

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 «МРСК...» в целях обеспечения надежности функционирования
ЕЭС России

г. Москва

«___» _____ 201_ г.

Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы» (АО «СО ЕЭС»), именуемое в дальнейшем «Системный оператор», в лице заместителя Председателя Правления Павлушко Сергея Анатольевича, действующего на основании доверенности № ___ от _____, с одной стороны, и Публичное акционерное общество «Межрегиональная распределительная сетевая компания _____» (ПАО «МРСК _____»), 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 централизованное оперативно-диспетчерское управление в пределах Единой энергетической системы России (далее – ЕЭС России), в том числе управление технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электросетевого хозяйства МРСК, 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, 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.

Стандарты Системного оператора, указанные в Приложении № 1 к настоящему Соглашению, размещаются на официальном сайте Системного оператора в сети Интернет. Указанные стандарты подлежат применению в практике взаимодействия Сторон и являются обязательными для МРСК в силу заключения настоящего Соглашения, а при внесении изменений в раздел 5 Приложения № 1 к Соглашению или указанные в нем стандарты – в силу подписания соответствующего дополнительного соглашения к настоящему Соглашению. МРСК (РСК) обязана осуществлять мероприятия, необходимые для исполнения положений стандартов Системного оператора, обязательства по применению которых в отношениях Сторон определены условиями настоящего Соглашения (с учетом изменений, вносимых дополнительными соглашениями).

РСК разрабатывает инструктивную документацию для центров управления сетями (далее – ЦУС) и подстанций МРСК на основании действующих нормативных правовых актов, стандартов, 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 (теле-) 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, порядок определяются Системным оператором.

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

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 (теле-) управления. РДУ обязаны ежегодно до 01 января 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 01 января каждого года представлять в соответствующие РДУ списки оперативного персонала, допущенного к производству переключений (в том числе лиц из числа административно-технического и ремонтного персонала, наделенных правами оперативного персонала), лиц, допущенных к ведению оперативных переговоров, лиц из числа административно-технического персонала, имеющих право подачи и согласования диспетчерских заявок, отдельно по каждому ЦУС и подстанции МРСК, в состав которой входят объекты диспетчеризации и с персоналом которых диспетчер РДУ ведет оперативные переговоры, и уведомлять РДУ о внесенных в них изменениях не позднее, чем за один рабочий день до ввода в действие таких изменений.

Изменение схемы оперативного обслуживания ЛЭП, оборудования и устройств подстанций, относящихся к объектам 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 исполнению 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.

Об отказе выполнения диспетчерской команды или несоблюдении отказа в диспетчерском разрешении оперативный персонал РСК делает запись в оперативном журнале, сообщает диспетчеру соответствующего РДУ и своему административному руководителю.

2.12. При наличии каналов связи между энергообъектами потребителей

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

электрической энергии и ЦУС РСК / ПО (ПЭС) 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.

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. 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.

3.1.5. Осуществлять расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования комплексов и устройств релейной защиты и автоматики (далее – РЗА), определять объемы, 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 их перегрузки.

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.

3.2.7. В соответствии с национальным стандартом ГОСТ Р 56303-2014 и положением, указанным в п. 8.7 Приложения № 1 к настоящему Соглашению, представлять на согласование в РДУ нормальные схемы электрических соединений и временные нормальные схемы электрических соединений подстанций МРСК с указанием на них диспетчерских наименований оборудования, а также диспетчерских наименований коммутационных аппаратов, которыми может быть изменено эксплуатационное состояние оборудования, относящихся к объектам 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. 6.1 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.

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 26.07.2007 № 484 (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.

4.4. При организации и производстве переключений в электроустановках, в том числе на подстанциях нового поколения и отдельных распределительных устройствах подстанций, соответствующих всем отличительным свойствам подстанций нового поколения, в случае если такие переключения выполняются с автоматизированного рабочего места оперативного или диспетчерского персонала, Системный оператор (ОДУ, РДУ) и МРСК (РСК) должны руководствоваться требованиями Правил переключений в электроустановках, утвержденных приказом Минэнерго России от 13.09.2018 № 757, 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.

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 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 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 иной оперативной информации об авариях на объектах электросетевого хозяйства МРСК производится 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. 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 электроснабжении потребителей электрической энергии и необходимости принятия мер превентивного характера.

5.5.3. Созыв заседания регионального штаба по обеспечению безопасности электроснабжения, 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.

5.6. 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. Системный оператор осуществляет разработку схемы и программы развития ЕЭС России, а также участвует в разработке схем и программ перспективного развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации.

МРСК (РСК) осуществляет в отношении принадлежащих ей электрических сетей разработку комплексных программ развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории субъекта Российской Федерации на 5-летний период (далее – комплексная программа развития), а также участвует в разработке и реализации схем и программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации в части распределительного электросетевого комплекса.

