе запрашивать у РДУ (ОДУ) и не позднее 5 (пяти) рабочих дней (если иные сроки не установлены настоящим соглашением или другими документами, являющимися обязательными для обеих Сторон) получать информацию о планируемых РДУ и текущих технологических режимах работы объектов электроэнергетики других собственников, находящихся в диспетчерском управлении РДУ и технологическом ведении РСК, а также иную информацию, необходимую для исполнения настоящего Соглашения.

3.5.1. РСК вправе обращаться в РДУ с запросом о возможности корректировки графика напряжения в контрольных пунктах РДУ для обеспечения допустимых напряжений в точке технологического присоединения электроустановок потребителей электрической энергии к электрической сети 110 и 220 кВ при невозможности требуемого регулирования напряжения средствами регулирования напряжения МРСК и использовании в полном объеме всех доступных РСК мероприятий по регулированию напряжения, в том числе в прилегающей электрической сети.

4. Порядок взаимодействия Сторон при изменении технологического режима работы и эксплуатационного состояния ЛЭП и оборудования

4.1. Планирование ремонтов ЛЭП, электросетевого оборудования, технического обслуживания комплексов и устройств РЗА и средств диспетчерского и технологического управления (далее – СДТУ), относящихся к объектам диспетчеризации, осуществляется в соответствии с Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 30.01.2021 № 86 (далее – Правила вывода в ремонт) и порядком формирования сводных годовых и месячных графиков ремонта ЛЭП, оборудования и технического обслуживания устройств РЗА и СДТУ, относящихся к объектам диспетчеризации, утвержденным РДУ в соответствии с п. 2.6

Приложения № 1 к настоящему Соглашению.

4.2. Для разработки сводных годового и месячных графиков ремонта ЛЭП, оборудования и технического обслуживания устройств РЗА и СДТУ, относящихся к объектам диспетчеризации (далее – графики ремонта), РСК в соответствии с требованиями Правил вывода в ремонт и в установленном соответствующим РДУ порядке представляет на рассмотрение в РДУ предложения о выводе в ремонт объектов диспетчеризации МРСК.

В случае если при утверждении сводного годового графика ремонта сроки вывода в ремонт объектов диспетчеризации были изменены РДУ по сравнению со сроками, содержащимися в предложениях РСК, РСК вправе обратиться в РДУ за разъяснением причин, а РДУ обязано представить письменное мотивированное разъяснение с указанием причин технологического характера, послуживших основанием для принятия такого решения, в течение 20 дней со дня получения соответствующего запроса.

4.3. РДУ (ОДУ) осуществляет согласование изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации путем рассмотрения и согласования диспетчерских заявок. Изменение эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации в соответствии с согласованной диспетчерской заявкой может быть начато только после получения оперативным персоналом РСК диспетчерской команды или диспетчерского разрешения РДУ непосредственно перед началом осуществления указанного изменения.

РДУ вправе с учетом схемно-режимной ситуации выдавать диспетчерские команды о прекращении в необходимых случаях ремонтов объектов диспетчеризации МРСК и подготовке к началу операций по включению их в работу в сроки аварийной готовности, определенные в диспетчерской заявке.

Оформление, подача, рассмотрение и согласование диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации МРСК в операционной зоне РДУ осуществляются в соответствии с положением, утвержденным РДУ (п. 2.7 Приложения № 1 к настоящему Соглашению).

МРСК обеспечивает передачу в РДУ диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния энергообъектов потребителей электрической энергии, указанных в п. 2.12 настоящего Соглашения, а также передачу этим потребителям электрической энергии от РДУ согласований (отказов в согласовании) диспетчерских заявок.

Решение об отказе в согласовании диспетчерской заявки должно содержать причины отказа, а также перечень условий, при выполнении которых вывод в ремонт объекта диспетчеризации может быть согласован, и предполагаемый срок проведения работ.

4.4. При организации и производстве переключений в электроустановках Системный оператор (ОДУ, РДУ) и МРСК (РСК) должны руководствоваться требованиями Правил переключений в электроустановках, утвержденных приказом Минэнерго России от 13.09.2018 № 757 (далее – Правила переключений в электроустановках), и инструкций по производству переключений в электроустановках, указанных в пунктах 2.8, 4.1 Приложения № 1 к настоящему Соглашению, разработанных и утвержденных в соответствии с данными Правилами.

4.5. При планируемом выводе объектов электросетевого хозяйства МРСК, входящего в их состав оборудования и устройств, относящихся к объектам

диспетчеризации, из эксплуатации Стороны осуществляют взаимодействие в порядке, установленном Правилами вывода в ремонт и регламентом, указанным в п. 1.3 Приложения № 1 к настоящему Соглашению.

5. Порядок взаимодействия Сторон при нарушениях нормального режима электрической части энергосистемы, в чрезвычайных ситуациях и в условиях режима с высокими рисками нарушения электроснабжения

5.1. Порядок действий диспетчерского персонала РДУ при предотвращении развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистемы в операционной зоне РДУ (далее – нарушения нормального режима) и технологических нарушений (аварий) в работе объектов электроэнергетики, в состав которых входят объекты диспетчеризации, определяется ПТФ, Правилами ОДУ, требованиями к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики», утвержденными приказом Минэнерго России от 12.07.2018 № 548 (далее – Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима), и соответствующей инструкцией, разрабатываемой и утверждаемой РДУ в соответствии с указанными нормативными правовыми актами (п. 2.4 Приложения № 1 к настоящему Соглашению).

5.2. Порядок действий оперативного персонала РСК при предотвращении развития и ликвидации нарушений нормального режима и технологических нарушений (аварий) в работе объектов электросетевого хозяйства МРСК определяется Правилами предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима и соответствующими инструкциями (п. 3.1 Приложения № 1 к настоящему Соглашению), разработанными и утвержденными РСК в соответствии с требованиями Правил предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима с учетом требований вышеуказанных инструкций РДУ. Указанные инструкции РСК подлежат согласованию с РДУ в части порядка самостоятельных действий оперативного персонала по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима в электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики, в состав которых входят объекты диспетчеризации, в том числе в случае отсутствия (потери) связи с РДУ.

5.3. При возникновении или угрозе возникновения повреждения ЛЭП или оборудования объекта электроэнергетики вследствие фактического достижения недопустимых по величине и длительности значений параметров технологического режима их работы, а также при возникновении несчастного случая и иных обстоятельств, создающих угрозу жизни людей, допускается изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации без диспетчерской команды или разрешения РДУ с последующим незамедлительным его уведомлением о произведенных изменениях и причинах, их вызвавших.

Порядок действий диспетчерского персонала РДУ и оперативного персонала РСК в указанных в настоящем пункте обстоятельствах определяются в инструкциях РДУ и РСК, указанных в пунктах 5.1, 5.2 настоящего Соглашения соответственно.

5.4. Обо всех изменениях эксплуатационного состояния и технологического режима работы объектов диспетчеризации (в том числе в отношении энергообъектов

потребителей электрической энергии, указанных в п. 2.12 настоящего Соглашения), произошедших автоматически в результате действия устройств РЗА, оперативный персонал РСК должен незамедлительно сообщать диспетчерскому персоналу РДУ с указанием состава изменений, сработавших устройств РЗА в соответствии с их функциональным назначением и причин, вызвавших их срабатывание.

Аналогичную информацию по объектам диспетчеризации иных собственников, находящимся в диспетчерском управлении РДУ и технологическом ведении РСК, диспетчерский персонал РДУ незамедлительно доводит до оперативного персонала РСК.

Передача оперативной информации об авариях и иных нештатных ситуациях на объектах электросетевого хозяйства МРСК и энергообъектах потребителей электрической энергии, указанных в пункте 2.12 настоящего Соглашения, осуществляется оперативным персоналом РСК в порядке, сроки и объемах, установленных Порядком передачи оперативной информации об авариях в электроэнергетике, утвержденным приказом Минэнерго России от 02.03.2010 № 91.

5.5. При отключении ЛЭП действием релейной защиты вследствие короткого замыкания (повреждения) на ЛЭП РСК организует внеочередной осмотр ЛЭП в порядке, предусмотренном ПТЭ.

5.6. РДУ объявляет о возникновении режима с высокими рисками нарушения электроснабжения (далее – РВР) на территории операционной зоны РДУ при наличии оснований, предусмотренных Правилами ОДУ.

В этом случае:

5.5.1. Разработка и выбор мер, направленных на локализацию и ликвидацию РВР, определение приоритетов по восстановлению электроснабжения потребителей электрической энергии осуществляются РДУ.

5.5.2. РДУ уведомляет РСК о возможных нарушениях в работе энергосистемы и энергоснабжении потребителей электрической энергии и необходимости принятия мер превентивного характера.

5.5.3. Созыв заседания штаба по обеспечению безопасности электроснабжения соответствующего субъекта Российской Федерации, согласование с указанным штабом и принятие РДУ решений о применении мер, направленных на предотвращение нарушения электроснабжения и (или) ликвидацию его последствий, локализацию и ликвидацию РВР, а также предоставление информации, необходимой для принятия таких решений, осуществляются в порядке, установленном Правилами ОДУ и Правилами создания и функционирования штабов по обеспечению безопасности электроснабжения, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 86.

5.7. При переходе энергосистемы в операционной зоне РДУ на работу в вынужденном режиме РДУ уведомляет РСК (ее оперативный персонал) об этом в порядке, установленном Правилами перехода энергосистемы на работу в вынужденном режиме и условиями работы в вынужденном режиме, утвержденными приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 99 (далее – Правила перехода энергосистемы на работу в вынужденном режиме).

При получении от РДУ (его диспетчерского персонала) указанного уведомления МРСК (РСК) обязана соблюдать условия, ограничения и запреты, установленные РДУ при принятии соответствующего решения, в соответствии с Правилами перехода энергосистемы на работу в вынужденном режиме.

6. Порядок взаимодействия Сторон по вопросам развития распределительного электросетевого комплекса и осуществления технологического присоединения к электрическим сетям МРСК

6.1. Порядок взаимодействия Сторон по вопросам развития распределительного электросетевого комплекса определяется на основании Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556, Правил утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977, а также утверждаемых Сторонами регламентов и иных документов.

6.2. Порядок взаимодействия Сторон при технологическом присоединении энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям МРСК, а также при проектировании, строительстве, реконструкции, модернизации, техническом перевооружении объектов электросетевого хозяйства МРСК определяется нормативными правовыми актами и утверждаемым Сторонами регламентом, указанным в п. 1.3 Приложения № 1 к настоящему Соглашению.

6.3. При создании (модернизации) комплексов и устройств РЗА и необходимых для обеспечения их функционирования СДТУ, Стороны обязаны руководствоваться ПТФ, Требованиями к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами РЗА, а также к принципам функционирования устройств и комплексов РЗА, утвержденными приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 101 (далее – Требования к оснащению устройствами РЗА), Требованиями к каналам связи для функционирования РЗА, утвержденными приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 97 (далее – Требования к каналам связи для функционирования РЗА), Требованиями к релейной защите и автоматике различных видов и ее функционированию в составе энергосистемы, утвержденными приказом Минэнерго России от 10.07.2020 № 546 (далее – Требования к функционированию РЗА), Правилами создания (модернизации) комплексов и устройств релейной защиты и автоматики в энергосистеме, утвержденными приказом Минэнерго России от 13.07.2020 № 556 (далее – Правила создания (модернизации) РЗА), а также положениями регламента, указанного в п. 1.3 Приложения № 1 к настоящему Соглашению, Приложения № 4 к настоящему Соглашению и требованиями соответствующих стандартов, указанных в Приложении № 1 к настоящему Соглашению, обеспечивать учет и выполнение требований указанных документов.

6.4. Для ввода в работу построенных (реконструированных, модернизированных, технически перевооруженных) объектов электросетевого хозяйства МРСК номинальным классом напряжения 110 кВ и выше, нового (модернизированного) электротехнического оборудования и/или комплексов и устройств РЗА, СДТУ МРСК (РСК) обязана обеспечить выполнение требований ПТФ, Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861, Правил ввода объектов

электроэнергетики, их оборудования и устройств в работу в составе энергосистемы, утвержденных приказом Минэнерго России от 15.01.2024 № 7, и иных нормативных правовых актов Минэнерго России, утверждаемых в соответствии с ПТФ, в том числе:

6.4.1. При необходимости изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния действующих ЛЭП, оборудования и устройств, относящихся к объектам диспетчеризации, для ввода, построенного (реконструированного) объекта электросетевого хозяйства МРСК, в работу направить в РДУ предложение о включении таких объектов диспетчеризации в сводный месячный график ремонта.

6.4.2. Разрабатывать в соответствии с требованиями Правил переключений в электроустановках и представлять для рассмотрения и согласования в РДУ комплексные программы по включению нового (реконструированного, модернизированного) оборудования подстанций и ЛЭП, относящихся к объектам диспетчеризации и/или для ввода в работу которых необходимо изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации, не менее чем за 14 дней до планируемой даты ввода их в работу.

Оформление, подача, рассмотрение и согласование диспетчерских заявок на ввод в работу нового (реконструированного, модернизированного) объекта диспетчеризации осуществляется в порядке, предусмотренном положением, указанным в п. 2.7 Приложения № 1 к настоящему Соглашению.

6.4.3. Представлять для рассмотрения и согласования в РДУ комплексные программы по включению нового (реконструированного, модернизированного) оборудования подстанций и ЛЭП потребителей электрической энергии, указанных в п. 2.12 настоящего Соглашения, относящихся к объектам диспетчеризации и/или для ввода в работу которых необходимо изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации, не менее чем за 14 дней до планируемой даты ввода их в работу.

6.5. Системный оператор осуществляет формирование и поддержание в актуальном состоянии цифровых информационных и перспективных расчетных моделей электроэнергетических систем. Системный оператор обязан:

6.5.1. Предоставлять МРСК доступ к фрагментам цифровых информационных моделей электроэнергетических систем в части сведений о принадлежащих МРСК объектах электросетевого хозяйства в соответствии с Порядком раскрытия цифровых информационных моделей электроэнергетических систем и предоставления системным оператором иным субъектам электроэнергетики, потребителям электрической энергии и проектным организациям перспективных расчетных моделей электроэнергетических систем или фрагментов таких моделей для целей перспективного развития электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России от 17.02.2023 № 82 (далее – Порядок предоставления ПИМ и ПРМ).

6.5.2. Предоставлять МРСК (РСК) в соответствии с Порядком предоставления ПИМ и ПРМ и при соблюдении предусмотренных им условий перспективные расчетные модели электроэнергетических систем или их фрагменты для выполнения расчетов установившихся режимов, статической устойчивости и расчетов токов короткого замыкания в целях разработки предложений в отношении перечня мероприятий, необходимых для устранения причин, по которым вывод объекта диспетчеризации из эксплуатации невозможен, проектной документации на строительство (реконструкцию, модернизацию, техническое перевооружение) объекта электросетевого хозяйства, в том числе на создание (модернизацию)

комплексов и устройств РЗА.

6.6. Системный оператор обязан предоставлять МРСК доступ к картам-схемам развития электроэнергетических систем в соответствии с Порядком и условиями доступа органов государственной власти и субъектов электроэнергетики к картам-схемам развития электроэнергетических систем, утвержденными приказом Минэнерго России от 01.03.2024 № 161 (далее – Порядок доступа к картам-схемам развития энергосистем).

6.7. МРСК вправе:

6.7.1. Запрашивать и получать доступ к фрагментам цифровых информационных моделей электроэнергетических систем в части информации об объектах электросетевого хозяйства МРСК в соответствии с Порядком предоставления ПИМ и ПРМ.

6.7.2. Запрашивать у Системного оператора и получать перспективные расчетные модели электроэнергетических систем или их фрагменты в целях проведения расчетов и разработки документации, указанной в п. 6.5.2 настоящего Соглашения, в соответствии с Порядком предоставления ПИМ и ПРМ.

6.8. Запрашивать у Системного оператора и получать доступ к картам-схемам развития электроэнергетических систем в соответствии с Порядком доступа к картам-схемам развития энергосистем.

7. Порядок взаимодействия Сторон по вопросам эксплуатации объектов электросетевого хозяйства МРСК

7.1. РСК (МРСК) обязана соблюдать требования к техническому состоянию и эксплуатации ЛЭП, электросетевого оборудования, комплексов и устройств РЗА оборудования и устройств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности, СДТУ, автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электрической энергии, предусмотренные ПТЭ, иными нормативными правовыми актами и нормативно-техническими документами, в том числе указанными в Приложении № 1 к настоящему Соглашению.

7.2. РДУ (ОДУ) вправе осуществлять, в том числе (по согласованию с МРСК (РСК)) с выездом на подстанции, контроль выполнения МРСК требований по эксплуатации и оперативному обслуживанию устройств РЗА, находящихся в его диспетчерском управлении или ведении.

7.3. Представители РДУ (ОДУ) вправе принимать участие в качестве контролирующих лиц в проводимых РСК (МРСК) противоаварийных тренировках по отработке действий оперативного персонала при вводе графиков временного отключения потребления электрической энергии (специализированные тренировки).

7.4. РСК (МРСК) обязана:

7.4.1. Поддерживать ЛЭП, оборудование подстанций, устройства РЗА и СДТУ МРСК в эксплуатационной готовности и обеспечивать их работоспособность в соответствии с документами, указанными в Приложении № 1 к настоящему Соглашению, и нормативными документами.

7.4.2. Выполнять нормативные требования по эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту ЛЭП, оборудования и устройств, соблюдать утвержденные РДУ (ОДУ) сводные годовые и месячные графики ремонта объектов диспетчеризации.

7.4.3. Предоставлять РДУ по запросу документы и информацию о техническом состоянии ЛЭП, оборудования и устройств подстанций МРСК, относящихся к объектам диспетчеризации, в порядке, установленном нормативными правовыми

актами и настоящим соглашением.

7.4.4. Принимать участие в проводимых Системным оператором межсистемных (общесистемных) противоаварийных тренировках.