Порядок взаимодействия Сторон при разработке, согласовании комплексных программ развития, схем и программ развития электроэнергетики определяется утверждаемым Сторонами регламентом, указанным в п. 1.4 Приложения № 1 к настоящему Соглашению.

6.2. Системный оператор осуществляет в порядке, предусмотренном Правилами утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977, рассмотрение проектов инвестиционных программ МРСК (РСК), вносимых в инвестиционные программы изменений и осуществляет подготовку заключений по результатам рассмотрения инвестиционных программ (вносимых в них изменений), включая, при необходимости, мотивированные предложения по их доработке.

МРСК (РСК) при проведении мероприятий по разработке и согласованию

проектов инвестиционных программ (вносимых в инвестиционные программы изменений) взаимодействует с ОДУ (РДУ) в части предоставления необходимых документов для подготовки Системным оператором заключений, а также устранения замечаний Системного оператора (при их наличии).

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

6.4. 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), 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.

6.5. Для ввода в работу построенных, реконструированных 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 и нормативных правовых актов Минэнерго России, утверждаемых в соответствии с ПТФ, в том числе:

6.5.1. Не менее чем за 6 (шесть) месяцев до ввода в работу соответствующего объекта электросетевого хозяйства МРСК или в иной заблаговременно согласованный с РДУ срок в зависимости от сложности вводимого объекта, но не позднее чем за 2 (два) месяца до ввода в работу новых (реконструированных, модернизированных) ЛЭП, электротехнического оборудования и/или комплексов и устройств РЗА, СДТУ, представить в РДУ:

- информацию о технических параметрах и паспортных данных ЛЭП, оборудования и устройств, сроках ввода их в эксплуатацию и иную информацию, необходимую для расчетов электроэнергетических режимов энергосистемы, в том числе расчетов устойчивости, токов короткого замыкания, подготовки инструктивно-технической и оперативной документации по оборудованию и устройствам, относящимся к объектам диспетчеризации, - в соответствии с требованиями ПТФ и нормативными правовыми актами Минэнерго России;

- документы и информацию, необходимые для выполнения расчетов и выбора параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования устройств РЗА – в соответствии с 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).

6.5.2. Не менее чем за 3 (три) месяца до ввода в работу нового (реконструированного) объекта электросетевого хозяйства представить на согласование в РДУ проект нормальной схемы электрических соединений соответствующей подстанции (в случае поэтапного ввода объекта в эксплуатацию – временной нормальной схемы электрических соединений). Утвержденная нормальная (временная нормальная) схема электрических соединений подстанции должна быть передана Системному оператору не позднее чем за 2 (два) месяца до планируемого ввода оборудования подстанции в работу.

6.5.3. 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.

6.5.4. Организовать проверку выполнения технических решений в отношении выполнения мероприятий и требований, которые предусмотрены техническими условиями на технологическое присоединение, проектной и рабочей документацией, в порядке и сроки, установленные регламентом, указанным в п. 1.3 Приложения № 1 к настоящему Соглашению.

В случае если МРСК (РСК) инициировано включение в работу в составе энергосистемы ЛЭП и (или) оборудования объекта электросетевого хозяйства, мероприятия по строительству (реконструкции) которых предусмотрены проектной документацией или техническими условиями на технологическое присоединение к электрическим сетям (ТУ), но не выделены в отдельный этап реализации проекта или этап ТУ, и РДУ по результатам рассмотрения такого обращения МРСК (РСК) установлена допустимость включения соответствующих ЛЭП, оборудования в работу в составе энергосистемы, – обеспечить проведение совместно с РДУ проверки выполнения соответствующих технических решений в порядке, аналогичном предусмотренному регламентом, указанным в п. 1.3 Приложения № 1 к настоящему Соглашению, для проверки выполнения основных технических решений (ОТР). По результатам указанной проверки Системным оператором при отсутствии замечаний оформляется уведомление о возможности включения соответствующих ЛЭП, оборудования в работу по режиму энергосистемы.

6.5.5. Разрабатывать в соответствии с требованиями Правил переключений в электроустановках, утвержденных приказом Минэнерго России от 13.09.2018 № 757, 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.

6.5.6. 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.

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

7.1. Стороны обязаны 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 законами, иными нормативными правовыми актами и нормативно-техническими документами, в том числе указанными в Приложении № 1 к настоящему Соглашению.

7.2. Системный оператор в установленном действующим законодательством, иными нормативными правовыми актами и уполномоченными федеральными органами исполнительной власти порядке участвует в осуществлении уполномоченными федеральными органами исполнительной власти контроля за техническим состоянием объектов электросетевого хозяйства МРСК, влияющих на надежность и безопасность функционирования ЕЭС России.

7.3. 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, СДТУ, находящихся в его диспетчерском управлении или ведении.

7.4. 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).

7.5. РСК (МРСК) обязана:

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

7.5.2. 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.

7.5.3. 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.

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

7.5.5. По согласованию между Сторонами организовывать посещение подведомственных объектов электроэнергетики диспетчерским и иным дежурным персоналом РДУ (ОДУ) в целях его ознакомления с особенностями функционирования объектов электроэнергетики.

7.6. 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.

7.7. 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 проектом и районы действующих климатических условий по гололеду с указанием опор и участков ВЛ) в табличном виде по формам в соответствии с паспортами ВЛ;

- оперативную информацию о параметрах гололедообразования на проводах и грозозащитных тросах ВЛ классом напряжения 110 кВ и выше с указанием мест образования, размеров, толщины стенки, плотности и вида гололедно-изморозевых отложений, скорости ветра и температуры окружающего воздуха в месте их образования - в течение 1 (одного) часа с момента выявления факта образования гололедно-изморозевых отложений.

8. Порядок взаимодействия Сторон при расследовании причин 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 уполномоченным в сфере контроля и надзора в электроэнергетике федеральным органом исполнительной власти.

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 уполномоченным в сфере контроля и надзора в электроэнергетике федеральным органом исполнительной власти (его территориальными органами).

8.3. РСК (МРСК) обязана:

8.3.1. 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 на объектах электросетевого хозяйства МРСК и на энергообъектах потребителей электрической энергии, указанных в п. 2.12 настоящего Соглашения;

- 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»;

- информацию о выполнении противоаварийных мероприятий, разработанных по результатам расследования причин аварий в электроэнергетике, подлежащих расследованию в соответствии с п. 4 Правил расследования аварий.

8.3.2. 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. Системный оператор (РДУ) обязан предоставлять по запросу РСК (МРСК) имеющуюся у него информацию о результатах расследования причин аварий, в расследовании которых участвовали представители Системного оператора и которые привели к отключениям и (или) повреждениям объектов электросетевого хозяйства МРСК.

8.5. 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 Ростехнадзора с участием представителей Системного оператора.

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 требованиям 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, ССПИ объектов электросетевого хозяйства МРСК и принимать в границах своей эксплуатационной ответственности 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 Стороны обеспечивают выполнение ПТФ, Требований к оснащению устройствами РЗА, Требований к каналам связи для функционирования РЗА, а также требований настоящего раздела и раздела 6 Соглашения и положений стандартов, указанных в Приложения № 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 РЗА, утвержденных приказом Минэнерго России от 08.02.2019 № 80.

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, утвержденных приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 100, с учетом установленного в соответствии с ними распределения функций по выполнению расчетов и выбору параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования комплексов и устройств РЗА между Системным оператором (ОДУ, РДУ) и МРСК (РСК).

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. 8.6 Приложения № 1 к настоящему Соглашению.

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

10.2.1. Задаёт объёмы 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. Предоставляет в РСК информационные письма, выпущенные АО «СО ЕЭС» по результатам анализа функционирования 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. 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.

10.3.8. 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.

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 требуемого объема, формы и сроков представления информации. Соответствующее 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 в течение 10 рабочих дней со дня проведения соответствующего замера.

11.5. РДУ после обобщения результатов контрольных замеров на объектах электроэнергетики своей операционной зоны представляет по запросу РСК схемы потокораспределения в характерные дни и часы контрольных замеров.

В случае отнесения РСК к числу первичных получателей команд об аварийных ограничениях и (или) выдачи РСК задания по подключению нагрузки потребителей электрической энергии под действие противоаварийной автоматики РДУ предоставляет по запросу РСК обобщенные результаты проведения на объектах РСК внеочередных замеров нагрузок по присоединениям, включенным в графики аварийного ограничения и (или) подключенным под действие противоаварийной автоматики.

12. Ответственность Сторон

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

12.2. Убытки, причиненные МРСК действиями (бездействием) Системного оператора, действовавшего с превышением своих полномочий, возмещаются в соответствии с действующим 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 и дополнение условий Соглашения

13.1. Настоящее Соглашение может быть изменено или дополнено по соглашению Сторон путем оформления дополнительных соглашений к нему, которые вступают в силу с момента подписания их обеими Сторонами.

13.2. В случае если после вступления в силу настоящего Соглашения будут приняты нормативные правовые акты, устанавливающие иной порядок взаимодействия Сторон, чем предусмотрен настоящим Соглашением, применению подлежат положения соответствующего нормативного правового акта. Условия настоящего Соглашения применяются к отношениям Сторон в части, не противоречащей нормативным правовым актам Российской Федерации по вопросам, связанным с осуществлением оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, вступившим в силу после заключения настоящего Соглашения.

В этом случае Стороны приводят условия настоящего Соглашения в соответствие с принятыми нормативными правовыми актами.

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 10 дней письменно уведомить Системного оператора о планируемом заключении указанного договора.