7.4.5. В соответствии с Правилами работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации, утвержденными приказом Минэнерго России от 22.09.2020 № 796, обеспечивать возможность посещения диспетчерским персоналом, а также по согласованию между РДУ и РСК иным дежурным персоналом Системного оператора, ЦУС и объектов электросетевого хозяйства МРСК в целях ознакомления с особенностями их функционирования в порядке, установленном положениями о технологическом взаимодействии, утверждаемыми в соответствии с п. 2.3 настоящего соглашения.

7.5. При планируемом изменении юридического лица, осуществляющего эксплуатационное обслуживание, включая оперативное обслуживание, ЛЭП и подстанций МРСК, в состав которых входят объекты диспетчеризации, МРСК (РСК) не менее чем за 2 (два) месяца до передачи функций по эксплуатационному обслуживанию другому лицу письменно уведомляет об этом РДУ. МРСК (РСК) обязана предоставить в РДУ копию договора и (или) иного документа, определяющего распределение функций, прав, обязанностей по эксплуатационному обслуживанию соответствующих ЛЭП и подстанций между МРСК (РСК) и таким лицом и порядок взаимодействия между ними по вопросам, урегулированным настоящим Соглашением.

7.6. При организации и проведении плавки гололеда на проводах и грозозащитных тросах воздушных ЛЭП и воздушных участков кабельно-воздушных ЛЭП (далее – ВЛ) Системный оператор (ОДУ, РДУ) и МРСК (РСК) руководствуются Требованиями по плавке гололеда на проводах и грозозащитных тросах линий электропередачи, утвержденными приказом Минэнерго России от 19.12.2018 № 1185.

РСК (МРСК) обязана предоставлять в РДУ:

- карты районирования по гололеду, используемые РСК (МРСК), - в соответствии с указанными в абзаце первом настоящего пункта требованиями и данные о климатических условиях прохождения ВЛ (районы климатических условий по гололеду в соответствии с проектной документацией и районы действующих климатических условий по гололеду с указанием опор и участков ВЛ) в табличном виде по формам в соответствии с паспортами ВЛ;

- следующую оперативную информацию о параметрах гололедообразования на проводах и грозозащитных тросах ВЛ классом напряжения 110 кВ и выше в течение 24 (двадцати четырех) часов с момента выявления факта образования гололедно-изморозевых отложений, параметры которых соответствуют IV и выше району по гололеду:

- в отношении ЛЭП или их участков, не оснащенных автоматизированной системой мониторинга гололедообразования, – места образования выявленных гололедно-изморозевых отложений, размеры, толщина стенки, плотность и вид гололедно-изморозевых отложений, скорость ветра и температура окружающего воздуха в месте их образования;

- в отношении ЛЭП или их участков, оснащенных автоматизированной системой мониторинга гололедообразования, – весовая нагрузка отложений, а при наличии данных - также информация о скорости ветра, температуре и влажности окружающего воздуха в местах установки датчиков мониторинга гололедообразования.

7.7. Взаимодействие Сторон при организации и проведении межсистемных,

общесистемных и специализированных противоаварийных тренировок должно осуществляться в порядке, установленном Правилами проведения противоаварийных тренировок в организациях электроэнергетики Российской Федерации, утвержденными приказом Минэнерго России от 26.01.2021 № 27.

7.8. При проведении расчетов токов короткого замыкания (далее – ТКЗ), предоставлении информации для расчета ТКЗ, осуществлении проверки соответствия оборудования расчетным уровням ТКЗ, разработке, согласовании и реализации на объектах электросетевого хозяйства МРСК мероприятий по ограничению уровней ТКЗ и (или) замене необходимого оборудования для обеспечения его соответствия уровням ТКЗ, а также реализации оперативных мероприятий схемного и режимного характера по ограничению ТКЗ Стороны осуществляют взаимодействие в порядке, установленном Правилами взаимодействия субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии по вопросам координации уровней токов короткого замыкания, утвержденными приказом Минэнерго России от 15.01.2024 № 5.

8. Порядок взаимодействия Сторон при расследовании причин технологических нарушений (аварий) в электроэнергетике

8.1. В соответствии с порядком, установленным Правилами расследования причин аварий в электроэнергетике, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 28.10.2009 № 846 (далее – Правила расследования аварий), РСК (МРСК) обеспечивает расследование причин аварий на объектах электросетевого хозяйства МРСК, за исключением аварий на объектах электросетевого хозяйства МРСК, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора (его территориальными органами).

РДУ (ОДУ) по согласованию с РСК (МРСК) вправе участвовать в расследовании причин аварий, произошедших на объектах электросетевого хозяйства МРСК, в составе созданных РСК (МРСК) комиссий.

8.2. Системный оператор участвует в расследовании причин аварий на объектах электросетевого хозяйства МРСК в составе комиссий, созданных федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора (его территориальными органами).

8.3. Системный оператор выполняет анализ основных причин аварийности в операционной зоне РДУ и разрабатывает мероприятия, направленные на повышение надежности функционирования электроэнергетической системы и объектов электроэнергетики. РДУ по запросу РСК предоставляют результаты ежегодного анализа причин аварийности на объектах электросетевого хозяйства РСК.

8.4. РСК (МРСК) обязана:

8.4.1. Предоставлять Системному оператору (РДУ, ОДУ) в соответствии с Правилами расследования аварий и принятыми в соответствии с ними нормативными правовыми актами Минэнерго России:

– оперативную информацию об авариях и иных нештатных ситуациях на объектах электросетевого хозяйства МРСК и на энергообъектах потребителей электрической энергии, указанных в п. 2.12 настоящего Соглашения. Системный оператор (РДУ, ОДУ) дополнительно информирует РСК (МРСК) о критериях аварий и иных нештатных ситуаций на объектах электроэнергетики, информация о которых подлежит передаче в соответствии с требованиями нормативных правовых актов;

– результаты расследования причин аварий на объектах электросетевого хозяйства МРСК напряжением 110 кВ и выше, оформленные в соответствии с Правилами расследования аварий, в 3-дневный срок после завершения расследования с использованием автоматизированного рабочего места или программного комплекса, интегрированных с единым специализированным программным комплексом учета и анализа аварийности в электроэнергетике Российской Федерации «База аварийности в электроэнергетике»;

– ежемесячно, до 10 числа месяца, следующего за отчётным, информацию о выполнении (ходе выполнения, причинах невыполнения) противоаварийных мероприятий, разработанных по результатам расследования причин аварий в электроэнергетике, подлежащих расследованию в соответствии с п. 4 Правил расследования аварий.

8.4.2. Участвовать в порядке, установленном Правилами расследования аварий, в расследовании причин аварий на объектах электроэнергетики иных субъектов электроэнергетики, на которых произошла авария, приведшая к повреждению оборудования или отключению объектов электросетевого хозяйства МРСК, в составе комиссий, созданных уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, или комиссиях иных субъектов электроэнергетики.

8.4.3. При создании комиссии и проведении расследования причин аварий руководствоваться Едиными подходами к организации расследования и учёту аварий в электроэнергетике, указанными в пункте 7.7 Приложения № 1 к настоящему Соглашению.

8.4.4. По запросу Системного оператора (РДУ, ОДУ) предоставлять информацию обо всех происшедших нарушениях нормального режима и о ходе аварийно-восстановительных работ на объектах электросетевого хозяйства РСК (МРСК), относящихся к объектам диспетчеризации.

8.4.5. Выполнять мероприятия, направленные на повышение надежности функционирования объектов электросетевого хозяйства МРСК, разработанные совместно с Системным оператором или по согласованию с ним по результатам анализа основных причин аварийности на объектах электросетевого хозяйства МРСК.

8.5. Системный оператор (РДУ) обязан предоставлять по запросу РСК (МРСК) имеющуюся у него информацию о результатах расследования причин аварий, которые привели к отключениям и (или) повреждениям объектов электросетевого хозяйства МРСК.

8.6. РСК (МРСК) обязаны предварительно согласовать с соответствующим РДУ допустимость (по условиям электроэнергетического режима энергосистемы) переноса сроков выполнения противоаварийных мероприятий, разработанных по результатам расследования причин аварий в электроэнергетике комиссией, созданной федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора (его территориальным органом), с участием представителей Системного оператора.

8.7. Системный оператор (РДУ) вправе запрашивать у РСК (МРСК) дополнительную информацию об авариях и иных нарушениях нормального режима, произошедших на объектах электросетевого хозяйства МРСК. Списки персонала РДУ, уполномоченного на направление указанных запросов, ежегодно доводятся РДУ до РСК.

9. Организация обмена технологической информацией

9.1. Информационный обмен по вопросам, урегулированным настоящим

Соглашением (в том числе в отношении энергообъектов потребителей электрической энергии, указанных в п. 2.12 Соглашения), осуществляется между РДУ и РСК, подстанциями МРСК, расположенными в границах операционных зон соответствующих диспетчерских центров. Порядок такого информационного обмена определяется настоящим Соглашением (включая приложения к нему) и документами, разработанными и утвержденными Сторонами в соответствии с пунктами 1.3, 2.3 настоящего Соглашения.

9.2. Обмен технологической информацией между Сторонами обеспечивается системами сбора и передачи информации (далее – ССПИ), а также системами обмена другими видами технологической информации, в том числе системой межмашинного обмена, посредством Web-обмена и электронной почты.

9.3. МРСК обязана:

9.3.1. Организовать и обеспечивать круглосуточную работу двух независимых каналов связи между подстанциями, ЦУС и соответствующим РДУ для передачи в режиме реального времени диспетчерских команд и информации о технологическом режиме работы объектов диспетчеризации, необходимой для управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России.

В случае отсутствия (потери) связи между подстанцией и/или ЦУС и соответствующим РДУ персонал РСК и персонал РДУ (в пределах зоны эксплуатационной ответственности РДУ) обязаны принять меры к восстановлению связи. При этом на период до восстановления связи должны быть использованы любые доступные виды связи.

9.3.2. Привести ССПИ объектов электросетевого хозяйства МРСК в соответствие Техническим требованиями по организации обмена с диспетчерскими центрами информацией, необходимой для управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России, указанными в Приложении № 4 к настоящему Соглашению (далее – Технические требования), в установленном настоящим разделом Соглашения порядке и обеспечивать обмен технологической информацией в соответствии с данными Техническими требованиями.

9.3.3. Обеспечить передачу в РДУ технологической информации о технологическом режиме работы и эксплуатационном состоянии энергообъектов потребителей электрической энергии, указанных в п. 2.12 настоящего Соглашения, в том числе телеметрической информации в соответствии с Техническими требованиями.

9.4. В целях приведения ССПИ объектов электросетевого хозяйства МРСК в соответствие с Техническими требованиями МРСК и Системный оператор осуществляют взаимодействие в соответствии с Регламентом взаимодействия РДУ и РСК при модернизации (расширении) систем сбора и передачи информации объектов электросетевого хозяйства МРСК (Приложение № 5 к настоящему Соглашению).

9.5. РСК и РДУ ежегодно обмениваются списками лиц (с указанием контактной информации), ответственных за эксплуатационное обслуживание СДТУ и оперативное устранение неисправностей оборудования и устройств СДТУ, влекущих нарушение обмена технологической информацией либо нарушения в работе каналов связи между объектами электросетевого хозяйства МРСК, ЦУС и РДУ. Порядок взаимодействия персонала РДУ и РСК, обслуживающего СДТУ, определяется регламентом, указанным в п. 1.2 Приложения № 1 к настоящему Соглашению.

9.6. Стороны обязуются оперативно информировать друг друга о выявленных случаях неисправности в работе СДТУ объектов электросетевого хозяйства МРСК и в границах своей эксплуатационной ответственности выполнять необходимые оперативные действия по их устранению.

9.7. При необходимости изменения схемы информационного обмена между РСК (соответствующими объектами электросетевого хозяйства МРСК) и РДУ такое изменение может осуществляться только по предварительному согласованию с РДУ.

10. Порядок взаимодействия при создании (модернизации) и эксплуатации комплексов и устройств РЗА

10.1. При создании (модернизации) и организации эксплуатации комплексов и устройств РЗА, в том числе при строительстве (реконструкции) объектов электросетевого хозяйства МРСК и их технологическом присоединении к электрическим сетям, Стороны обеспечивают выполнение ПТФ, Правил создания (модернизации) РЗА, Требований к функционированию РЗА, Требований к оснащению устройствами РЗА, Требований к каналам связи для функционирования РЗА, Правил технического обслуживания устройств и комплексов релейной защиты и автоматики, утвержденных приказом Минэнерго России от 13.07.2020 № 555 (далее – Правила технического обслуживания РЗА), а также требований настоящего раздела и раздела 6 Соглашения и положений стандартов, указанных в Приложении № 1 к настоящему Соглашению.

При организации и осуществлении технического учета и анализа функционирования устройств (комплексов) РЗА и реализованных в них функций РЗА, разработке и реализации мероприятий по повышению надежности их работы, предоставлении данных для анализа работы и устранения причин неправильного функционирования РЗА Стороны обеспечивают выполнение требований ПТФ и Правил технического учета и анализа функционирования релейной защиты и автоматики, утвержденных приказом Минэнерго России от 08.02.2019 № 80 (далее – Правила технического учета РЗА), в том числе:

- определяют и обмениваются списками работников из числа административно-технического персонала, уполномоченных осуществлять обмен информацией для проведения технического учета РЗА и анализа функционирования РЗА, с указанием адресов электронной почты, с использованием которых осуществляется указанный информационный обмен, и уведомляют друг друга о внесенных в них изменениях;

- осуществляют в порядке, предусмотренном положением, указанным в пункте 1.1 Приложения № 1 к настоящему Соглашению, взаимодействие для обеспечения целостности и совместимости данных технического учета РЗА, обеспечения взаимосогласованного внесения изменений в справочные данные, используемые для технического учета РЗА, устранения расхождений в таких данных у РСК и РДУ, а также обеспечения корректной оценки работы устройств РЗА и реализованных в их составе функций РЗА и корректного распределения случаев неправильной работы по видам технических и организационных причин.

При выдаче и выполнении заданий по настройке устройств РЗА Стороны осуществляют взаимодействие в соответствии с ПТФ и Правилами взаимодействия субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при подготовке, выдаче и выполнении заданий по настройке устройств релейной защиты и автоматики, утвержденными приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 100 (далее – Правила

взаимодействия при настройке устройств РЗА), с учетом установленного между Системным оператором (ОДУ, РДУ) и МРСК (РСК) распределения функций по выполнению расчетов и выбору параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования комплексов и устройств РЗА.

При определении и контроле режима заземления нейтралей силовых трансформаторов высшим классом напряжения 110, 220 кВ Стороны осуществляют взаимодействие в соответствии с регламентом, указанным в п. 7.5 Приложения № 1 к настоящему Соглашению.

10.1.1. Для исполнения требований Правил взаимодействия при настройке устройств РЗА:

10.1.1.1. МРСК (РСК) не позднее чем за 2 (два) месяца до выдачи заданий по настройке предоставляют в РДУ бланки уставок, содержащие перечень всех параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования, предусмотренных производителем устройства РЗА, в неотредактируемом и редактируемом форматах (офисное программное обеспечение), которые должны содержать: указание типа устройства, номер версии программного обеспечения, перечень всех параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования, предусмотренных производителем устройства РЗА с указанием их наименований, адресов (при их наличии), допустимых диапазонов значений, задаваемых аналоговых параметров настройки, без указания выбранных параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования.

10.1.1.2. При изменении производителем устройства РЗА версии программного обеспечения устройства или внесении иных изменений, касающихся требований к выбору параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования, МРСК (РСК) должна в письменной форме подтвердить возможность применения ранее направленного бланка или направить новый бланк в течение пяти рабочих дней со дня получения информации о внесении указанных изменений от производителя устройств РЗА.

10.1.1.3. Задание ДЦ по настройке устройства РЗА оформляется с применением указанных бланков уставок как для новых (модернизируемых), так и для существующих устройств РЗА при наличии необходимости выдачи задания в связи с пересмотром параметров настройки (уставок) или при корректировке алгоритма функционирования.

10.1.1.4. РДУ при оформлении задания по настройке устройства РЗА с применением бланка уставок, полученного от МРСК (РСК) в соответствии с п. 10.1.1.1 настоящего Соглашения:

10.1.1.4.1. Заполняет только те строки/графы в бланке уставок, где указываются параметры настройки (уставки) и алгоритмы функционирования, которые выбирает РДУ в соответствии с п. 16 Правил взаимодействия при настройке устройств РЗА. При этом РДУ не удаляет из формы бланка те строки/графы, где указываются параметры настройки (уставки) и алгоритмы функционирования, которые должен выбирать МРСК (РСК), оставляя их незаполненными. Если при заполнении бланка некоторые параметры настройки (уставки) или алгоритмы функционирования, выбираемые РДУ, не требуется задавать, то при заполнении значения параметра настройки (уставки) или алгоритма функционирования в соответствующей строке/графе указывается предусмотренное производителем устройства РЗА значение, соответствующее его выведенному состоянию (например: «Выведена», «OFF», «ОТКЛ», задание значения параметра, гарантированно

обеспечивающего несрабатывание функции, предусмотренное в таких случаях производителем устройства РЗА и др.).

10.1.1.4.2. Если при формировании задания РДУ по настройке устройства РЗА функция, параметры настройки (уставки) и алгоритмы функционирования которой выбираются РДУ, не используется, то:

– в бланке должно быть указано предусмотренное производителем устройства РЗА значение, соответствующее выведенному состоянию функции (например: «Выведена», «OFF», «ОТКЛ», задание значения параметра, гарантированно обеспечивающего несрабатывание функции, предусмотренное в таких случаях производителем устройства РЗА и др.);

– параметры настройки этой функции должны быть удалены из бланка.

10.1.1.4.3. В задании по настройке устройства РЗА указывает, что все незаполненные в бланке параметры настройки (уставки) и алгоритмы функционирования заполняются МРСК (РСК) при подготовке задания по настройке устройства РЗА МРСК (РСК).

10.1.1.4.4. Дополнительно к заданию по настройке устройства РЗА направляет в МРСК (РСК) бланк уставок с параметрами настройки (уставками) и алгоритмами функционирования в редактируемом формате (офисное программное обеспечение).

10.2. Наряду с реализацией прав и обязанностей, предусмотренных указанными в п. 10.1 Соглашения документами, РДУ:

10.2.1. Задает объемы нагрузки потребителей электрической энергии, подключаемой под действие противоаварийной автоматики (далее – ПА), в том числе автоматической частотной разгрузки (АЧР), распределяет их по своей операционной зоне и выдает соответствующие задания РСК в порядке, установленном Правилами разработки и применения графиков аварийного ограничения.

10.2.2. Представляет в РСК в отношении ЛЭП и оборудования подстанций РСК, а также энергообъектов потребителей электрической энергии, указанных в п. 2.12 Соглашения:

– перечень ЛЭП и оборудования, не обеспеченных дальним резервированием устройствами релейной защиты, расчет и выбор параметров настройки (уставок) которых осуществляет РДУ;

– перечень вынужденных отступлений от требований селективности устройств релейной защиты ЛЭП и оборудования, расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования которых осуществляет РДУ.

10.2.3. Осуществляет совместно с РСК выборочные проверки эксплуатационного состояния устройств АЧР, установленных на объектах электросетевого хозяйства МРСК, а также на энергообъектах потребителей электрической энергии, энергопринимающие установки которых технологически присоединены к электрическим сетям МРСК и (или) в отношении которых МРСК заключены договоры об оказании услуг по передаче электрической энергии, и объемов нагрузки потребления (присоединений и фидеров), подключенных под действие таких устройств АЧР.

10.2.4. Направляют в РСК задания по устранению причин неправильного функционирования устройств (комплексов) РЗА, разработанные в соответствии с Правилами технического учета РЗА.

10.3. Наряду с реализацией прав и обязанностей, предусмотренных указанными в п. 10.1 Соглашения документами, МРСК (РСК) обязана:

10.3.1. Обеспечивать размещение, работоспособность и организацию

эксплуатации комплексов и устройств РЗА в соответствии с требованиями законов, других нормативных правовых актов, нормативно-технической документации, разработанными в соответствии с ними требованиями РДУ и настоящим Соглашением.

10.3.2. Обеспечивать учет информации, полученной в соответствии с п. 10.2.2 Соглашения, при:

- формировании и подаче в РДУ предложений в сводные годовые графики ремонта ЛЭП и электросетевого оборудования, технического обслуживания устройств РЗА и подаче диспетчерских заявок;
- оценке работы устройств РЗА и реализованных в их составе функций;
- формировании мероприятий по обеспечению ближнего резервирования в рамках разработки программ повышения надежности;
- формировании инвестиционных программ в случае принятия решения о необходимости создания (модернизации) устройств РЗА.

Обеспечивать передачу информации, полученной от РДУ в соответствии с п. 10.2.2 настоящего Соглашения, указанным в п. 2.12 настоящего Соглашения потребителям электрической энергии в отношении энергообъектов таких потребителей.

10.3.3. Выполнять задания РДУ по объемам, очередности и местам (районам) подключения нагрузки под действие противоаварийной автоматики, параметрам настройки комплексов и устройств ПА.

10.3.4. Обеспечивать реализацию управляющих воздействий ПА на объекты электросетевого хозяйства МРСК, а в случае установки устройств ПА на энергопринимающих установках потребителей электрической энергии, технологически присоединённых к электрическим сетям МРСК, - также обеспечивать их надёжное функционирование, настройку в соответствии с требованиями РДУ и возможность своевременной реализации управляющих воздействий ПА (за исключением случаев, когда договором об оказании услуг по передаче электрической энергии предусмотрено, что указанные действия потребитель электрической энергии совершает самостоятельно).

10.3.5. Разрабатывать графики подключения энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, присоединенных к электрическим сетям МРСК, под действие устройств АЧР, дополнительной автоматической разгрузки (ДАР) и частотного автоматического повторного включения (ЧАПВ) в соответствии с заданиями РДУ и представлять их в РДУ.

10.3.6. Информировать РДУ о выполнении заданий РДУ по подключению объектов электросетевого хозяйства МРСК и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, технологически присоединенных к электрическим сетям МРСК, под действие ПА и об изменении параметров настройки устройств ПА, в том числе представлять в РДУ сведения о фактическом подключении объектов электросетевого хозяйства МРСК и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии под действие АЧР и иных видов ПА, действующей на отключение нагрузки, с указанием величины отключаемой мощности и объектов электросетевого хозяйства МРСК, подключенных под действие АЧР и иных видов ПА, действующей на отключение нагрузки.

10.3.7. Выполнять задания РДУ по настройке устройства РЗА, выданные в соответствии Правилами взаимодействия при настройке устройств РЗА.

10.3.8. Выполнять задания РДУ по устранению причин неправильного

функционирования устройств (комплексов) РЗА, выданные в соответствии с Правилами технического учета РЗА.

10.3.9. В соответствии с Правилами разработки и применения графиков аварийного ограничения предоставлять в РДУ информацию о выполнении заданий по параметрам настройки АЧР, о прогнозных объемах управляющих воздействий АЧР в предстоящий осенне-зимний период, а также сведения о настройке и объемах управляющих воздействий АЧР и иных видов ПА по данным контрольных и внеочередных замеров.

10.3.10. Обеспечивать представителям РДУ доступ на свои объекты для совместного проведения выборочных проверок эксплуатационного состояния устройств АЧР, установленных на объектах электросетевого хозяйства МРСК, и объемов нагрузки потребления (присоединений и фидеров), подключенных под действие устройств АЧР, а также осуществлять взаимодействие с потребителями электрической энергии, указанными в п. 10.2.3 настоящего Соглашения, в целях обеспечения проведения соответствующих проверок на энергообъектах таких потребителей электрической энергии. Выполнять мероприятия по устранению выявленных недостатков в работе устройств АЧР, определенные по результатам указанных проверок, в согласованные с РДУ сроки.

10.3.11. Предоставлять с периодичностью, определенной Правилами предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденными приказом Минэнерго России от 20.12.2022 № 1340, информацию (с указанием диспетчерских наименований объектов электроэнергетики, на которых установлены устройства РЗА) об использовании для мониторинга функционирования микропроцессорных устройств РЗА автоматизированной системы мониторинга и анализа функционирования устройств РЗА, обеспечивающей выполнение функций такого мониторинга в соответствии с Правилами технического обслуживания РЗА.

10.3.12. Осуществлять взаимодействие с РДУ при оформлении и актуализации исполнительных схем устройств РЗА и вторичного оборудования в соответствии с Едиными требованиями к информационному обмену между филиалами АО «СО ЕЭС» и сетевыми организациями, являющимися дочерними обществами (филиалами дочерних обществ) ПАО «Россети» при оформлении, актуализации и внесении изменений в исполнительные схемы устройств РЗА и вторичного оборудования, указанными в п. 7.10 Приложения № 1 к настоящему Соглашению.

11. Осуществление контрольных и внеочередных замеров

11.1. Контрольные замеры потокораспределения, нагрузок и уровней напряжения производятся 2 раза в год – в третью среду июня и третью среду декабря.

РДУ осуществляют организацию проведения контрольных замеров на объектах электросетевого хозяйства МРСК с определением даты проведения, требуемого объема, формы и сроков представления информации в соответствии с Правилами предоставления информации. Задание должно быть направлено РДУ в РСК не позднее, чем за 20 дней до дня проведения контрольного замера.

РСК обеспечивают по заданию соответствующих РДУ проведение замеров параметров оборудования и режима в характерные дни и часы контрольных замеров.

11.2. РДУ также организуют, а РСК обеспечивают проведение по заданию РДУ внеочередных замеров (по присоединениям и энергопринимающим устройствам,

подключенным под действие противоаварийной автоматики и/или включенным в графики аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)), – не чаще чем раз в месяц, иных замеров потокораспределения, нагрузок и уровней напряжения – не чаще чем раз в квартал.

11.3. РСК также организуют проведение собственниками или иными законными владельцами объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств, технологически присоединенных к электрическим сетям РСК, контрольных, внеочередных и иных замеров на указанных объектах электроэнергетики (энергопринимающих устройствах) либо непосредственно осуществляют замеры на соответствующих объектах (устройствах) в случае, если договором об оказании услуг по передаче электрической энергии или договором энергоснабжения предусмотрено, что указанные действия выполняют РСК.

11.4. РСК предоставляют в РДУ результаты проведенных ими контрольных, внеочередных и иных замеров, а также результаты организованных ими замеров на объектах электроэнергетики и энергопринимающих устройствах, технологически присоединенных к электрическим сетям РСК в установленном РДУ формате, соответствующем требованиям Правил предоставления информации в следующие сроки:

- результаты замеров параметров электрического режима в течение 15 рабочих дней со дня проведения соответствующего замера;
- результаты замеров величин нагрузок по присоединениям и энергопринимающим устройствам, подключенным под действие противоаварийной автоматики и (или) включенным в графики аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), в дни зимних и летних контрольных замеров - ежегодно до 1 сентября отчетного года и до 20 февраля года, следующего за отчетным;
- результаты иных замеров - в течение 15 рабочих дней с даты проведения замеров.

12. Ответственность Сторон

12.1. За невыполнение или ненадлежащее выполнение своих обязательств по настоящему Соглашению Стороны несут ответственность в соответствии с законодательством Российской Федерации.

12.2. Убытки, причиненные МРСК действиями (бездействием) Системного оператора, действовавшего с превышением своих полномочий, возмещаются в соответствии с законодательством Российской Федерации в порядке, предусматривающем возмещение реального ущерба в полном объеме и упущенной выгоды в случае, если в судебном порядке будет доказано, что указанные действия (бездействие) совершены умышленно или по грубой неосторожности.

13. Изменение условий Соглашения

13.1. Настоящее Соглашение может быть изменено по соглашению Сторон путем оформления дополнительных соглашений к нему.

13.2. Если после заключения настоящего Соглашения принят федеральный закон или иной нормативный правовой акт в сфере электроэнергетики, устанавливающий обязательные для Сторон правила, иные, чем те, которые действовали при заключении настоящего Соглашения, Стороны должны привести настоящее Соглашение в соответствие с вновь принятыми федеральным законом

или иными нормативными правовыми актами в сфере электроэнергетики.

До внесения изменений в настоящее Соглашение в целях приведения его условий в соответствие с федеральным законом или иными нормативными правовыми актами в сфере электроэнергетики, принятыми после заключения настоящего Соглашения, условия настоящего Соглашения применяются к отношениям Сторон в части, не противоречащей указанным федеральному закону или иным нормативным правовым актам, начиная с момента вступления положений соответствующих актов в силу.

13.3. В случае заключения между МРСК и организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью (далее - ЕНЭС) договора о порядке использования объекта (объектов) электросетевого хозяйства МРСК, входящих в ЕНЭС (за исключением договоров аренды объектов электросетевого хозяйства, входящих в ЕНЭС, заключаемых между организацией по управлению ЕНЭС и МРСК), МРСК обязана:

13.3.1. Не менее чем за два месяца письменно уведомить Системного оператора о планируемом заключении указанного договора.

13.3.2. Предоставить в ДЦ копию договора о порядке использования объекта (объектов) электросетевого хозяйства МРСК, определяющего распределение функций, прав, обязанностей по эксплуатации соответствующих ЛЭП, оборудования и устройств объекта электроэнергетики между МРСК и организацией по управлению ЕНЭС и порядок взаимодействия между ними по вопросам, урегулированным настоящим Соглашением.

При необходимости Стороны вносят в настоящее Соглашение соответствующие изменения.

13.4. В случае перехода права собственности или иного права на объекты электросетевого хозяйства МРСК к другому лицу (далее - Приобретатель) в результате возмездного или безвозмездного отчуждения указанных объектов, передачи их в аренду или безвозмездное пользование, совершения МРСК иных действий по распоряжению данным имуществом, а также перехода прав на указанные объекты в порядке универсального правопреемства МРСК обязана:

– не менее чем за два месяца письменно уведомить Системного оператора о предстоящем переходе права собственности или иного права на указанные объекты электросетевого хозяйства;

– уведомить Приобретателя о наличии обязательств по настоящему Соглашению;

– направить в ДЦ копии документов, подтверждающих переход права собственности или иного права на соответствующие объекты электросетевого хозяйства к приобретателю, в течение 10 (десяти) календарных дней со дня подписания таких документов.

В случае реорганизации МРСК, влекущей переход права собственности на объекты электросетевого хозяйства к другому лицу (правопреемнику), права и обязанности МРСК по настоящему Соглашению переходят к ее правопреемнику в соответствии с передаточным актом, утвержденным уполномоченным органом управления МРСК, с момента завершения реорганизации.

13.5. При планируемой смене юридического или физического лица, осуществляющих все или часть функций по эксплуатации объекта электросетевого хозяйства МРСК, МРСК обязана:

– не менее чем за 2 месяца до передачи функций по эксплуатации объекта

электросетевого хозяйства другому лицу письменно уведомить об этом Системного оператора;

– предоставить в ДЦ копию договора и (или) иного документа, определяющего распределение функций, прав, обязанностей по эксплуатации соответствующего объекта электросетевого хозяйства между МРСК и другим лицом, а также порядок взаимодействия между ними по вопросам, урегулированным настоящим Соглашением.

13.6. В случае определения РСК (МРСК) в качестве системообразующей территориальной сетевой организации (далее – СТСО) и передаче ей во временное владение и пользование объектов электросетевого хозяйства на основании договора о порядке ликвидации на основании решений штаба по обеспечению безопасности электроснабжения последствий аварийных ситуаций на объектах электросетевого хозяйства, а также об использовании объектов электросетевого хозяйства в случае несоответствия владельца объектов электросетевого хозяйства критериям отнесения к территориальным сетевым организациям (далее – ТСО), установленным Правительством Российской Федерации, или его отказа от осуществления деятельности в качестве ТСО для оказания услуг по передаче электрической энергии либо технологического присоединения энергопринимающих устройств или объектов электроэнергетики или на основании соглашения между СТСО, ТСО, собственником принадлежащих ТСО объектов электросетевого хозяйства (если у ТСО отсутствуют права на передачу прав владения и пользования объектами электросетевого хозяйства), а также штабом по обеспечению безопасности электроснабжения соответствующего субъекта Российской Федерации, уведомить ОДУ (РДУ), к объектам диспетчеризации которых относятся ЛЭП, оборудование и устройства таких объектов электросетевого хозяйства, о принятии их во временное владение и пользование МРСК не позднее чем за 30 дней до планируемого дня передачи указанных объектов электросетевого хозяйства, а также не позднее 5 рабочих дней со дня фактической передачи таких объектов МРСК.

13.7. В случае передачи в безвозмездное владение и пользование МРСК объектов электросетевого хозяйства, находящихся в собственности субъектов Российской Федерации или муниципальных образований, уведомить ОДУ (РДУ), к объектам диспетчеризации которых относятся ЛЭП, оборудование и устройства таких объектов электросетевого хозяйства, о принятии их во владение и пользование МРСК не позднее чем за 30 дней до планируемого дня передачи указанных объектов электросетевого хозяйства, а также не позднее 5 рабочих дней со дня фактической передачи таких объектов МРСК.

14. Разрешение споров

14.1. Все споры и разногласия, возникающие из настоящего Соглашения, в том числе касающиеся его заключения, действия, исполнения, изменения, дополнения, прекращения или действительности, Стороны будут стремиться разрешать в досудебном порядке.

14.2. Споры и разногласия, возникающие из настоящего Соглашения, могут быть переданы Стороной на разрешение арбитражного суда по истечении 30 календарных дней со дня направления претензии (требования) другой Стороне.

14.3. Споры и разногласия, возникающие из настоящего Соглашения, не урегулированные Сторонами в досудебном порядке, подлежат разрешению

в Арбитражном суде ____².

15. Срок действия Соглашения

15.1. Настоящее Соглашение вступает в силу с момента его заключения Сторонами и действует до окончания отнесения принадлежащих МРСК объектов электроэнергетики или входящих в их состав оборудования, устройств к объектам диспетчеризации.

16. Заключительные положения

16.1. Каждая из Сторон обязана уведомить другую Сторону об изменении своих реквизитов, и такое уведомление будет вступать в силу для другой Стороны с даты получения соответствующего уведомления.

16.2. Настоящее Соглашение составлено в электронной форме и подписано усиленной квалифицированной электронной подписью уполномоченных лиц обеих Сторон посредством электронного документооборота через оператора электронного документооборота или составлено и подписано в двух экземплярах на бумажном носителе, имеющих одинаковую юридическую силу, по одному для каждой из Сторон. Форма заключения Соглашения определяется Сторонами на этапе подписания Соглашения.

17. Перечень приложений к настоящему Соглашению

Неотъемлемыми частями настоящего Соглашения являются следующие приложения:

17.1. Приложение № 1. Перечень основных документов, определяющих порядок технологического взаимодействия МРСК (РСК) и Системного оператора (ОДУ, РДУ).

17.2. Приложение № 2. Перечень информации, передаваемой РСК в РДУ для планирования и управления режимами работы ЕЭС России.

17.3. Приложение № 3. Перечень телеметрической информации, передаваемой РДУ в РСК для планирования и управления технологическими режимами электрических сетей МРСК.

17.4. Приложение № 4. Технические требования по организации обмена с диспетчерскими центрами информацией, необходимой для управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России.

17.5. Приложение № 5. Регламент взаимодействия РДУ и РСК при модернизации (расширении) систем сбора и передачи информации объектов электросетевого хозяйства МРСК.

18. Адреса и телефоны Сторон:

Системный оператор:
АО «СО ЕЭС»
109012, г. Москва,
Китайгородский проезд, д.7, стр. 3

МРСК:
ПАО «Россети _____»

² Определяется по месту нахождения ОДУ.