13.3.2. В 10-дневный срок с момента заключения договора уведомить Системного оператора о том, на какую из сторон указанного договора возложено осуществление эксплуатации соответствующего объекта (объектов) электросетевого хозяйства и технологического взаимодействия с Системным оператором в части вывода указанного объекта в ремонт и из эксплуатации, выполнения требований технических регламентов и иных обязательных требований, необходимых для управления электроэнергетическим режимом работы ЕЭС России, а также по другим вопросам, урегулированным настоящим Соглашением.

При необходимости Стороны вносят в настоящее Соглашение соответствующие изменения и дополнения.

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, 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 месяц письменно уведомить Системного оператора о предстоящем переходе права собственности или иного права на указанные объекты электросетевого хозяйства, а также уведомить Приобретателя о наличии обязательств по настоящему Соглашению.

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 или разделительным балансом, утвержденным уполномоченным органом управления МРСК, с момента завершения реорганизации.

14. Разрешение споров

14.1. Все споры и разногласия, возникающие из настоящего Соглашения или в связи с ним, в том числе касающиеся его заключения, действия, исполнения, изменения, дополнения, прекращения или действительности, решаются Сторонами путем переговоров.

15. Срок действия Соглашения

15.1. Настоящее Соглашение вступает в силу с момента его подписания Сторонами и действует по «__»_____20__ г. включительно.

15.2. Действие настоящего Соглашения считается продленным на следующий календарный год, если за 30 дней до окончания срока его действия не последует письменного уведомления какой-либо из Сторон Соглашения о расторжении Соглашения, заключении Соглашения на иных условиях или внесении изменений и дополнений в настоящее Соглашение.

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. По вопросам, не урегулированным настоящим Соглашением, Стороны руководствуются действующим законодательством и нормативными правовыми актами Российской Федерации.

16.3. Настоящее Соглашение составлено и подписано в двух экземплярах, имеющих одинаковую юридическую силу, по одному для каждой из Сторон.

16.4. Информация, предоставляемая РДУ в РСК в соответствии с п.11.5 настоящего Соглашения, относится к информации, составляющей коммерческую тайну Системного оператора.

При получении от РДУ указанной информации и в дальнейшем при ее использовании МРСК (РСК) должен быть обеспечен режим охраны конфиденциальности информации, составляющей коммерческую тайну, установленный Федеральным законом от 29.07.2004 № 98-ФЗ «О коммерческой тайне», в том числе исключено раскрытие полученной информации третьим лицам и обеспечена охрана конфиденциальности информации в рамках трудовых отношений с работниками.

16.5. В случае принятия одной из Сторон решения об отнесении к информации, составляющей коммерческую тайну, иной информации, предоставляемой ею по настоящему Соглашению, такая Сторона обязана в

письменной форме уведомить о принятом решении другую Сторону с указанием перечня и состава информации, составляющей коммерческую тайну.

В этом случае Стороны обязаны обеспечить сохранность конфиденциальной информации, составляющей коммерческую тайну, в соответствии с условиями п.16.4 настоящего 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. Юридические адреса Сторон:

Системный оператор:
АО «СО ЕЭС»
109074, г. Москва,
Китайгородский проезд, д.7, стр. 3
Тел.: (495) 710-51-25
Факс: (495) 710-65-42

Заместитель
Председателя Правления

_____ С.А. Павлушко
М.п.

МРСК:
ПАО «МРСК _____»

Тел.: _____
Факс: _____

_____/_____
М.п.

**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.²

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 и строительстве (реконструкции) объектов электроэнергетики.

1.4. Регламент взаимодействия филиалов АО «СО ЕЭС» ОДУ, РДУ и МРСК (его филиалов) при разработке и согласовании комплексных программ развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории субъектов РФ и рассмотрении схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ.³

2. Документы, разрабатываемые и утверждаемые РДУ и обязательные для исполнения РДУ и МРСК (РСК)⁴:

² 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.

³ 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 и строительстве (реконструкции) объектов электроэнергетики, утвержденного Соглашением, указанным в п.8.2 настоящего приложения.

Документ, указанный в п. 1.4 настоящего приложения, разрабатывается на основе Типового регламента взаимодействия АО «СО ЕЭС» (его филиалов) и территориальных сетевых организаций, являющихся дочерними обществами ПАО «Россети» (их филиалов), при разработке и согласовании комплексных программ развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории субъектов РФ и рассмотрении схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, утвержденного Соглашением, указанным в п. 8.2 настоящего приложения.

⁴ 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.

2.1. 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.

2.3. Положение по управлению режимами работы энергосистемы в операционной зоне филиала АО «СО ЕЭС» РДУ.⁵

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).⁶

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.

⁵ 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.

⁶ Документ, указанный в п. 3.1 настоящего приложения, подлежит согласованию с соответствующим РДУ в части вопросов, указанных в п. 5.2 настоящего Соглашения.

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

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 и записей оперативным персоналом РСК.

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

5. Стандарты организации АО «СО ЕЭС», являющиеся обязательными для Системного оператора и МРСК:⁷

5.1. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.002-2012 «Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и организации эксплуатации» (утвержден и введен в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 28.04.2012 № 177, с изменениями, утвержденными приказом ОАО «СО ЕЭС» от 29.07.2014 № 201, приказами АО «СО ЕЭС» от 22.09.2016 № 254, от 05.04.2019 № 106).

5.2. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.004-2018 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом АО «СО ЕЭС» от 30.03.2018 № 75).

5.3. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.006-2015 «Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 24.11.2015 № 380, с изменениями, утвержденными приказом АО «СО ЕЭС» от 13.12.2017 № 310).

5.4. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.008-2015 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Автоматика ликвидации асинхронного режима. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 24.12.2015 № 418, с

⁷ Стандарты АО «СО ЕЭС», указанные в разделе 5 настоящего приложения, размещаются на сайте Системного оператора 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.

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

изменениями, утвержденными приказом АО «СО ЕЭС» от 30.03.2018 № 75, приказом АО «СО ЕЭС» от 18.03.2019 № 74).

5.5. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.003-2016 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Микропроцессорные устройства автоматической частотной разгрузки. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом АО «СО ЕЭС» от 16.08.2016 № 207, с изменениями, утвержденными приказом АО «СО ЕЭС» от 05.04.2019 № 106).

5.6. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.008-2016 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики разгрузки при коротких замыканиях. Устройства фиксации тяжести короткого замыкания. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом АО «СО ЕЭС» от 13.04.2017 № 104).

5.7. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.002-2017 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики разгрузки при перегрузке по мощности. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом АО «СО ЕЭС» от 31.03.2017 № 89).

5.8. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.003-2017 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики ограничения повышения частоты. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом АО «СО ЕЭС» от 06.04.2017 № 94).

5.9. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.002-2018 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики ограничения перегрузки оборудования. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом АО «СО ЕЭС» от 02.04.2018 № 79).

5.10. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.008-2018 «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 и введен в действие приказом АО «СО ЕЭС» от 29.12.2018 № 323).

5.11. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.001-2019 «Релейная защита и автоматика. Система мониторинга переходных режимов. Нормы и требования» (утверждён и введён в действие приказом АО «СО ЕЭС» от 18.03.2019 № 74).

5.12. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.011-2016 «Релейная защита и автоматика. Устройства синхронизированных векторных измерений. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом АО «СО ЕЭС» от 20.03.2017 № 75).

5.13. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.003-2018 «Релейная защита и автоматика. Концентраторы синхронизированных векторных данных. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом АО «СО ЕЭС» от 09.04.2018 № 84).

5.14. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.009-2016 «Релейная защита и автоматика. Автоматизированный сбор, хранение и передача в диспетчерские центры АО «СО ЕЭС» информации об аварийных событиях с

объектов электроэнергетики, оснащенных цифровыми устройствами регистрации аварийных событий. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом АО «СО ЕЭС» от 30.12.2016 № 385).

6. Национальные стандарты Российской Федерации, являющиеся обязательными для Системного оператора и МРСК⁸:

6.1. 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).

6.2. 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).

6.3. 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).

6.4. ГОСТ Р 57114-2016 «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 04.10.2016 № 1302-ст).

6.5. 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).

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

7.1. Стандарт ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения» (утвержден и введен в действие приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 20.12.2007 № 441).

7.2. 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).

⁸ Национальные стандарты, указанные в разделе 6 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 6 настоящего приложения или указанные в нем стандарты - путем заключения соответствующего дополнительного соглашения к настоящему Соглашению.

7.3. Стандарт ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.120.70.032-2008 «Методические указания по выбору параметров срабатывания дифференциально-фазной и высокочастотной микропроцессорных защит сетей 220 кВ и выше, устройств АПВ сетей 330 кВ и выше производства ООО НПП «ЭКРА» (утвержден и введен в действие распоряжением ОАО «ФСК ЕЭС» от 04.06.2009 № 216р).

7.4. Стандарт ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.047-2010 «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ» (утвержден и введен в действие приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 16.06.2010 № 421).

7.5. Стандарт ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.55.143-2013 «Методика расчета предельных токовых нагрузок по условиям сохранения механической прочности проводов и допустимых габаритов воздушных линий» (утвержден и введен в действие приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 13.02.2013 № 97, с изменениями, утвержденными приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 19.01.2015 № 9).

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

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

8.2. Соглашение 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.

8.3. Типовые принципы переключений в электроустановках при осуществлении дистанционного управления оборудованием и устройствами РЗА подстанций.