Тел.: (495) 710-51-25
Факс: (495) 710-65-42

Первый заместитель
Председателя Правления

_____ С.А. Павлушко
М.п.
«__» _____ 20__ г.
дата подписания

Тел.: _____
Факс: _____

_____ / _____
М.п.
«__» _____ 20__ г.
дата подписания

**Перечень основных документов,
определяющих порядок технологического взаимодействия МРСК (РСК) и
Системного оператора (ОДУ, РДУ)**

1. Документы, разрабатываемые и утверждаемые Системным оператором (РДУ, ОДУ) и МРСК (РСК) совместно:

1.1. Положение о технологическом взаимодействии филиала АО «СО ЕЭС» РДУ и филиала МРСК - РСК.³

1.2. Регламент взаимодействия РСК и филиала АО «СО ЕЭС» РДУ при техническом и оперативном обслуживании средств диспетчерского и технологического управления.

1.3. Регламент взаимодействия филиалов АО «СО ЕЭС» ОДУ, РДУ и МРСК (его филиалов) при разработке, рассмотрении и согласовании документации, разрабатываемой при технологическом присоединении к электрическим сетям, строительстве (реконструкции, модернизации, техническом перевооружении) и выводе из эксплуатации объектов электроэнергетики, а также при проверке выполнения технических решений и включении объектов электроэнергетики в работу в составе энергосистемы.⁴

2. Документы, разрабатываемые и утверждаемые РДУ и обязательные для исполнения РДУ и МРСК (РСК)⁵:

2.1. Положение об организации оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России в операционной зоне филиала АО «СО ЕЭС» РДУ.

2.2. Перечень объектов диспетчеризации операционной зоны филиала АО «СО ЕЭС» РДУ с их распределением по способу управления.

³ В случае если на территории субъекта Российской Федерации, в пределах которого расположены объекты электросетевого хозяйства РСК, создано представительство Системного оператора, вместо положения о технологическом взаимодействии, указанного в п. 1.1 настоящего приложения, разрабатывается и утверждается Положение о технологическом взаимодействии филиала АО «СО ЕЭС» РДУ, представительства АО «СО ЕЭС» в субъекте Российской Федерации, на территории которого создано представительство, и филиала МРСК – РСК.

⁴ Документ, указанный в п. 1.3 настоящего приложения, разрабатывается на основе Типового регламента взаимодействия между сетевыми организациями, являющимися дочерними обществами ПАО «Россети», и АО «СО ЕЭС» при разработке, рассмотрении и согласовании документации, разрабатываемой при технологическом присоединении к электрическим сетям, строительстве (реконструкции, модернизации, техническом перевооружении) и выводе из эксплуатации объектов электроэнергетики, а также при проверке выполнения технических решений и включении объектов электроэнергетики в работу в составе энергосистемы.

⁵ В случае использования МРСК (РСК) указанных в разделе 2 настоящего приложения документов при разработке документации для оперативного персонала ЦУС и объектов электросетевого хозяйства МРСК ссылки на указанные документы РДУ являются обязательными.

2.3. Положение по управлению режимами работы энергосистемы в операционной зоне филиала АО «СО ЕЭС» РДУ.⁶

2.4. Инструкция по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части ЕЭС России в операционной зоне филиала АО «СО ЕЭС» РДУ.

2.5. Инструкция о порядке ведения оперативных переговоров диспетчерским персоналом филиала АО «СО ЕЭС» РДУ.

2.6. Порядок формирования в филиале АО «СО ЕЭС» РДУ сводных годовых и месячных графиков ремонта ЛЭП, оборудования и технического обслуживания устройств РЗА и СДТУ.

2.7. Положение о порядке оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы и эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации филиала АО «СО ЕЭС» РДУ.

2.8. Инструкция по производству переключений в электроустановках ЕЭС России в операционной зоне филиала АО «СО ЕЭС» РДУ.

2.9. Перечень линий электропередачи, оборудования и устройств РЗА, типовые бланки переключений на вывод из работы (ввод в работу) которых должны быть согласованы филиалом АО «СО ЕЭС» РДУ.

2.10. Схемы подачи напряжения на собственные нужды тепловых электростанций в условиях наиболее тяжелых нарушений в работе электроэнергетической системы, связанных с полной остановкой оборудования электростанций и отсутствием напряжения на шинах собственных нужд.

2.11. Перечень устройств РЗА МРСК, для которых филиал АО «СО ЕЭС» РДУ выполняет расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования.

2.12. Инструкции по обслуживанию комплексов и устройств РЗА, являющихся объектами диспетчеризации РДУ.

2.13. Инструкция по предупреждению возникновения гололеда и осуществлению плавки гололеда на проводах и грозозащитных тросах линий электропередачи.

3. Документы, разрабатываемые и утверждаемые МРСК (РСК), требующие согласования с РДУ:

3.1. Инструкция по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима в электроустановках объектов электросетевого хозяйства МРСК (РСК).⁷

3.2. Нормальные схемы электрических соединений и временные нормальные схемы электрических соединений объектов электросетевого хозяйства МРСК, в состав которых входит оборудование, относящееся к объектам диспетчеризации.

3.3. Типовые бланки переключений по выводу из работы и вводу в работу объектов диспетчеризации согласно утвержденному филиалом АО «СО ЕЭС» РДУ перечню.

⁶ Документ, указанный в п. 2.3 настоящего приложения, направляется в РСК только в части отдельных приложений, информации, относящихся к его объектам электроэнергетики, в составе и объеме, определенном РДУ.

⁷ Документ, указанный в п. 3.1 настоящего приложения, подлежит согласованию с соответствующим РДУ в части вопросов, указанных в п. 5.2 настоящего Соглашения.

3.4. Программы плавки гололеда на проводах и грозозащитных тросах линий электропередачи МРСК, относящихся к объектам диспетчеризации.

3.5. Инструкция по предупреждению возникновения гололеда и осуществлению плавки гололеда на проводах и грозозащитных тросах линий электропередачи МРСК.

3.6. Перечни сложных устройств РЗА, относящихся к объектам диспетчеризации.

4. Документы, разрабатываемые и утверждаемые МРСК (РСК) с учетом требований аналогичных документов, утвержденных РДУ:

4.1. Инструкция по производству переключений в электроустановках МРСК.

4.2. Инструкция о порядке ведения оперативных переговоров оперативным персоналом РСК.

4.3. Инструкции по эксплуатации и оперативному обслуживанию комплексов и устройств РЗА.

5. Национальные стандарты Российской Федерации, являющиеся обязательными для Системного оператора и МРСК:

5.1. ГОСТ Р 56302-2014 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики. Общие требования» (утвержден приказом Росстандарта от 12.12.2014 № 1983-ст).

5.2. ГОСТ Р 56303-2014 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. Общие требования к графическому исполнению» (утвержден приказом Росстандарта от 12.12.2014 № 1984-ст, с изменением №1, утвержденным приказом Росстандарта от 27.04.2023 №279-ст).

5.3. ГОСТ Р 58335-2018 «Единая энергетическая система изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое ограничение снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 28.12.2018 № 1181-ст).

5.4. ГОСТ Р 57114-2022 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения» (утвержден приказом Росстандарта от 29.12.2022 № 1683-ст).

5.5. ГОСТ Р 57382-2017 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Стандартный ряд номинальных и наибольших рабочих напряжений» (утвержден приказом Росстандарта от 16.01.2017 № 12-ст, с изменением №1, утвержденным приказом Росстандарта от 23.11.2021 № 1547-ст).

5.6. ГОСТ Р 55105-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 26.12.2019 № 1484-ст).

5.7. ГОСТ Р 58601-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита

и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 15.10.2019 № 995-ст, с изменением №1, утвержденным приказом Росстандарта от 23.12.2021 № 1839-ст).

5.8. ГОСТ Р 58651.1-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики. Основные положения» (утвержден приказом Росстандарта от 12.11.2019 № 1103-ст, с изменением № 1, утвержденным приказом Росстандарта от 29.12.2022 № 1684-ст).

5.9. ГОСТ Р 58651.2-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики. Базисный профиль информационной модели» (утвержден приказом Росстандарта от 12.11.2019 № 1104-ст, с изменением № 1, утвержденным приказом Росстандарта от 29.12.2022 № 1685-ст).

5.10. ГОСТ Р 58651.3-2020 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики. Профиль информационной модели линий электропередачи и электросетевого оборудования напряжением 110–750 кВ» (утвержден приказом Росстандарта от 24.11.2020 № 1145-ст, с изменением № 1, утвержденным приказом Росстандарта от 29.12.2022 № 1686-ст).

5.11. ГОСТ Р 58651.10-2023 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики. Профиль информационной модели устройств релейной защиты и автоматики» (утвержден приказом Росстандарта от 02.03.2023 № 118-ст).

5.12. ГОСТ Р 58651.7-2023 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики. Профиль информационной модели неоперативной технологической информации» (утвержден приказом Росстандарта от 14.03.2023 № 126-ст).

5.13. ГОСТ Р 59371-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики ликвидации асинхронного режима. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 03.03.2021 № 109-ст, с изменением № 1, утвержденным приказом Росстандарта от 11.04.2024 № 443-ст).

5.14. ГОСТ Р 59372-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства фиксации отключения и фиксации состояния линий электропередачи, электросетевого и генерирующего оборудования. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 03.03.2021 № 110-ст, с изменением № 1, утвержденным приказом Росстандарта от 30.08.2023 № 758-ст).

5.15. ГОСТ Р 59373-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики ограничения повышения частоты. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 03.03.2021 № 111-ст).

5.16. ГОСТ Р 59384-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики ограничения перегрузки оборудования. Нормы и требования» (утвержден приказом

Росстандарта от 04.03.2021 № 117-ст, с изменением № 1, утвержденным приказом Росстандарта от 25.05.2023 № 343-ст).

5.17. ГОСТ Р 58983-2020 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика автотрансформаторов (трансформаторов), шунтирующих реакторов, управляемых шунтирующих реакторов, конденсаторных батарей с высшим классом напряжения 110 кВ и выше. Функциональные требования» (утвержден приказом Росстандарта от 27.08.2020 № 575-ст, с изменением № 1, утвержденным приказом Росстандарта от 15.11.2023 № 1397-ст).

5.18. ГОСТ Р 58982-2020 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Направленная высокочастотная защита линий электропередачи классом напряжения 110–220 кВ. Функциональные требования» (утвержден приказом Росстандарта от 27.08.2020 № 574-ст, с изменением № 1, утвержденным приказом Росстандарта от 15.11.2023 № 1396-ст).

5.19. ГОСТ Р 58981-2020 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Дифференциально-фазная защита линий электропередачи классом напряжения 110–220 кВ. Функциональные требования» (утвержден приказом Росстандарта от 27.08.2020 № 573-ст, с изменением № 1, утвержденным приказом Росстандарта от 15.11.2023 № 1395-ст).

5.20. ГОСТ Р 58979-2020 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Дифференциальная защита линий электропередачи классом напряжения 110–220 кВ. Функциональные требования» (утвержден приказом Росстандарта от 27.08.2020 № 571-ст).

5.21. ГОСТ Р 58887-2020 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Дистанционная и токовые защиты линий электропередачи и оборудования классом напряжения 110–220 кВ. Функциональные требования» (утвержден приказом Росстандарта от 27.08.2020 № 569-ст, с изменением № 1, утвержденным приказом Росстандарта от 30.08.2023 № 757-ст).

5.22. ГОСТ Р 59232-2020 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматической частотной разгрузки. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 30.11.2020 № 1219-ст, с учетом поправки от 29.12.2020).

5.23. ГОСТ Р 59233-2020 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики разгрузки при коротких замыканиях. Устройства фиксации тяжести короткого замыкания. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 30.11.2020 № 1220-ст, с учетом поправки от 05.02.2021).

5.24. ГОСТ Р 59234-2020 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики разгрузки при перегрузке по мощности. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 30.11.2020 № 1221-ст, с учетом поправки от 29.12.2020).

5.25. ГОСТ Р 59364–2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Система мониторинга переходных режимов. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 14.04.2021 № 213-ст, с изменением № 1, утвержденным приказом Росстандарта от 25.10.2023 № 1227-ст).

5.26. ГОСТ Р 59365–2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Система мониторинга переходных режимов. Устройства синхронизированных векторных измерений. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 14.04.2021 № 214-ст).

5.27. ГОСТ Р 59366–2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Система мониторинга переходных режимов. Концентраторы синхронизированных векторных данных. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 14.04.2021 № 215-ст, с изменением № 1, утвержденным приказом Росстандарта от 25.10.2023 № 1228-ст).

5.28. ГОСТ Р 59279-2020 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электрические сети. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств от 35 до 750 кВ подстанций. Типовые решения. Рекомендации по применению.» (утвержден приказом Росстандарта от 24.12.2020 № 1375-ст).

5.29. ГОСТ Р 59550-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Сбор, хранение и передача в диспетчерские центры в автоматическом режиме файлов с данными регистрации аварийных событий. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 03.06.2021 № 504-ст).

5.30. ГОСТ Р 59909-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Классификация» (утвержден приказом Росстандарта от 30.11.2021 № 1649-ст).

5.31. 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» (утвержден приказом Росстандарта от 27.12.2021 № 1863-ст).

5.32. ГОСТ Р 59947-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Дистанционное управление. Требования к информационному обмену при организации и осуществлении дистанционного управления» (утвержден приказом Росстандарта от 27.12.2021 № 1862-ст).

5.33. ГОСТ Р 71077-2023 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Дистанционное управление. Правила применения защищенных протоколов при организации информационного обмена» (утвержден приказом Росстандарта от 31.10.2023 № 1317-ст).

5.34. ГОСТ Р 59979-2025 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 21.01.2025 № 18-ст).

5.35. ГОСТ Р 57285-2022 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Проведение расчетов для определения возможности вывода из эксплуатации линий электропередачи, оборудования и устройств объектов электроэнергетики, относящихся к объектам диспетчеризации. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 19.04.2022 № 217-ст).

5.36. ГОСТ Р 70411-2022 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики ограничения снижения напряжения. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 20.10.2022 № 1159-ст).

5.37. ГОСТ Р 70435-2022 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики ограничения повышения напряжения. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 25.10.2022 № 1183-ст).

5.38. ГОСТ Р 70591-2022 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Дифференциальная защита линий электропередачи классом напряжения 110–220 кВ. Испытания» (утвержден приказом Росстандарта от 26.12.2022 № 1596-ст).

5.39. ГОСТ Р 70593-2022 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Дифференциально-фазная защита линий электропередачи классом напряжения 110–220 кВ. Испытания» (утвержден приказом Росстандарта от 26.12.2022 № 1598-ст).

5.40. ГОСТ Р 70358-2022 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Требования к работе устройств релейной защиты линий электропередачи классом напряжения 110 кВ и выше в переходных режимах, сопровождающихся насыщением трансформаторов тока» (утвержден приказом Росстандарта от 29.12.2022 № 1682-ст).

5.41. ГОСТ Р 70775-2023 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Направленная высокочастотная защита линий электропередачи классом напряжения 110–220 кВ. Испытания» (утвержден приказом Росстандарта от 13.06.2023 № 375-ст).

5.42. ГОСТ Р 70450-2022 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-технологическое управление. Автоматизированные системы технологического управления центрами управления сетями сетевых организаций. Условия создания. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 29.12.2022 № 1688-ст).

5.43. ГОСТ Р 70451-2022 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Подстанции электрические. Автоматизированные системы управления технологическими процессами. Условия создания. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 29.12.2022 № 1689-ст).

5.44. ГОСТ Р 71170-2023 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Проверка соответствия номинального тока отключения выключателей 110 кВ и выше расчетным уровням токов короткого замыкания. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 25.12.2023 № 1630-ст).

5.45. ГОСТ Р 71527-2024 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Дистанционная и токовые защиты линий электропередачи и оборудования классом напряжения 110–220 кВ. Испытания» (утвержден приказом Росстандарта от 25.07.2024 № 966-ст).

5.46. ГОСТ Р 71521-2024 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Технические требования к системам накопления электроэнергии, работающим в составе энергосистемы» (утвержден приказом Росстандарта от 19.07.2024 № 945-ст).

5.47. ГОСТ Р 58669-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях» (утвержден приказом Росстандарта от 19.11.2019 № 1195-ст).

5.48. ГОСТ Р 71403-2024 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Методические указания по определению параметров электромагнитных трансформаторов тока для обеспечения правильного функционирования релейной защиты в переходных режимах» (утвержден приказом Росстандарта от 02.07.2024 № 892-ст).

5.49. ГОСТ Р 71635-2024 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Системы сбора и передачи информации с объектов электроэнергетики в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 01.10.2024 № 1327-ст).

6. Стандарты организации ПАО «Россети», являющиеся обязательными для Системного оператора и МРСК:

6.1. Стандарт ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.021-2009 «Схемы распределения по трансформаторам тока и напряжения устройств информационно-технологических систем (ИТС). Типовые требования к оформлению» (утвержден и введен в действие распоряжением ОАО «ФСК ЕЭС» от 05.03.2009 № 71р, с изменениями, утвержденными приказами ПАО «ФСК ЕЭС» от 29.04.2016 № 148, от 20.09.2019 № 327).

7. Документы, утвержденные АО «СО ЕЭС» и ПАО «Россети» (ОАО «Холдинг МРСК») совместно и обязательные для исполнения Системным оператором (ОДУ, РДУ) и МРСК (РСК):

7.1. Принципы распределения функций технологического управления и ведения объектами диспетчеризации, утвержденные ОАО «Холдинг МРСК» и согласованные ОАО «СО ЕЭС» 28.07.2009.

7.2. Типовые принципы переключений в электроустановках при осуществлении дистанционного управления оборудованием и устройствами РЗА подстанций, утвержденные АО «СО ЕЭС» и ПАО «Россети».

7.3. Типовой порядок переключений в электроустановках при осуществлении дистанционного управления оборудованием и устройствами РЗА подстанций, утвержденный АО «СО ЕЭС» и ПАО «Россети».

7.4. Типовые технические требования к ПТК АСУ ТП подстанций, микропроцессорным устройствам РЗА, обмену технологической информацией для осуществления функций дистанционного управления оборудованием и устройствами

РЗА подстанций из диспетчерских центров АО «СО ЕЭС», центров управления сетями сетевых организаций и порядок внедрения дистанционного управления, утвержденные АО «СО ЕЭС» и ПАО «Россети».