8.4. Типовой порядок переключений в электроустановках при осуществлении дистанционного управления оборудованием и устройствами РЗА подстанций.

8.5. 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.

8.6. 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.

8.7. Положение о порядке оформления и согласования нормальных (временных нормальных) схем электрических соединений подстанций дочерних зависимых обществ ПАО «Россети», требующих согласования с диспетчерскими центрами АО «СО ЕЭС», утвержденное АО «СО ЕЭС» 30.06.2017 и ПАО «Россети» 26.06.2017.

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

Системный оператор:

МРСК:

Заместитель
Председателя Правления

_____ С.А. Павлушко
М.п.

_____/_____
М.п.

Перечень информации, передаваемой РСК в РДУ для планирования и управления режимами работы ЕЭС России

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 установленным приказом Минэнерго России от 23.07.2012 № 340 «Об утверждении перечня предоставляемой субъектами электроэнергетики информации, форм и порядка ее предоставления» перечнем информации – в объеме, по формам, в сроки и порядке, предусмотренном указанным приказом для передачи информации в диспетчерские центры.

3. 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).

4. 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.

5. Другая информация, необходимая РДУ для планирования и управления режимами работы ЕЭС России, 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.

Системный оператор:
Заместитель
Председателя Правления

МРСК:

М.п. С.А. Павлушко

М.п.

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, эксплуатируемая РСК.

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.

Системный оператор:
Заместитель
Председателя Правления

_____ С.А. Павлушко
М.п.

МРСК:

_____/_____
М.п.

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));
- 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:

- систем сбора и передачи информации о технологических режимах работы линий электропередачи, оборудования и устройств, сигналов дистанционного управления;
- специализированных систем сбора и передачи телеизмерений параметров электроэнергетического режима, параметров настройки режимной и противоаварийной автоматики, сигналов телеуправления и телерегулирования автоматических систем управления;
- систем сбора и передачи информации об аварийных событиях и процессах;
- систем телефонной связи для оперативных переговоров.

Функции, выполняемые перечисленными выше системами, по решению МРСК 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 (теле-) 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.

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 двухобмоточного трансформатора со стороны высшего напряжения 110 кВ и выше (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 и т.п.). С существующих подстанций данные параметры передаются при наличии технической возможности.

2.1.11. 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.

2.1.12. АПТС по оборудованию 110 кВ и выше подстанции Сетевой организации 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
2	Срабатывание основных РЗ присоединения (ЛЭП, Т (АТ))	ЛЭП – сигналы по каждому устройству (для ЛЭП, соответствующих критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление). Т (АТ) – сигнал по каждому устройству (с фиксацией срабатывания ступеней (зон)).
3	Срабатывание резервных РЗ присоединения (ЛЭП, Т (АТ))	ЛЭП – сигналы по каждому устройству (с фиксацией срабатывания ступеней (зон) – для ЛЭП, соответствующих критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление). Т (АТ) – сигнал по каждому устройству (с фиксацией срабатывания ступеней (зон)). 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 ДЗШ (ДЗОШ)	Формируется при действии устройства (функции) РЗ на отключение выключателей
6	Срабатывание УРОВ выключателя	Формируется при действии устройства (функции) РЗ на отключение смежных присоединений

№ п/п	Параметр АПТС	Примечание
7	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
8	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
9	Срабатывание АПВ (ТАПВ, ОАПВ) выключателей ЛЭП, соответствующей критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление	Формируется при действии устройства (функции) АПВ на включение выключателя
10	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.

2.1.13. Дополнительные параметры для целей дистанционного (теле-) 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 ТУ
7	ТС положения двухпозиционного ключа управления (ключ выбора режима управления присоединением) – «дистанционное»	Разрешение ТУ
8	ТС положения программного ключа ТУ «Освобождено»	ТУ не осуществляется, возможен перевод ключа ТУ (захват ТУ) в любое положение
9	ТС положения программного ключа ТУ – «Объект»	Переключения осуществляются из АРМ Объекта
10	ТС положения программного ключа ТУ – «ОДУ»	ТУ осуществляется из ОДУ
11	ТС положения программного ключа ТУ – «РДУ»	ТУ осуществляется из РДУ
12	ТС положения программного ключа ТУ «ЦУС»	ТУ 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

2.2. Организация дистанционного (теле-) управления из РДУ

2.2.1 В РДУ организуется дистанционное (теле-) управление коммутационными аппаратами, заземляющими разъединителями, РПН и функциями устройств РЗА подстанций.

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

2.2.3 При формировании и передаче команд дистанционного (теле-) управления должны быть обеспечены меры по защите информации от несанкционированного доступа.

2.2.4 Передача команд дистанционного (теле-) управления между РДУ и подстанцией должна осуществляться по тем же каналам передачи данных, 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, и положениями стандарта АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.006-2015 «Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 24.11.2015 № 380, с изменениями, утвержденными приказом АО «СО ЕЭС» от 13.12.2017 № 310).