7.5. Регламент взаимодействия АО «СО ЕЭС» и сетевых организаций, являющихся дочерними обществами ПАО «Россети», при определении и контроле режима заземления нейтралей силовых трансформаторов высшим классом напряжения 110, 220 кВ, утвержденный АО «СО ЕЭС» и ПАО «Россети» 29.12.2017.

7.6. Положение о порядке оформления и согласования нормальных схем электрических соединений объектов электроэнергетики ПАО «Россети», утверждённое АО «СО ЕЭС» и ПАО «Россети» 27.09.2023.

7.7. Единые подходы к организации расследования и учету аварий в электроэнергетике, утвержденные протоколом АО «СО ЕЭС» и ПАО «Россети» от 29.12.2017.

7.8. Методические указания по организации проверок дистанционного управления из диспетчерских центров АО «СО ЕЭС» и центров управления сетями сетевых организаций, утвержденные АО «СО ЕЭС» и ПАО «Россети» 31.08.2020.

7.9. Единые подходы к ведению статистики гололедообразования на проводах и грозотросах ЛЭП 110 кВ и выше, утвержденные АО «СО ЕЭС» и ПАО «Россети» 27.12.2019.

7.10. Единые требования к информационному обмену между филиалами АО «СО ЕЭС» и сетевыми организациями, являющихся дочерними обществами (филиалами дочерних обществ) ПАО «Россети» при оформлении, актуализации и внесении изменений в исполнительные схемы устройств РЗА и вторичного оборудования, утвержденные АО «СО ЕЭС» и ПАО «Россети» 05.03.2021.

7.11. Регламент взаимодействия филиалов АО «СО ЕЭС» и дочерних обществ ПАО «Россети» при обмене данными информационных моделей электрической сети, утвержденный АО «СО ЕЭС» и ПАО «Россети» 22.02.2022.

7.12. Типовые схемы организации телефонной связи для оперативных переговоров между подстанциями, ЦУС группы компаний Россети и диспетчерскими центрами АО «СО ЕЭС» на базе технологии VoIP, утвержденные АО «СО ЕЭС» и ПАО «Россети» от 30.06.2023.

Примечание:

1. Национальные стандарты, указанные в разделе 5 настоящего приложения, размещаются на сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарта) в сети Интернет. МРСК присоединяется к указанным стандартам путем заключения настоящего Соглашения, а в дальнейшем при внесении изменений в раздел 5 настоящего приложения или указанные в нем стандарты - путем заключения соответствующего дополнительного соглашения к настоящему Соглашению.

2. При применении ГОСТ Р 58979-2020, указанного в п. 5.20 настоящего приложения, подпункт 3 пункта 4.2 ГОСТ Р 58979-2020 применяется в отношении Сторон с учетом требований ГОСТ Р 58601-2019 в редакции изменения № 1.

3. При применении ГОСТ Р 58887-2020, указанного в п. 5.21 настоящего приложения, подпункт «в» пункта 4.2 ГОСТ Р 58887-2020 применяется в отношении Сторон с учетом требований ГОСТ Р 58601-2019 в редакции изменения № 1.

Перечень передаваемой РСК в РДУ основной информации, необходимой для осуществления Системным оператором функций по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике

1. Перечень объектов электросетевого хозяйства (подстанций и линий электропередачи) номинальным классом напряжения 110 кВ и выше, принадлежащих МРСК на праве собственности или ином законном основании с указанием границ балансовой принадлежности – по запросу РДУ (не чаще 1 раза в год) в течение 15 рабочих дней со дня получения запроса.

2. Информация в соответствии с перечнем информации, установленным Правилами предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденными Минэнерго России, – в объеме, по формам, в сроки и порядке, предусмотренном указанными Правилами.

3. Утвержденные нормальные (временные нормальные) схемы электрических соединений подстанций МРСК высшим классом напряжения 110 кВ, присоединённых к ЛЭП, находящихся в диспетчерском управлении РДУ, в составе которых отсутствуют объекты диспетчеризации.

4. Телеметрическая информация, предоставляемая в объеме и порядке, установленном Техническими требованиями по организации обмена с диспетчерскими центрами информацией, необходимой для управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России (Приложение № 4 к Соглашению).

5. Данные автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электрической энергии, данные технического учета электрической энергии для составления оперативного суточного и месячного балансов электрической энергии по субъектам Российской Федерации – в согласованных форматах и сроки. При этом в отношении межгосударственных линий электропередачи, а также в отношении линий электропередачи номинальным классом напряжения 35 кВ и выше, проходящих по территории двух или более субъектов Российской Федерации РСК предоставляет:

– информацию об объемах электрической энергии, переданной по указанным линиям электропередачи за прошедшие сутки, – до 7 часов 00 минут следующих суток;

– полученные на основании показаний приборов учета данные об объемах электрической энергии, переданной по указанным линиям электропередачи за прошедший месяц, – до 7-го числа следующего месяца.

6. Другая информация, необходимая РДУ для планирования и управления режимами работы ЕЭС России и проектирования развития электроэнергетических систем, предоставляемая в соответствии с нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Примечание: При необходимости формат, порядок и сроки предоставления в соответствующее РДУ вышеуказанной информации могут быть детализированы в положении о технологическом взаимодействии филиала АО «СО ЕЭС» РДУ и филиала МРСК – РСК, утверждаемом в соответствии с п. 1.1 Приложения № 1 к настоящему Соглашению.

Перечень телеметрической информации, передаваемой РДУ в РСК для планирования и управления технологическими режимами электрических сетей МРСК

1. Настоящий документ (далее – Перечень) определяет виды телеметрической информации, передаваемой РДУ в РСК.

Передача в РСК телеметрической информации осуществляется РДУ по запросу РСК в пределах существующей технической возможности на ее передачу без дополнительных финансовых затрат со стороны Системного оператора.

2. РДУ передает в РСК следующую телеметрическую информацию, поступающую в РДУ (в случае отсутствия ее у РСК):

2.1. По подстанциям МРСК, эксплуатируемым данной РСК, передается весь имеющийся в РДУ объем телеинформации.

2.2. По объектам электросетевого хозяйства иных собственников, находящимся в технологическом управлении и (или) ведении РСК, с высшим номинальным классом напряжения 35 кВ и выше:

- ТИ токов, перетоков активной и реактивной мощности по ЛЭП;
- ТИ напряжений с измерительных трансформаторов секций или систем шин;
- ТС положения коммутационных аппаратов (разъединителей, выключателей, отделителей);
- ТИ частоты электрического тока;
- ТИ токов, перетоков активной и реактивной мощности по автотрансформаторам и трансформаторам с высшим номинальным классом напряжения 110 кВ и выше;
- ТИ реактивной мощности/тока средств компенсации реактивной мощности, установленных на подстанциях с высшим номинальным классом напряжения 110 кВ и выше;
- номер положения анцапф РПН трансформаторов (автотрансформаторов) 110 кВ и выше и линейных регуляторов;
- обобщенная телесигнализация (ТС) срабатывания устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики.

2.3. По электростанциям:

- ТИ суммарной активной и реактивной мощности по распределительному устройству электростанции, к которому подключена ЛЭП, находящаяся в технологическом управлении (ведении) РСК;
- ТИ токов, перетоков активной и реактивной мощности по ЛЭП, находящаяся в технологическом управлении (ведении) РСК ;
- ТИ напряжений с измерительных трансформаторов систем (секций) шин, при наличии отходящих от них ЛЭП, находящихся в технологическом управлении (ведении) РСК;

– ТС положений коммутационных аппаратов ЛЭП 35 кВ и выше, находящихся в технологическом управлении (ведении) РСК.

2.4. Телеметрическую информацию значения фактического потребления энергосистемы операционной зоны РДУ при наличии в РСК возможности дистанционного ввода ГВО непосредственно из ЦУС.

3. Передача в РСК телеметрической информации, указанной в п. 2 настоящего Перечня, осуществляется РДУ на основании соответствующего обращения РСК. РСК и РДУ в рамках видов телеметрической информации, предусмотренных п. 2 настоящего Перечня, конкретизируют перечень данных, передаваемых в РСК по конкретным объектам электроэнергетики.

4. Передача РСК телеметрической информации, указанной в п. 2.1 настоящего Перечня, осуществляется временно – до момента создания МРСК (РСК) собственной системы сбора и передачи в РСК соответствующей информации с подстанций МРСК.

5. Передача РСК телеметрической информации в отношении объектов электроэнергетики других собственников осуществляется после предоставления РСК в РДУ письменного согласия собственников соответствующих объектов электроэнергетики на передачу такой телеметрической информации в РСК в согласованном с ними объеме.

6. РСК по согласованию с РДУ обеспечивает организацию каналов межмашинного обмена между соответствующими РДУ и РСК в соответствии с выданными указанным РДУ техническими условиями на присоединение к узлам сети связи Системного оператора.

7. Порядок передачи указанной в п. 2 настоящего Перечня телеметрической информации определяется по согласованию между РДУ и РСК с учетом положений настоящего Перечня.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ

по организации обмена с диспетчерскими центрами информацией, необходимой для управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России

1. Общие положения

1.1. Управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России осуществляется на основе обмена между подстанциями МРСК, РСК и РДУ следующими видами технологической информации:

- телеинформация о технологических режимах работы и эксплуатационном состоянии объектов диспетчеризации (телеизмерения (ТИ) и телесигнализация (ТС), в том числе аварийно-предупредительная сигнализация (АПТС));
- команды дистанционного управления;
- параметры настройки режимной и противоаварийной автоматики;
- информация систем автоматического управления нормальными и аварийными режимами;
- информация об аварийных событиях и процессах;
- информация, передаваемая посредством телефонной связи для оперативных переговоров.

1.2. Обмен технологической информацией между подстанциями и РДУ, РСК и РДУ указанной в п. 1.1 настоящих Технических требований по организации обмена с диспетчерскими центрами информацией, необходимой для управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России (далее – Технические требования), обеспечивается системами сбора и передачи информации подстанций (далее – ССПИ).

В общем случае ССПИ могут состоять из следующих систем:

- системы сбора и передачи информации о технологических режимах работы линий электропередачи, оборудования и устройств, сигналов дистанционного управления, включающую в себя каналы связи и осуществляющей, в том числе, функции системы телефонной связи для оперативных переговоров;
- специализированных систем сбора и передачи телеизмерений параметров электроэнергетического режима, параметров настройки режимной и противоаварийной автоматики, сигналов дистанционного управления и телерегулирования автоматических систем управления;
- системы сбора и передачи информации об аварийных событиях и процессах;

Отдельные функции, выполняемые ССПИ объекта, могут реализовываться в АСУ ТП подстанции.

1.3. В рамках существующей ССПИ (до ее модернизации) должны обеспечиваться сбор и передача в РДУ существующего (передаваемого) объема необходимой для РДУ телеинформации.

1.4. В рамках модернизации ССПИ МРСК необходимо организовать:

1.4.1. Сбор и передачу в РДУ:

- телеинформации в соответствии с требованиями п. 2.6 настоящих Технических требований и перечнем точек измерения и состава телеинформации,

определяемым РДУ в соответствии с требованиями п. 2.1 настоящих Технических требований;

– информации об аварийных событиях и процессах в соответствии с требованиями п. 2.3 настоящих Технических требований;

– информации для целей функционирования противоаварийной и режимной автоматики в соответствии с требованиями раздела 2.7 настоящих Технических требований.

1.4.2. Прием из РДУ и выполнение команд дистанционного управления в соответствии с требованиями п. 2.2 настоящих Технических требований;

1.4.3. Цифровые каналы связи в соответствии с требованиями разделов 2.4, 2.7 настоящих Технических требований;

1.4.4. Телефонную связь для оперативных переговоров в соответствии с требованиями раздела 2.5 настоящих Технических требований.

1.5. Ретрансляция в РДУ телеметрической информации, поступающей в РСК с энергообъектов потребителей электрической энергии, указанных в п. 2.12 настоящего Соглашения, должна осуществляться РСК с соблюдением требований, установленных настоящими Техническими требованиями.

1.6. При приемке в эксплуатацию каналов связи МРСК (РСК) для организации информационного обмена с РДУ, необходимо проводить их тестирование по согласованной методике. В случае организации каналов связи с использованием сетей с пакетной коммутацией тестирование должно включать измерение задержки, пропускной способности, количества ошибок, а также проверку механизмов приоритизации трафика.

1.7. При организации информационного обмена должны быть предусмотрены средства оперативного мониторинга, управления и обеспечения информационной безопасности при организации ее эксплуатации в соответствии с действующими требованиями МРСК и РДУ.

2. Требования по организации обмена информацией с диспетчерскими центрами

2.1. Типовой состав телеинформации на подстанциях МРСК, имеющих в своем составе объекты диспетчеризации, для передачи в РДУ

2.1.1. ТИ действующих значений каждого междуфазного напряжения от всех трансформаторов напряжения (ТН) 110 кВ и выше распределительных устройств подстанции. При наличии на ЛЭП однофазных ТН – действующие значения каждого фазного напряжения на ЛЭП.

2.1.2. ТИ действующего значения одного междуфазного напряжения от ТН секций (систем) шин ниже 110 кВ, отнесенных к объектам диспетчеризации.

2.1.3. ТИ действующих значений токов в каждой фазе, перетоков активной и реактивной мощности отдельно по каждой ЛЭП 110 кВ и выше. Для ЛЭП ниже 110 кВ указанные параметры передаются только по объектам диспетчеризации.

2.1.4. ТИ действующего значения тока в одной фазе, перетоков активной и реактивной мощности отдельно по стороне высшего, среднего и низшего напряжений, номер положения анцапф РПН каждого автотрансформатора и трехобмоточного трансформатора со стороны высшего напряжения 220 кВ и выше. ТИ тока в одной фазе общей обмотки – для автотрансформаторов, к стороне низшего напряжения которых присоединены источники активной или реактивной мощности.

2.1.5. ТИ действующего значения тока в одной фазе, перетоков активной и реактивной мощности по стороне высшего напряжения двухобмоточных трансформаторов со стороны высшего напряжения 110 кВ и выше и трехобмоточных трансформаторов со стороны высшего напряжения 110 кВ (с подстанций, имеющих в своем составе объекты диспетчеризации). Для трансформаторов со стороны высшего напряжения ниже 110 кВ указанные параметры передаются только по объектам диспетчеризации.

2.1.6. ТИ действующих значений токов в каждой фазе, перетоков активной и реактивной мощности отдельно по каждому обходному, секционному и шиносоединительному выключателю 110 кВ и выше. Для обходных, секционных и шиносоединительных выключателей ниже 110 кВ указанные параметры передаются только по объектам диспетчеризации.

2.1.7. ТИ действующего значения тока в одной фазе, реактивной мощности средств компенсации реактивной мощности (синхронных компенсаторов, статических тиристорных компенсаторов, батарей статических конденсаторов и т.п.) установленной мощностью 5 МВАр и более.

2.1.8. ТИ частоты электрического тока от ТН секций (систем) шин 110 кВ и выше.

2.1.9. ТИ перетоков активной мощности каждого присоединения, отключаемого действием ПА (кроме АЧР).

2.1.10. ТИ неэлектрических параметров с определенных РДУ подстанций (температура наружного воздуха, скорость ветра, толщина стенок гололеда, весовые и ветровые нагрузки на провода, расстояние до места повреждения и т.п.). С существующих подстанций данные параметры передаются при наличии технической возможности.

2.1.11. Текущая температура наружного воздуха, используемая АОПО для автоматического расчета уставок и фактически рассчитанные АОПО текущие значения токовой уставки ступеней (указанные параметры передаются при наличии устройств РЗА с функцией АОПО, имеющих возможность автоматического изменения уставок в зависимости от температуры наружного воздуха).

2.1.12. ТС положения коммутационных аппаратов (выключателей, разъединителей, отделителей) и заземляющих разъединителей (ЗН) 110 кВ и выше. ТС положения выключателей 110 кВ и выше по каждой фазе – при наличии сигналов на подстанции. Телесигнализация положения выключателей ниже 110 кВ – только для объектов диспетчеризации.

2.1.13. ТС текущего состояния режима выбора уставок АОПО (ручной / автоматический).

2.1.14. АПТС по оборудованию 110 кВ и выше подстанции МРСК в объеме, указанном в таблице 1 настоящих Технических требований.

Таблица 1

№ п/п	Параметр АПТС	Примечание
1.	Неисправность выключателя	Обобщенный сигнал неисправностей, приводящих к блокированию управления выключателем

№ п/п	Параметр АПТС	Примечание
2.	Срабатывание основных РЗ присоединения (ЛЭП, Т (АТ))	ЛЭП – сигналы по каждому устройству и функции (для ЛЭП, соответствующих критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление). Т (АТ) – сигнал по каждому устройству и функции (для АТ (Т), соответствующих критериям отнесения к объектам диспетчеризации). Формируется при действии устройства (функции) РЗ на отключение выключателей
3.	Срабатывание резервных РЗ присоединения (ЛЭП, Т (АТ))	ЛЭП – сигналы по каждому устройству и функции (с фиксацией срабатывания ступеней (зон) – для ЛЭП, соответствующих критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление). Т (АТ) – сигнал по каждому устройству и функции (с фиксацией срабатывания ступеней (зон) – для АТ (Т), соответствующих критериям отнесения к объектам диспетчеризации). Формируется при действии устройства (функции) РЗ на отключение выключателей
4.	Срабатывание РЗ присоединения (УКРМ)	Сигнал по каждому устройству основных и резервных РЗ. Формируется при действии устройства (функции) РЗ на отключение выключателей
5.	Срабатывание РЗ ОВ	Сигнал по каждому устройству и функции с фиксацией срабатывания ступеней (зон). При наличии в РУ присоединений ЛЭП, соответствующих критериям отнесения в диспетчерское управление. Формируются при действии устройства и функции РЗ на отключение выключателей
6.	Ввод аварийной МТЗ	При наличии аварийной МТЗ
7.	Срабатывание ДЗШ (ДЗОШ)	Формируется при действии устройства (функции) РЗ на отключение выключателей
8.	Срабатывание УРОВ выключателя	Формируется при действии устройства (функции) РЗ на отключение смежных присоединений
9.	Срабатывание устройства ПА	1. Сигнал срабатывания по каждому из следующих устройств (функций) ПА: АОПО, АЛАР, АОПН, АРПМ. 2. Сигналы срабатывания ЛАПНУ по ступеням управляющих воздействий. Формируется при действии устройства (функции) ПА на выдачу управляющего воздействия
10.	Неисправность устройства ПА	1. Сигнал неисправности по каждому из следующих устройств (функций) ПА: АОПО, АЛАР, АОПН, ФОЛ, АРПМ. 2. Сигнал неисправности ЛАПНУ 3. Сигнал неисправности УПАСК

№ п/п	Параметр АПТС	Примечание
11.	Срабатывание АПВ (ТАПВ, ОАПВ) выключателей ЛЭП, соответствующей критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление	Формируется при действии устройства (функции) АПВ на включение выключателя
12.	Запрет АПВ (ТАПВ, ОАПВ) выключателей ЛЭП, соответствующей критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление	Формируется при получении сигнала запрета АПВ устройством (функцией) АПВ

Примечание:

В случае, если объем АПТС, передаваемый в ДЦ с подстанций РСК, ССПИ которых была модернизирована на основании согласованных ДЦ программ модернизации и расширения ССПИ, не соответствует требованиям, указанным в п. 2.1.12 настоящих Технических требований:

- должна быть обеспечена передача с подстанций РСК в ДЦ существующего (передаваемого в ДЦ) объема АПТС;

- при наличии технической возможности передача в ДЦ недостающих параметров АПТС должна быть организована в рамках существующей ССПИ;

- при отсутствии технической возможности передача в ДЦ недостающих параметров АПТС должна быть организована в рамках проводимой РСК модернизации соответствующих устройств РЗА на подстанциях.

2.1.15. Дополнительные параметры для целей дистанционного управления в объеме, указанном в таблице 2 настоящих Технических требований:

Таблица 2

№ п/п	Параметр	Примечание
1	АПТС неисправности (неготовности): - разъединителя; - заземляющего разъединителя ЛЭП, соответствующей критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление	Обобщенный сигнал неисправностей, приводящих к блокированию управления разъединителем, заземляющим разъединителем
2	АПТС неисправности РЗ	Обобщенный сигнал по каждому терминалу (комплекту) РЗ каждого присоединения, приводящий к блокированию защитных функций, реализуемых терминалом
3	АПТС неисправности СА	Обобщенный сигнал по каждому терминалу (комплекту) СА каждого присоединения
4	АПТС неисправности ДЗШ	
5	АПТС неисправности (неготовности) РПН АТ (Т)	
6	ТС положения двухпозиционного ключа управления (ключ выбора режима управления присоединением) – «местное»	Запрет дистанционного управления (ДУ)

№ п/п	Параметр	Примечание
7	ТС положения двухпозиционного ключа управления (ключ выбора режима управления присоединением) – «дистанционное»	Разрешение ДУ
8	ТС положения программного ключа ДУ «Освобождено»	ДУ не осуществляется, возможен перевод ключа ДУ (захват ДУ) в любое положение
9	ТС положения программного ключа ДУ – «АРМ»	Переключения осуществляются из АРМ Объекта
10	ТС положения программного ключа ДУ – «ОДУ»	ДУ осуществляется из ОДУ
11	ТС положения программного ключа ДУ – «РДУ»	ДУ осуществляется из РДУ
12	ТС положения программного ключа ДУ «ЦУС»	ДУ осуществляется из ЦУС
13	АПТС неисправности оперативной блокировки присоединения	По отсутствию сигнала «Неисправность оперативной блокировки» проверяется готовность оперативной блокировки
14	ТС блокировки разъединителя	Сигнал оперативной блокировки – блокирование разъединителя
15	ТС блокировки заземляющего разъединителя ЛЭП, соответствующей критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление	Сигнал оперативной блокировки – блокирование заземляющего разъединителя
16	ТС основных РЗ ЛЭП: - состояние функции (введена / выведена); - текущая группа уставок	Сигнализация о текущей группе уставок передается при наличии переключающего устройства (функциональной клавиши), обеспечивающего переключение групп уставок
17	ТС резервных РЗ ЛЭП: - состояние функции оперативного ускорения (введена / выведена); - текущая группа уставок	
18	ТС АПВ выключателей: - состояние функции АПВ (ОАПВ, ТАПВ) (введена / выведена); - текущий режим АПВ	Режим АПВ: 1) наличие напряжения на элементе 1 и отсутствие напряжения элементе 2; 2) отсутствие напряжения на элементе 1 и наличие напряжения на элементе 2; 3) наличие напряжения на элементе 1 и отсутствие напряжения элементе 2 или отсутствие напряжения на элементе 1 и наличие напряжения на элементе 2; 4) без контроля; 5) контроль синхронизма; контроль синхронизма или улавливание синхронизма
19	ТС состояния функции ПАВ выключателей (введена / выведена)	

№ п/п	Параметр	Примечание
20	ТС ЛАПНУ: - состояние функции (введена / выведена); - состояние отдельных автоматик разгрузки при отключении ЛЭП, сетевого и генерирующего оборудования (введены / выведены); - текущие группы уставок; - состояние отдельных управляющих воздействий (введены / выведены); - состояние функции шунтировки КТР (введена / выведена); - состояние отдельных ступеней КТР (введены / выведены)	ЛАПНУ, для которых не реализована работа под управлением ЦСПА
21	ТС АОПО: - состояние функции (введена / выведена); - состояние отдельных управляющих воздействий (введены / выведены); - текущие группы уставок	
22	ТС АРПМ: - состояние функции (введена / выведена); - состояние отдельных управляющих воздействий (введены / выведены); - текущие группы уставок	
23	ТС АОСН, АЛАР: - текущие группы уставок	В отношении групп уставок, изменение которых требуется при изменении схемно-режимной ситуации.
24	ТС УПАСК: - состояние отдельных команд (введены / выведены)	В отношении отдельных команд, изменение состояния которых предусмотрено при изменении схемно-режимной ситуации
25	АПТС срабатывания основных и резервных РЗ (по каждому устройству и функции) ЛЭП, находящихся в диспетчерском ведении и не отнесенных к объектам диспетчеризации	Формируется при действии устройства (функции) РЗ на отключение выключателей

2.2. Организация дистанционного управления из РДУ

2.2.1 В РДУ организуется дистанционное управление коммутационными аппаратами, заземляющими разъединителями, РПН и функциями устройств РЗА посредством ПТК АСУТП подстанций.

2.2.2 Перечень подстанций и перечень коммутационных аппаратов, заземляющих разъединителей, РПН и функций устройств РЗА на них, подлежащих оснащению системой дистанционного управления, определяются индивидуально и утверждаются ОДУ (РДУ) и МРСК (РСК).

2.2.3 При формировании и передаче команд дистанционного управления должны быть обеспечены меры по защите информации от несанкционированного доступа, в том числе в соответствии с Дополнительными требованиями по

обеспечению безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры, функционирующих в сфере электроэнергетики, при организации и осуществлении дистанционного управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики из диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденными приказом Минэнерго России от 26.12.2023 № 1215, национальным стандартом, указанным в п. 5.33 Приложения № 1 к настоящему соглашению и Типовыми техническими требованиями к ПТК АСУ ТП подстанций, микропроцессорным устройствам РЗА, обмену технологической информацией для осуществления функций дистанционного управления оборудованием и устройствами РЗА подстанций из диспетчерских центров АО «СО ЕЭС», центров управления сетями сетевых организаций и порядок внедрения дистанционного управления, утвержденными АО «СО ЕЭС» и ПАО «Россети», указанными в п. 7.4 Приложения № 1 к настоящему Соглашению.

2.2.4 Передача команд дистанционного управления между РДУ и подстанцией должна осуществляться по тем же каналам связи, по которым передается телеинформация.

2.3. Требования к составу и обмену информацией об аварийных событиях и процессах

2.3.1. Регистрация аварийных событий и процессов осуществляется с использованием автономных регистраторов аварийных событий (далее – РАС) и функций, реализуемых в микропроцессорных терминалах РЗА или в составе АСУ ТП подстанций, а также с использованием устройств системы мониторинга переходных режимов (далее – СМПР).

2.3.2. Применение на подстанциях автономных РАС, запись, хранение и передача в РДУ информации об аварийных событиях с использованием автономных РАС должны осуществляться в соответствии с Требованиями к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами РЗА, а также к принципам функционирования устройств и комплексов РЗА, утвержденными приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 101, Требованиями к релейной защите и автоматике различных видов и ее функционированию в составе энергосистемы, утвержденными приказом Минэнерго России от 10.07.2020 № 546, и положениями ГОСТ Р 58601-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 15.10.2019 № 995-ст, с изменением № 1, утвержденным приказом Росстандарта от 23.12.2021 № 1839-ст).

2.3.3. Сбор, хранение и передача информации об аварийных событиях и процессах, зафиксированной цифровыми устройствами с функциями регистрации аварийных событий, должны осуществляться в соответствии с ГОСТ Р 59550-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Сбор, хранение и передача в диспетчерские центры в автоматическом режиме файлов с данными регистрации аварийных событий. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 03.06.2021 № 504-ст).

2.3.4. При отсутствии цифровых средств осциллографирования информация об аварийных событиях должна представляться по запросу в течение двух календарных дней со дня получения запроса.

2.3.5. В РДУ подлежат передаче показания приборов, предназначенных для определения места повреждения на ЛЭП 110 кВ и выше и результаты определения места повреждения на ЛЭП.

2.3.6. Применение на подстанциях устройств и программно-технических комплексов СМПП, сбор и передача в РДУ информации о переходных событиях с использованием устройств и программно-технических комплексов СМПП должны осуществляться в соответствии с положениями стандарта ГОСТ Р 59364–2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Система мониторинга переходных режимов. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 14.04.2021 № 213-ст, с изменением № 1 утвержденным приказом Росстандарта от 25.10.2023 № 1227-ст).

2.3.7. В случае, если данные СМПП используются для целей функционирования противоаварийной и режимной автоматики, организация и характеристики каналов связи должны соответствовать требованиям раздела 2.7 настоящих Технических требований.

2.4. Требования к организации каналов связи для передачи телеинформации и оперативных переговоров при модернизации (строительстве).

2.4.1. С каждой подстанции РСК, оборудование и устройства которого включены в перечень объектов диспетчеризации с их распределением по способу управления, должны быть организованы два независимых канала связи в РДУ. Каналы связи должны быть организованы с использованием технологии коммутации пакетов на базе протокола IP или по технологии коммутации каналов до узлов доступа, определенных РДУ в технических условиях на организацию двух независимых каналов информационного обмена между подстанцией РСК и РДУ. Независимость каналов в каждом направлении связи должна достигаться за счет организации каналов связи в разных линиях связи, не имеющих общих линейно-кабельных сооружений, или, в разных средах распространения с соответствующим выбором трасс прохождения каналов, использования основного и резервного оборудования связи и электропитания, исключения одновременного вывода (выхода) из работы независимых каналов связи.

При этом, не менее одного из указанных каналов связи до РДУ должно быть организовано в технологических сетях связи сетевых организаций или генерирующих компаний без использования арендованных каналов в сетях связи общего пользования для следующих объектов:

- узловых подстанций, присоединённых к электрической сети 110 кВ и выше не менее чем тремя питающими ЛЭП;
- проходных подстанций 110 кВ и выше, присоединённых к ЛЭП, отходящим от узловых подстанций, от подстанций более высокого класса напряжения, а также от электрических станций;
- центров управления сетями сетевых организаций, осуществляющих функции технологического управления и/или технологического ведения в отношении объектов диспетчеризации ДЦ.

2.4.2. Если указанные каналы используются для передачи телеинформации для целей функционирования противоаварийной и режимной автоматики, они должны соответствовать требованиям раздела 2.7 настоящих Технических требований.

2.4.3. Пропускная способность каналов связи должна выбираться по результатам расчетов и обеспечивать передачу требуемых видов и объемов информации в РДУ.

2.4.4. Для организации каналов связи могут использоваться собственные или арендованные каналы с учетом требований п. 2.4.1 настоящих Технических требований, организованные по волоконно-оптическим линиям связи (ВОЛС), цифровым радиорелейным линиям связи (ЦРРЛ), системам беспроводного широкополосного доступа (БШПД), цифровым транкинговым системам, системам спутниковой связи, оцифрованным кабельным линиям связи (кабели с металлическими жилами), собственные каналы ВЧ-связи по ВЛ с цифровой обработкой сигналов, ресурсы виртуальной частной сети (IP-VPN).

2.4.5. Каналы связи, организованные в сети с коммутацией пакетов (виртуальной частной сети) должны поддерживать механизмы приоритизации трафика (QoS), гарантировать передачу оперативно-технологической информации, обеспечивать организацию маршрутизации с использованием статической и/или динамической маршрутизации (протокол граничного шлюза BGP). Настройки параметров передачи данных по пакетным сетям должны быть согласованы с РДУ.

2.4.6. Ресурсы спутниковых систем связи на базе использования геостационарных космических аппаратов, цифровых транкинговых систем, систем БШПД могут использоваться для организации одного из двух независимых каналов связи между подстанцией и узлом доступа РДУ при условии выполнения требований, предъявляемых к организации телефонной связи для оперативных переговоров, дистанционного управления и передаче телеметрической информации.

2.4.7. Использование радиоканала с технологией беспроводного широкополосного доступа (БШПД) допускается для организации одного из двух независимых каналов связи для оперативных переговоров и передачи телеинформации с подстанций высшим классом напряжения 220 кВ и ниже, где в качестве вторых каналов связи используются каналы, организованные по кабельным линиям связи (кабели с металлическими жилами), ВОЛС, ВЧ-связи по ВЛ с цифровой обработкой сигналов.

На этапе проектирования решений с использованием радиоканала с технологией БШПД необходимо руководствоваться требованиями Таблицы № 3 «Параметры функционирования сетей передачи данных (за исключением сетей подвижной радиотелефонной связи стандартов GSM и UMTS)» Приложения № 1 к Требованиям к организационно-техническому обеспечению устойчивого функционирования сети связи общего пользования, утвержденным приказом Минцифры России от 25.11.2021 № 1229, требованиями Правил применения оборудования радиодоступа. Части I. Правил применения оборудования радиодоступа для беспроводной передачи данных в диапазоне от 30 МГц до 66 ГГц, утвержденных приказом Минкомсвязи России от 14.09.2010 № 124, рекомендациями МСЭ Т У.1291, а также необходимо:

- использовать возможность выбора частот радиоканала из диапазона лицензируемых частот;
- при выборе диапазона частот, ширины полосы и мощности излучения обеспечивать требуемую дистанцию и пропускную способность радиоканала для конкретного объекта;
- при расчете параметров радиоканала учитывать возможные факторы, отрицательно влияющие на дальность связи (температурный дрейф чувствительности приемника и выходной мощности передатчика, возможные атмосферные явления: туман, снег, дождь и др.), для этого в указанных расчетах запас в энергетике радиосвязи (SOM) принимать не менее 10дБ по мощности.

2.4.8. Организация каналов телефонной связи для оперативных переговоров и передачи телеинформации по сетям сотовой связи или сети Интернет не допускается.

2.4.9. Коэффициент готовности одного канала связи должен быть не ниже 0,98 для периода его эксплуатации, равного одному календарному году, обобщенный коэффициент готовности системы технологической связи, состоящих из двух независимых каналов связи, для указанных автоматизированных систем управления должен быть не ниже 0,9996 для периода их эксплуатации, равного одному календарному году.

2.4.10. При проектировании каналов связи схема организации каналов связи от подстанции до РДУ должна быть согласована с РДУ. На схеме должна быть отражена организация двух независимых каналов от подстанции до РДУ с указанием:

- пропускной способности каждого канала;
- всех промежуточных узлов связи, включая узлы связи сетевой компании и узлы доступа операторов связи, через которые проходят данные каналы;
- протоколов и интерфейсов сопряжения, кратких характеристик основного каналобразующего оборудования.

На схемах с использованием арендованных каналов операторов связи, промежуточные узлы сети операторов связи, через которые проходят каналы, не отражаются.

2.4.11. При организации передачи технологической информации в стеке протоколов TCP/IP должна быть разработана и согласована с РДУ дополнительная схема передачи информации на сетевом уровне с указанием информации об IP-адресации, организации маршрутизации и использовании сетевых трансляций.

2.4.12. Исполнительные схемы организации каналов связи и передачи информации между подстанцией и РДУ разрабатываются в бумажном и электронном виде (в графическом редакторе) и утверждаются уполномоченными лицами МРСК (РСК) и РДУ. Исполнительные схемы должны по своему содержанию соответствовать требованиям, указанным в пунктах 2.4.10 и 2.4.11 настоящих Технических требований, и полностью соответствовать проектным решениям по организации канала связи, фактически реализованным на этапе пуско-наладочных и монтажных работ. На исполнительных схемах каналов связи и передачи информации также дополнительно должны быть указаны границы эксплуатационной ответственности по обслуживанию каналов связи между МРСК (РСК), владельцами смежных объектов электроэнергетики и РДУ, определенные в соответствии с актами разграничения зон эксплуатационной ответственности.

2.5. Организация телефонной связи для оперативных переговоров

2.5.1. Диспетчерскому персоналу РДУ по каждому направлению ведения оперативных переговоров с оперативным персоналом должны быть предоставлены резервируемые каналы телефонной связи для оперативных переговоров (с возможностью занятия без ручного набора номера основного и резервного телефонного канала). Предоставляемые каналы связи не должны коммутироваться на промежуточных АТС. Допускается организация постоянного транзитного соединения указанных каналов в промежуточных пунктах.

2.5.2. При использовании спутниковых каналов связи для организации оперативных переговоров с оперативным персоналом односторонняя задержка в телефонном канале не должна превышать 400 мсек.

2.5.3. Организация каналов телефонной связи для оперативных переговоров в сетях с пакетной коммутацией осуществляется в соответствии с Типовыми схемами

организации телефонной связи для оперативных переговоров между подстанциями, ЦУС группы компаний Россети и диспетчерскими центрами АО «СО ЕЭС» на базе технологии VoIP, утвержденные АО «СО ЕЭС и ПАО «Россети» от 30.06.2023.