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 со стандартом АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.009-2016 «Релейная защита и автоматика. Автоматизированный сбор, хранение и передача в диспетчерские центры АО «СО ЕЭС» информации об аварийных событиях с объектов электроэнергетики, оснащенных цифровыми устройствами регистрации аварийных событий. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом АО «СО ЕЭС» от 30.12.2016 № 385).

2.3.4. При отсутствии цифровых средств осциллографирования информация об аварийных событиях должна представляться по запросу в течение первого рабочего дня, следующего за днем 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 СМПР, сбор и передача в РДУ информации о переходных событиях с использованием устройств и программно-технических комплексов СМПР должны осуществляться в соответствии с и положениями стандарта АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.001-2019 «Релейная защита и автоматика. Система мониторинга переходных режимов ЕЭС России. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом АО «СО ЕЭС» от 18.03.2019 № 74).

2.3.7. В случае, если данные СМПР используются для целей функционирования противоаварийной и режимной автоматики, организация и характеристики применяемых 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 (новом 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 до узлов доступа, определенных 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.

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 цифровых каналов связи могут использоваться собственные или арендованные каналы, организованные по волоконно-оптическим линиям связи (ВОЛС), цифровым радиорелейным линиям связи (ЦРРЛ), оптоволоконным кабельным линиям связи (кабели с металлическими жилами), собственные каналы ВЧ-связи по ВЛ с цифровой обработкой сигналов.

2.4.5. Цифровые каналы связи должны организовываться в технологических сетях связи или в сетях связи операторов с использованием технологий коммутации каналов (TDM) и/или коммутации пакетов (IP). Каналы, 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 и цифровых транкинговых систем могут использоваться для организации одного из двух независимых каналов между подстанцией и узлом доступа РДУ при условии выполнения требований, предъявляемых к организации телефонной связи для оперативных переговоров и передаче телеинформации.

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

2.4.8. Коэффициент готовности одного канала связи должен быть не ниже 0,98 для периода его эксплуатации, равного одному календарному году, обобщенный средний коэффициент готовности систем 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.

2.4.9. 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 каналообразующего оборудования.

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

2.4.10. 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.

2.4.11. 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 2.4.9 и 2.4.10 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 полнодоступные резервируемые каналы связи (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. При организации телефонной связи для оперативных переговоров допускается использование общих каналов передачи данных с пакетной коммутацией, при условии организации гарантированной полосы пропускания и использования соответствующего приоритета в обслуживании при передаче телефонного трафика по технологии VoIP.

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 видов 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 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.) проектом 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 однолинейная электрическая схема подстанции 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 стандарта АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.004-2018 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом АО «СО ЕЭС» от 30.03.2018 № 75).

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:

Таблица 3

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)).

			Телефонная связь для оперативных переговоров не требуется при условии, что организована передача диспетчерских команд и разрешений через ЦУС РСК.
2	Ответственная подстанция	Состав информации определяется согласно пунктам: 2.1.3, 2.1.7, 2.1.9, 2.1.11 настоящих Технических требований.	Два канала передачи телеинформации (передача может осуществляться путем ретрансляции телеинформации из ЦУС РСК/ПО (ПЭС)). 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.	Два канала передачи телеинформации (передача может осуществляться путем ретрансляции телеинформации из ЦУС РСК/ПО (ПЭС)). Телефонная связь для оперативных переговоров не требуется при условии, что организована передача диспетчерских команд и разрешений через ЦУС.

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.

Системный оператор:

Заместитель
Председателя Правления

_____ С.А. Павлушко

М.п.

МРСК:

_____ / _____

М.п.

**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 – _____⁹.

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.

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 – Программа модернизации и расширения ССПИ 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 в целях приведения их в соответствие Техническим требованиям, с указанием приоритетов по модернизации ССПИ подстанций.

2. Общие положения

Настоящий Регламент разработан с целью определения порядка взаимодействия РДУ и РСК при разработке, актуализации, согласовании, утверждении и выполнении программ модернизации и расширения ССПИ на подстанциях МРСК 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 модернизации и расширения ССПИ на
подстанциях МРСК**

В целях приведения ССПИ подстанций МРСК в соответствие с Техническими требованиями:

⁹ Указывается наименование межрегиональной распределительной сетевой компании (МРСК).

3.1. РДУ разрабатывает и ежегодно актуализирует для каждой РСК Перечень. Указанные Перечни РДУ направляют в РСК ежегодно в срок до 31 декабря. При формировании (актуализации) Перечня РДУ должно учитывать определенные в действующих долгосрочных Программах объекты и сроки реализации мероприятий, а также статус реализации проектов по созданию (модернизации) ССПИ.