2.5.4. В случае полной потери каналов телефонной связи для оперативных переговоров должна быть предусмотрена дополнительная возможность установления связи между диспетчерским персоналом РДУ и (или) оперативным персоналом РСК с использованием любых других видов телефонной связи.

2.5.5. Типы интерфейсов и сигнализации, используемых для организации каналов телефонной связи для оперативных переговоров, должны быть согласованы с РДУ.

2.5.6. Оконечным оборудованием телефонной связи для оперативных переговоров должны быть устройства, обеспечивающие телефонную связь без набора номера.

2.5.7. Независимо от способа организации канала телефонной связи для оперативных переговоров должна быть обеспечена автоматическая регистрация (запись) всех переговоров диспетчерского персонала РДУ с оперативным персоналом РСК как в РДУ, так и в РСК, с сохранением указанных записей в соответствии с установленным порядком.

2.6. Организация передачи телеинформации с подстанций в РДУ

2.6.1. Протокол передачи телеинформации в РДУ должен соответствовать ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004. Допускается использовать протокол ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006 только при наличии у МРСК (РСК) обоснованных технических или иных ограничений, не позволяющих организовать обмен по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004. Реализация протоколов ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006 (ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004) должна быть согласована с РДУ.

2.6.2. Методы передачи телеинформации должны соответствовать рекомендациям ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006, т.е. система сбора телеинформации должна обеспечивать возможность спорадической, циклической, периодической и фоновой передачи телеинформации, а также передачу по запросу.

2.6.3. Телеинформация должна содержать метки всемирного координированного времени, которые должны передаваться в режимах, предусмотренных используемыми протоколами передачи и формулярами их согласования.

2.6.4. Присвоение меток времени должно осуществляться в измерительных преобразователях, контроллерах, датчиках (за исключением датчиков неэлектрических величин). При неработоспособности системы единого времени метки времени при передаче телеинформации в РДУ должны иметь соответствующий признак («недействительно, IV») в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006.

2.6.5. Передача ТИ в РДУ должна осуществляться в инженерных единицах измеряемых величин.

2.6.6. Должна быть обеспечена возможность установки апертуры для всех передаваемых в РДУ ТИ, независимо для каждого параметра.

2.6.7. Передача в РДУ ТС положения коммутационного аппарата (КА) должна осуществляться одним обобщенным сигналом положения КА, формируемым методом одновременного получения двух сигналов от одного КА: «включен» и «отключен» соответственно, получаемых с помощью нормально замкнутого и нормального разомкнутого контактов, отнесенных к одному положению КА. При этом передача

обобщенного параметра ТС должна выполняться с использованием идентификаторов типа информации в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006:

- для спорадической передачи – кадр <M_DP_TV_1> 31 (двухэлементная информация с меткой времени CP56Время2а) или кадр <M_DP_TA_1> 4 (двухэлементная информация с меткой времени);
- для опроса – кадр <M_DP_NA_1> 3 (двухэлементная информация).

2.6.8. В устройствах (серверах) телемеханики на подстанции должна быть обеспечена возможность реализации алгоритмов замещения и оперативного дорасчёта параметров, в том числе установка заданных (ручных) значений дежурным персоналом объекта любому передаваемому параметру, параметры, имеющие заданное (ручное) значение, должны иметь соответствующие признаки (замещения, блокировки) в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006.

2.6.9. Для сбора информации от устройств полевого уровня (датчиков, измерительных преобразователей, контроллеров присоединений, устройств РЗА и т.д.) и ее передачи в РДУ должны использоваться резервированные устройства подстанционного уровня ССПИ, работающие в режиме «горячего» резервирования.

2.6.10. В тракте телеизмерений должны использоваться многофункциональные измерительные преобразователи или контроллеры со следующими характеристиками:

- класс точности не хуже 0,5 (для строящихся, реконструируемых объектов не хуже 0,5S);
- абсолютная погрешность измерения частоты – не более $\pm 0,01$ Гц, подключаемые к кернам измерительных трансформаторов класса точности не хуже 0,5 (при замене измерительных трансформаторов, новом строительстве, реконструкции объектов – не хуже 0.5S). Аналоговые измерительные преобразователи подлежат замене на цифровые при модернизации ССПИ на объекте.

2.6.11. Сбор телеинформации с измерительных преобразователей, контроллеров и датчиков (за исключением датчиков неэлектрических величин) в объектных ССПИ должен осуществляться по протоколу, обеспечивающему передачу меток времени и кодов качества.

2.6.12. При измерении метеорологических параметров (температуры окружающего воздуха, скорости ветра и т.п.) проектной документацией должны быть предусмотрены технические решения, обеспечивающие исключение влияния на измеряемые метеорологические параметры близкорасположенных препятствий (строений) и искусственных поверхностей, прямых солнечных лучей, осадков и т.п.

2.6.13. Должна быть обеспечена возможность контроля работоспособности контроллеров присоединений, измерительных преобразователей и устройств сбора ТС. При выявлении неработоспособности указанных устройств параметры, соответствующие отключенному (вышедшему из строя) устройству сбора, должны иметь признак недостоверности (некорректности) в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006.

2.6.14. Формуляр, включающий в себя настройки протокола, информационного обмена, перечни ТИ, ТС, АПТС, сигналов дистанционного управления (при наличии), должны быть согласованы с РДУ.

2.6.15. Передача телеинформации должна осуществляться в РДУ по двум независимым каналам напрямую (без промежуточной обработки) за исключением случаев, указанных в п. 2.6.18 настоящих Технических требований. При этом под промежуточной обработкой понимается любое преобразование информации на уровне

прикладного протокола аппаратно-программными средствами промежуточных пунктов, находящихся в тракте передачи данных между подстанцией и РДУ.

2.6.16. Вероятность появления ошибки телеинформации должна соответствовать первой категории систем телемеханики ГОСТ 26.205-88.

2.6.17. Суммарное время измерения и передачи телеинформации (кроме телеинформации, используемой для целей функционирования противоаварийной и режимной автоматики) с подстанций в автоматизированные системы диспетчерского управления РДУ не должно превышать двух секунд без учета времени обработки данных в программно-технических комплексах РДУ.

2.6.18. До перехода на цифровые каналы связи должна быть сохранена существующая система (схема) передачи телеинформации с подстанций МРСК в РДУ.

2.6.19. После завершения модернизации объектных ССПИ и организации соответствующих цифровых каналов связи с использованием протокола ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 должна быть обеспечена передача телеинформации с подстанций в РДУ напрямую, без промежуточной обработки.

2.6.20. При проектировании ССПИ по каждой подстанции должна быть разработана ее однолинейная электрическая схема с обозначением на ней всех точек измерения и состава измерений в каждой точке.

2.7. Требования к организации передачи информации для функционирования противоаварийной и режимной автоматики.

2.7.1. При организации передачи в РДУ информации для функционирования противоаварийной и режимной автоматики должны соблюдаться Требования к каналам связи для функционирования РЗА, утвержденными приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 97.

2.7.2. При передаче информации для функционирования противоаварийной автоматики дополнительно должны соблюдаться положения ГОСТ Р 55105-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 26.12.2019 № 1484-ст).

2.8. Требования к организации обмена информацией с РДУ для отдельных типов подстанций.

2.8.1. Для подстанций с высшим классом напряжения 110 кВ, присоединенных к ЛЭП ответвлениями (отпайками), а также подстанций с высшим классом напряжения 110 кВ, в составе которых отсутствуют объекты диспетчеризации, находящиеся в диспетчерском управлении РДУ и к которым не присоединены ЛЭП, находящиеся в диспетчерском управлении РДУ, при условии, что на указанные подстанции организована передача диспетчерских команд и разрешений через ЦУС РСК, обмен информацией с РДУ может быть организован с учетом требований, указанных в таблице 3 настоящих Технических требований:

Требования к организации обмена технологической информацией с РДУ для отдельных типов подстанций

№ п/п	Тип подстанции	Состав телеинформации, передаваемой с подстанции в РДУ	Требования к каналам связи подстанции с РДУ (при наличии канала связи между подстанциями и ЦУС РСК/ПО (ПЭС))
1	Узловая подстанция, к которой присоединены только ЛЭП, находящиеся в диспетчерском ведении РДУ	Состав телеинформации определяется в соответствии с разделом 2.1 настоящих технических требований.	Два канала передачи телеинформации (передача может осуществляться путем ретрансляции телеинформации из ЦУС РСК/ПО (ПЭС)).
2	Ответственная подстанция	Состав информации определяется согласно пунктам: 2.1.3, 2.1.7, 2.1.9, 2.1.11* настоящих Технических требований.	Телефонная связь для оперативных переговоров не требуется при условии, что организована передача диспетчерских команд и разрешений через ЦУС РСК.
3	Проходная подстанция, к которой присоединены ЛЭП, находящиеся в диспетчерском ведении РДУ	Состав телеинформации определяется в соответствии с пунктами: 2.1.3, 2.1.6, 2.1.7, 2.1.8, 2.1.9, 2.1.11 настоящих Технических требований.	

* с ответственных подстанций, присоединённых к ЛЭП, находящихся в диспетчерском управлении РДУ, на которых отсутствуют объекты диспетчеризации, передаче в РДУ подлежит ТС положения линейных разъединителей и заземляющих разъединителей (ЗН) ЛЭП

2.8.2. В случаях, указанных в таблице 3 настоящих Технических требований передача телеинформации по каналам связи с РДУ может осуществляться с одной ступенью ретрансляции телеинформации из ЦУС РСК / ПО (ПЭС).

При этом суммарное время измерения и передачи телеинформации для автоматизированных систем управления не должно превышать 3 (трех) секунд.

2.9. Особенности организации обмена технологической информацией между ДЦ и подстанциями, входящими в схемы выдачи мощности (далее – СВМ) электростанций ВИЭ при технологическом присоединении электростанций ВИЭ к электрическим сетям МРСК.

2.9.1. При технологическом присоединении электростанций ВИЭ к электрическим сетям МРСК и отсутствии возможности организации передачи в ДЦ технологической информации с подстанций, входящих в СВМ электростанций ВИЭ, в полном объеме (в соответствии с разделами 2.1-2.7 настоящих Технических требований) в срок, не превышающий срок ввода электростанций ВИЭ в работу, допускается модернизация ССПИ данных подстанций в два этапа.

2.9.2. На первом этапе реализации технических решений по организации передачи в ДЦ технологической информации со смежных с электростанциями ВИЭ подстанций МРСК необходимо:

2.9.2.1. Организовать между ДЦ и подстанциями МРСК, входящими в СВМ электростанций ВИЭ, от шин которых отходят (будут отходить после ввода электростанции ВИЭ в работу) ЛЭП, соответствующие критериям отнесения в диспетчерское управление, два независимых канала связи для ведения оперативных переговоров и передачи телеметрической информации. При этом:

- один из организуемых независимых каналов связи должен полностью соответствовать требованиям, указанным в разделах 2.4, 2.7 настоящих Технических требований;

- при организации второго независимого канала связи допускается ретрансляция телеинформации через ЦУС РСК и использование промежуточной УПАТС ЦУС РСК (при этом телефонная связь для оперативных переговоров на участке между ЦУС и подстанциями, входящими в СВМ электростанций ВИЭ, организуется всеми доступными средствами и технологиями связи).

2.9.2.2. Организовать сбор и передачу в ДЦ ТС положения выключателей ЛЭП и оборудования, являющихся объектами диспетчеризации.

2.9.2.3. Организовать сбор и передачу в ДЦ ТИ параметров электроэнергетического режима, недопустимое изменение которых возможно при нормативных возмущениях в нормальной и единичных ремонтных схемах. Состав ТИ должен быть определен в рамках согласования СВМ электростанций ВИЭ.

2.9.3. Мероприятия первого этапа должны быть включены в технические условия на технологическое присоединение электростанций ВИЭ к электрическим сетям МРСК и технические задания на выполнение внестадийных работ по разработке СВМ электростанций ВИЭ со сроками реализации не позднее срока ввода электростанций ВИЭ в работу.

2.9.4. На втором этапе реализации технических решений по организации передачи в ДЦ технологической информации со смежных с электростанциями ВИЭ подстанций МРСК необходимо организовать передачу в ДЦ технологической информации со смежных с электростанциями ВИЭ подстанций в соответствии с требованиями разделов 2.1-2.8 настоящих Технических требований.

2.9.5. Мероприятия второго этапа должны включаться в программы модернизации и расширения ССПИ в соответствии с Регламентом взаимодействия РДУ и РСК при модернизации (расширении) систем сбора и передачи информации объектов электросетевого хозяйства МРСК (Приложение № 5 к настоящему Соглашению) в согласованные РСК и РДУ сроки.

Регламент взаимодействия РДУ и РСК при модернизации (расширении) систем сбора и передачи информации объектов электросетевого хозяйства МРСК

1. Термины и сокращения

РДУ – Филиал АО «СО ЕЭС» РДУ.

Системный оператор – АО «СО ЕЭС» (исполнительный аппарат, ОДУ, РДУ).

МРСК – _____⁸.

РСК – филиалы МРСК РСК.

ЦУС – центр управления сетями РСК.

Регламент – настоящий Регламент взаимодействия РДУ и РСК при модернизации (расширении) систем сбора и передачи информации объектов электросетевого хозяйства МРСК.

ССПИ – система сбора и передачи информации о технологических режимах работы линий электропередачи, оборудования и устройств, сигналов дистанционного управления, телеизмерений параметров электроэнергетического режима, параметров настройки режимной и противоаварийной автоматики, сигналов дистанционного управления и телерегулирования автоматических систем управления и информации об аварийных событиях и процессах, включающую в себя каналы связи и осуществляющей, в том числе, функции системы телефонной связи для оперативных переговоров.

Подстанция МРСК, подстанция – объект электросетевого хозяйства, принадлежащий на праве собственности или ином законном основании МРСК, находящийся в зоне эксплуатационного обслуживания соответствующей РСК.

Технические требования – Технические требования по организации обмена с диспетчерскими центрами информацией, необходимой для управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России (приложение № 4 к настоящему Соглашению).

Программа модернизации ССПИ – Программа модернизации и расширения ССПИ на подстанциях МРСК в зоне эксплуатационного обслуживания РСК.

Программа внедрения и модернизации РАС – Программа внедрения и модернизации РАС на подстанциях МРСК в зоне эксплуатационного обслуживания РСК.

Перечень – перечень подстанций МРСК, находящихся в операционной зоне РДУ, имеющих в своем составе объекты диспетчеризации и требующих модернизации (расширения) ССПИ подстанций, внедрения (модернизации) РАС в целях приведения их в соответствие Техническим требованиям, с указанием приоритетов.

2. Общие положения

Настоящий Регламент разработан с целью определения порядка взаимодействия РДУ и РСК при разработке, актуализации, согласовании, утверждении и выполнении

⁸ Указывается наименование межрегиональной распределительной сетевой компании (МРСК).

программ модернизации ССПИ и программ внедрения и модернизации РАС (далее при совместном упоминании - Программы) на период, соответствующий инвестиционной программе МРСК.

Технические требования определены в Приложении № 4 к настоящему Соглашению.

3. Порядок взаимодействия РДУ и РСК при разработке (актуализации), согласовании и утверждении Программ

В целях приведения в соответствие Техническим требованиям систем, оборудования и каналов связи, обеспечивающих передачу с подстанций МРСК в РДУ технологической информации:

3.1. РДУ разрабатывает, утверждает и ежегодно актуализирует для каждой РСК Перечень. Указанный Перечень РДУ направляют в РСК ежегодно в срок до 5 ноября. При формировании (актуализации) Перечня РДУ должно учитывать определенные в действующих Программах объекты и сроки реализации мероприятий, а также статус реализации проектов по созданию (модернизации) ССПИ и внедрению (модернизации) РАС.

3.2. РСК в срок до 20 ноября года предшествующего году представления в установленном порядке соответствующей инвестиционной программы МРСК на утверждение в уполномоченный орган исполнительной власти разрабатывает (актуализирует) Программы с учетом определенных в действующих на рассматриваемый период планирования сценарных условиях формирования (оптимизации) проектов инвестиционных программ ПАО «Россети» приоритетов для инвестиционных проектов, направленных на исполнение требований АО «СО ЕЭС» по установке вторичных систем и направляет проекты разработанных (актуализированных) Программ в электронном виде в РДУ для согласования Системным оператором.

3.3. РДУ в течение 10 рабочих дней с момента получения проектов Программ от РСК согласовывает и направляет проекты Программ (замечания и предложения по их доработке) в РСК.

3.4. При наличии замечаний и предложений по доработке проектов Программ РСК в течение 10 рабочих дней обеспечивает внесение изменений (или формирует обоснования их невозможности) в проекты Программ и направление в РДУ в целях повторного рассмотрения и согласования проектов Программ. Повторное рассмотрение и согласование проектов Программ в РДУ осуществляется в течение 10 рабочих дней с момента получения от РСК скорректированных проектов Программ.

3.5. При наличии между РСК и РДУ разногласий, препятствующих согласованию Программ, РСК или РДУ иницируют проведение совещания на уровне соответствующих МРСК и ОДУ.

3.6. При неурегулировании разногласий на уровне соответствующих МРСК и ОДУ иницируется проведение совещания на уровне ПАО «Россети» и исполнительного аппарата АО «СО ЕЭС» с приложением протоколов совещаний МРСК и ОДУ, фиксирующих разногласия, протоколов согласования разногласий и других обосновывающих материалов для обсуждения.

3.7. Программы должны быть утверждены в срок до 31 декабря года, предшествующего году представления в установленном порядке соответствующей инвестиционной программы МРСК на утверждение в уполномоченный орган

исполнительной власти. После утверждения Программ РСК официальным письмом направляет копии Программ в РДУ.

3.8. МРСК включает подстанции, предусмотренные утвержденной Программой модернизации ССПИ, в проект инвестиционной программы, с учетом определенных в действующих на рассматриваемый период планирования сценарных условиях формирования (оптимизации) проектов инвестиционных программ ПАО «Россети» приоритетов для инвестиционных проектов, направленных на исполнение требований АО «СО ЕЭС» по установке вторичных систем, направляемой на утверждение в уполномоченный орган исполнительной власти.

3.9. В случае внесения в установленном порядке изменений в утвержденные Советом директоров ПАО «Россети» сценарные условия формирования инвестиционных программ МРСК (РСК) при необходимости инициирует внесение изменений в Программы.

4. Требования к содержанию и оформлению Программ

4.1. Программы разрабатываются (актуализируются) в соответствии с Типовой программой модернизации и расширения системы сбора и передачи информации на подстанциях МРСК в зоне эксплуатационного обслуживания РСК и Типовой программой внедрения и модернизации РАС на подстанциях МРСК в зоне эксплуатационного обслуживания РСК (приложение к настоящему Регламенту) в редактируемом формате офисного программного обеспечения.

4.2. Программы разрабатываются (актуализируются) с учетом Перечня и Технических требований.

4.3. На титульных листах в наименовании Программ указывается инвестиционный период, на который составляются (актуализируются) Программы.

4.4. В таблицу 1 Программы модернизации ССПИ включаются подстанции МРСК, на которых планируется модернизация ССПИ, с указанием состава телеметрической информации, подлежащей передаче в РДУ после модернизации ССПИ.

4.5. В таблицу 2 Программы модернизации ССПИ включаются подстанции МРСК, на которых, при наличии технической возможности (без проведения реконструкции подстанции, частичной замены первичного оборудования или замены и модернизации устройств (комплексов) РЗА) и из существующих ССПИ, в первоочередном порядке, дополнительно к существующему объему телеметрической информации, фактически получаемому РДУ, организуется передача дополнительного объема телеметрической информации.

4.6. В таблицу 3 Программы модернизации ССПИ включаются подстанции МРСК, на которых планируется модернизация ССПИ, с указанием:

4.6.1. Фактического наличия и типа существующего оборудования и каналов связи для оперативных переговоров и передачи в РДУ телеметрической информации.

4.6.2. Сроков модернизации оборудования и организации цифровых каналов связи для оперативных переговоров и передачи в РДУ телеметрической информации с подстанций МРСК и их типов.

4.6.3. Наименование инвестиционного проекта (при наличии) инвестиционной программы, в рамках которого планируется модернизация ССПИ подстанции в сроки, установленные Программой модернизации ССПИ (в столбце 5 «Примечание»).

4.6.4. Наименование ЦУС (ПО, ПЭС), через который осуществляется (планируется осуществление) ретрансляция (в столбце 5 «Примечание»), в случае организации каналов связи и передачи в РДУ телеметрической информации путем ретрансляции.

4.7. Основные организационно-технические мероприятия, необходимые для реализации Программы модернизации ССПИ, организации каналов связи для оперативных переговоров и передачи телеметрической информации с подстанций МРСК в РДУ и требующие участия Системного оператора, указываются в таблице 4 Программы модернизации ССПИ.

4.8. В случае наличия в утвержденной инвестиционной программе МРСК инвестиционных проектов по новому строительству, комплексному техническому перевооружению или реконструкции, в рамках которых планируются мероприятия, включаемые в Программу модернизации ССПИ, сроки реализации данных мероприятий, указываемые в Программе модернизации ССПИ, должны быть синхронизированы со сроками их реализации, установленными в указанных инвестиционных проектах по новому строительству, комплексному техническому перевооружению или реконструкции.

4.9. В таблицу 1 Программы внедрения и модернизации РАС включаются подстанции, на которых планируется внедрение (модернизация) РАС, с указанием сроков реализации мероприятий, инвестиционного проекта инвестиционной программы МРСК.

4.10. Основные организационно-технические мероприятия, необходимые для реализации Программы внедрения и модернизации РАС и требующие участия ДЦ, указываются в таблице 2 Программы внедрения и модернизации РАС.

5. Порядок взаимодействия РДУ и РСК при выполнении Программ

5.1. В рамках взаимодействия при выполнении Программ Системный оператор:

5.1.1. Определяет в технических заданиях на проектирование перечень точек измерения, состав телеметрической информации, информации об аварийных событиях, подлежащей передаче в РДУ с подстанции МРСК в результате реализации Программ.

5.1.2. Согласовывает технические задания на проектирование, проектную и рабочую документацию на модернизацию (внедрение) систем, оборудования и каналов связи, включенных в Программы, и изменения к ним.

5.1.3. Принимает участие в комплексных испытаниях систем, оборудования (кроме устройств РАС) и каналов связи, включенных в Программы.

5.1.4. Принимает участие в работе комиссии по приемке систем, оборудования (кроме устройств РАС) и каналов связи, включенных в Программы, в опытную эксплуатацию.

5.2. МРСК (РСК) выполняет предусмотренные соответствующими Программами мероприятия в установленные в них сроки, в том числе:

5.2.1. В целях согласования направляет в Системный оператор технические задания на проектирование, проектную и рабочую документацию на модернизацию (внедрение) систем, оборудования и каналов связи, включенных в Программы, и проекты изменений к ним в соответствии с Соглашением о взаимодействии ОАО «СО ЕЭС» и ПАО «Россети» при разработке, рассмотрении и согласовании документации, разрабатываемой при технологическом присоединении и

строительстве (реконструкции) объектов электроэнергетики, схем и программ развития электроэнергетики от 31.12.2015.

5.2.2. В целях согласования Системным оператором направляет в РДУ программы и методики испытаний систем, оборудования (кроме устройств РАС) и каналов связи, включенных в Программы.

5.2.3. Выполняет комплексные испытания систем, оборудования (кроме устройств РАС) и каналов связи, включенных в Программы, с участием представителей Системного оператора.

5.2.4. Осуществляет приемку систем, оборудования (кроме устройств РАС) и каналов связи, включенных в Программы, в опытную эксплуатацию с участием представителей Системного оператора.

5.2.5. Ежегодно до 20 января года, следующего за отчетным, предоставляет в РДУ письменный отчет о выполнении Программ, утвержденных в году, предшествующем отчетному году.

5.2.6. В случае возникновения условий, требующих корректировки сроков реализации инвестиционных проектов, по которым реализуются мероприятия, предусмотренные утвержденными Программами, РСК в месячный срок уведомляет об этом РДУ.

5.3. Выполнение Программ и соответствие систем, оборудования (кроме устройств РАС) и каналов связи, включенных в Программы, согласованным Системным оператором техническим заданиям подтверждается актом их приемки в опытную эксплуатацию, подписанным представителем Системного оператора, оформленным РСК по результатам проведения комплексных испытаний или уведомлением РДУ о выполнении в случае проведения работ по планам ТОиР. Замечания к функционированию систем, оборудованию и каналов связи, выявленные в ходе их опытной эксплуатации, РСК устраняет в кратчайшие сроки с уведомлением соответствующего РДУ.

**ТИПОВАЯ ПРОГРАММА МОДЕРНИЗАЦИИ И РАСШИРЕНИЯ
СИСТЕМЫ СБОРА И ПЕРЕДАЧИ ИНФОРМАЦИИ
НА ПОДСТАНЦИЯХ МРСК В ЗОНЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО
ОБСЛУЖИВАНИЯ РСК**

1. Титульный лист.

<p>СОГЛАСОВАНО Генеральный директор</p> <p>« _____ » (наименование МРСК)</p> <hr/> <p>(подпись) (Ф.И.О.)</p> <p>« ____ » _____ 20 __ г.</p>	<p>УТВЕРЖДАЮ Заместитель генерального директора- директор филиала « _____ »</p> <p>_____» (наименование РСК)</p> <hr/> <p>(подпись) (Ф.И.О.)</p> <p>« ____ » _____ 20 __ г.</p>
<p>ПРОГРАММА модернизации и расширения системы сбора и передачи информации на подстанциях « _____ » (наименование МРСК) в зоне эксплуатационного обслуживания « _____ » (наименование РСК) на период 20XX – 20XX годов.</p>	
<p>СОГЛАСОВАНО</p> <p>Генеральный директор Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ _____ (наименование ОДУ)</p> <hr/> <p>(подпись) (Ф.И.О.)</p> <p>« ____ » _____ 20 __ г.</p>	<p>СОГЛАСОВАНО</p> <p>Директор Филиала АО «СО ЕЭС» _____ РДУ (наименование РДУ)</p> <hr/> <p>(подпись) (Ф.И.О.)</p> <p>« ____ » _____ 20 __ г.</p>

2. Состав разделов и таблиц.

Таблица 1

Перечень подстанций с указанием состава телеметрической информации, подлежащей передаче в РДУ после модернизации ССПИ

№ п/п	Диспетчерское наименование подстанции (ПС), объекта электросетевого хозяйства МРСК (точка измерения ТИ, ТС)	Состав телеметрической информации		Направление передачи (РДУ, ЦУС)	Примечание
		Необходимые ТИ, ТС	В т.ч. новые ТИ, ТС		
1	2	3	4	5	6
	Образец заполнения				
	20XX год				
1.	ПС 110 кВ Буйская				
1.1.	1СШ 110 кВ	U, F, TC ¹		РДУ, ЦУС	
1.2.	2СШ 110 кВ	U, F, TC		РДУ, ЦУС	
1.3.	ОСШ 110 кВ	U, F, TC ²			
1.4.	ВЛ 110 кВ Буйская - Янаул 1ц	P, Q, I, TC ³	I	РДУ, ЦУС	
1.5.	ВЛ 110 кВ Буйская - Янаул 2ц	P, Q, I, TC	I	РДУ, ЦУС	
1.6.	ВЛ 110 кВ Буйская - Гожан 1ц	P, Q, I, TC	I	РДУ, ЦУС	
1.7.	ВЛ 110 кВ Буйская - Гожан 2ц	P, Q, I, TC	I	РДУ, ЦУС	
1.8.	ШСВ 110 кВ	P, Q, I, TC	I	РДУ, ЦУС	
1.9.	ОВ 110 кВ	P, Q, I, TC	I	РДУ, ЦУС	
2.	И т.д.				
	20XX+1 год				
1.	ПС 110 кВ ...				

Примечания:

1. Все телесигналы положения ШР всех присоединений.
2. Все телесигналы положения РОСШ всех присоединений.
3. Телесигналы положения выключателя, ЛР и ЗН присоединения.

Перечень подстанций и состав дополнительной телеметрической информации, подлежащей передаче в РДУ в рамках ССПИ, существующей на момент формирования Программы модернизации ССПИ

№ п/п	Диспетчерское наименование подстанции (ПС), объекта электросетевого хозяйства МРСК (точка измерения ТИ, ТС)	Состав телеметрической информации		Срок организации передачи телеметрической информации
		ТИ, ТС, фактически получаемые с подстанции	Дополнительные ТИ, ТС	
1	2	3	4	5
	Образец заполнения			
1.	ПС 110 кВ Буйская			
	<i>В 110 кВ ВЛ Буйская - Гожан 1ц</i>			
	<i>В 110 кВ ВЛ Буйская - Гожан 2ц</i>			
2.	<i>И т.д.</i>			

Перечень подстанций, с указанием сроков организации каналов связи и внедрения оборудования ТМ

№ п/п	Диспетчерское наименование подстанции (ПС)	Тип существующих и планируемых к внедрению оборудования и каналов связи		Срок реализации	Примечание
1	2	3		4	5
	Образец заполнения				
1	ПС 110 кВ Северная	факт	Прямой канал/основной	Аналоговый (тип)	Не заполняется
			Прямой канал резервный	Нет	
			Оборудование ТМ	Аналоговое (тип)	
		план	Прямой канал основной	Цифровой (тип)	2019
Прямой канал резервный	Цифровой (тип)		2020	Наименование инвестиционного проекта	

№ п/п	Диспетчерское наименование подстанции (ПС)	Тип существующих и планируемых к внедрению оборудования и каналов связи			Срок реализации	Примечание
1	2	3			4	5
						<i>инвестиционной программы, при отсутствии ставится прочерк</i>
			<i>Оборудование ТМ</i>	<i>Цифровое (тип)</i>	2019	<i>Наименование инвестиционного проекта инвестиционной программы, при отсутствии ставится прочерк</i>
2	<i>ПС 110 кВ Восточная</i>	факт	<i>Прямой канал основной</i>	<i>Цифровой (тип)</i>	<i>Не заполняется</i>	
<i>Прямой канал резервный</i>	<i>Аналоговый (тип)</i>					
<i>Оборудование ТМ</i>	<i>Цифровое (тип)</i>					
план	<i>Прямой канал основной</i>	<i>Цифровой (тип)</i>	2020	<i>Наименование инвестиционного проекта инвестиционной программы, при отсутствии ставится прочерк</i>		
	<i>Прямой канал резервный</i>	<i>Цифровой (тип)</i>	2020	<i>Наименование инвестиционного проекта инвестиционной программы, при отсутствии ставится прочерк</i>		
	<i>Оборудование ТМ</i>	<i>Цифровое (тип)</i>	2020	<i>Наименование инвестиционного проекта инвестиционной программы, при отсутствии ставится прочерк</i>		

Примечания:

1) При создании цифровых каналов связи допускается сохранение существующих аналоговых каналов связи в качестве дополнительных резервных каналов.

2) В таблице необходимо отражать наличие на подстанции всех имеющихся каналов связи.

Таблица 4

Основные организационно-технические мероприятия, необходимые для модернизации и расширения ССПИ подстанций, требующие участия Системного оператора

№ п/п	Мероприятия	Дата начала выполнения мероприятия	Дата окончания выполнения мероприятия	Примечание
1	2	3	4	5
Образец заполнения				
ПС 110 кВ Северная (или группа ПС при условии реализации в рамках одного проекта)				
1.	Разработка и согласование задания на проектирование ССПИ, организацию необходимых цифровых каналов связи.			
2.	Разработка и согласование проектной документации на ССПИ, организации необходимых цифровых каналов связи.			
3.	Разработка и согласование рабочей документации на ССПИ, организации необходимых цифровых каналов связи.			
4.	Приемка ССПИ, цифровых каналов связи в опытную эксплуатацию			
5.	Приемо-сдаточные испытания ССПИ, цифровых каналов связи и ввод в промышленную эксплуатацию			
ПС 110 кВ Восточная (или группа ПС при условии реализации в рамках одного проекта)				
6.	И т.д.			

Примечания:

1) Таблица 4 заполняется для подстанций, модернизацию (расширение) ССПИ которых планируется выполнить за соответствующий инвестиционный период.

2) Задания на проектирование, проектная и рабочая документация на ССПИ подстанций должны быть согласованы с Системным оператором в части перечня точек измерения и состава телеметрической информации, подлежащей передаче в РДУ с подстанции МРСК после модернизации ССПИ.

3) Задания на проектирование, проектная и рабочая документация на организацию каналов связи с РДУ должны быть согласованы с Системным оператором в части технических условий по присоединению оборудования каналов связи с подстанций МРСК к узлам связи РДУ и технических требований к каналам связи, включая требования к резервированию каналов связи, их пропускной способности, используемым протоколам информационного обмена, объемам, скорости и периодичности передачи информации, параметрам передачи управляющих воздействий противоаварийной и режимной автоматики.

**ТИПОВАЯ ПРОГРАММА ВНЕДРЕНИЯ И МОДЕРНИЗАЦИИ РАС
НА ПОДСТАНЦИЯХ МРСК В ЗОНЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО
ОБСЛУЖИВАНИЯ РСК**

1. Титульный лист.

<p>СОГЛАСОВАНО Генеральный директор</p> <p>« _____ » <i>(наименование МРСК)</i></p> <hr style="width: 100%;"/> <p><i>(подпись)</i> <i>(Ф.И.О.)</i></p> <p>« ____ » _____ 20 __ г.</p>	<p>УТВЕРЖДАЮ Заместитель генерального директора- директор филиала « _____ » - _____» <i>(наименование РСК)</i></p> <hr style="width: 100%;"/> <p><i>(подпись)</i> <i>(Ф.И.О.)</i></p> <p>« ____ » _____ 20 __ г.</p>
---	--

**ПРОГРАММА
внедрения и модернизации РАС на подстанциях**

« _____ »
(наименование МРСК)

в зоне эксплуатационного обслуживания

« _____ »
(наименование РСК)

на период 20XX – 20XX годов.

<p>СОГЛАСОВАНО</p> <p>Генеральный директор Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ _____ <i>(наименование ОДУ)</i></p> <hr style="width: 100%;"/> <p><i>(подпись)</i> <i>(Ф.И.О.)</i></p> <p>« ____ » _____ 20 __ г.</p>	<p>СОГЛАСОВАНО</p> <p>Директор Филиала АО «СО ЕЭС» _____ РДУ <i>(наименование РДУ)</i></p> <hr style="width: 100%;"/> <p><i>(подпись)</i> <i>(Ф.И.О.)</i></p> <p>« ____ » _____ 20 __ г.</p>
--	--

Перечень подстанций с указанием сроков внедрения (модернизации) РАС

№ п/п	Диспетчерское наименование подстанции (ПС)	Тип существующего и планируемого к внедрению (модернизации) оборудования		Срок реализации	Примечание
1	2	3		4	5
<i>Образец заполнения</i>					
1	ПС 110 кВ Северная	Факт	Устройство РАС (тип)	Не заполняется	Не заполняется
		План	Устройство РАС (тип)	2021	Наименование инвестиционного проекта инвестиционной программы
2	ПС 110 кВ Восточная	Факт	-	Не заполняется	Не заполняется
		План	Устройство РАС (тип)	2022	Наименование инвестиционного проекта инвестиционной программы

Таблица 2

Основные организационно-технические мероприятия, необходимые для внедрения (модернизации) РАС, требующие участия СО

№ п/п	Мероприятия	Дата начала выполнения мероприятия	Дата окончания выполнения мероприятия	Примечание
1	2	3	4	5
<i>Образец заполнения</i>				
<i>ПС 110 кВ Северная</i>				
1	Согласование задания на проектирование РАС			
2	Согласование проектной документации на РАС			
3	Согласование рабочей документации на РАС			
4	Ввод в эксплуатацию			
5				
<i>ПС 110 кВ Восточная</i>				
6	<i>И т.д.</i>			