3.2. РСК в срок до 31 января года представления в установленном порядке соответствующей инвестиционной программы МРСК на утверждение в уполномоченный орган исполнительной власти разрабатывает (актуализирует) Программу и направляет проект разработанной (актуализированной) Программы в электронном виде в РДУ для согласования Системным оператором.

3.3. РДУ в течение 15 рабочих дней с момента получения проекта Программы от РСК согласовывает и направляет проект Программы (замечания и предложения по его доработке) в РСК.

3.4. При наличии замечаний и предложений по доработке проекта Программы РСК в течение 10 рабочих дней обеспечивает внесение соответствующих изменений в проект Программы и направление в РДУ в целях повторного рассмотрения и согласования проекта Программы Системным оператором. Повторное рассмотрение и согласование проекта Программы в РДУ осуществляется в течение 10 рабочих дней с момента получения от РСК скорректированного проекта Программы.

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. После утверждения Программы РСК официальным письмом направляет копию Программы в РДУ.

3.7. МРСК включает подстанции, предусмотренные утвержденной Программой, в инвестиционную программу, направляемую на утверждение в уполномоченный орган исполнительной власти.

4. Требования к содержанию и оформлению программ модернизации и расширения ССПИ на подстанциях МРСК

4.1. Программа разрабатывается (актуализируется) в соответствии с Типовой программой модернизации и расширения системы сбора и передачи информации на подстанциях МРСК в зоне эксплуатационного обслуживания РСК (приложение к настоящему Регламенту) в формате *.DOC (*.DOCX).

4.2. Программа разрабатывается (актуализируется) с учетом Перечня и Технических требований.

4.3. На титульном листе в наименовании Программы указывается инвестиционный период, на который составляется (актуализируется) Программа.

4.4. В таблицу 1 Программы 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 включаются подстанции МРСК, на которых, при наличии технической возможности 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 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. Наименования инвестиционного проекта инвестиционной программы, в рамках которого планируется модернизация ССПИ подстанции (в столбце 5 «Примечание»).

4.6.4. Наименования 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, 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.

5. Порядок взаимодействия РДУ и РСК при выполнении программ модернизации и расширения ССПИ на подстанциях МРСК

5.1. В рамках взаимодействия при выполнении Программы Системный оператор:

5.1.1. Определяет в техническом задании на проектирование ССПИ подстанции МРСК перечень точек измерения и состав телеметрической информации, подлежащей передаче в РДУ с подстанции МРСК после модернизации ССПИ.

5.1.2. Согласовывает технические задания на проектирование, проектную и рабочую документацию на ССПИ подстанций МРСК и изменения к ним.

5.1.3. Принимает участие в комплексных испытаниях ССПИ подстанций МРСК, включенных в Программу.

5.1.4. Принимает участие в работе комиссии по приемке ССПИ подстанций МРСК, включенных в Программу, в промышленную эксплуатацию.

5.2. МРСК (РСК) выполняет предусмотренные соответствующей Программой мероприятия в установленные указанной Программой сроки, в том числе:

5.2.1. В целях согласования направляет в Системный оператор технические задания на проектирование, проектную и рабочую документацию на ССПИ подстанций МРСК 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 каналов связи для оперативных переговоров и

передачи в РДУ телеметрической информации, программы и методики испытаний ССПИ подстанции МРСК.

5.2.3. Выполняет комплексные испытания ССПИ подстанций МРСК, включенных в Программу, с участием представителей Системного оператора.

5.2.4. Осуществляет приемку ССПИ подстанций МРСК, включенных в Программу, в промышленную эксплуатацию с участием представителей Системного оператора.

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

5.3. Соответствие ССПИ подстанций МРСК (каналов связи для оперативных переговоров и передачи в РДУ телеметрической информации) согласованным Системным оператором техническим заданиям подтверждается актом приемки ССПИ (каналов связи для оперативных переговоров и передачи в РДУ телеметрической информации) в промышленную эксплуатацию, подписанным представителем Системного оператора, оформленным РСК по результатам проведения комплексных испытаний ССПИ после ее модернизации.

Системный оператор:

Заместитель
Председателя Правления

_____ С.А. Павлушко

М.п.

МРСК:

_____ / _____

М.п.

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

1. Титульный лист.

СОГЛАСОВАНО
Генеральный директор

« _____ »
(наименование МРСК)

(подпись) (Ф.И.О.)

« ____ » _____ 20 __ г.

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального директора-
директор филиала « _____ -

_____ »
(наименование РСК)

(подпись) (Ф.И.О.)

« ____ » _____ 20 __ г.

**ПРОГРАММА
модернизации и расширения системы сбора и передачи
информации на подстанциях**

« _____ »
(наименование МРСК)

в зоне эксплуатационного обслуживания

« _____ »
(наименование РСК)

на период 20XX – 20XX годов.

СОГЛАСОВАНО

Генеральный директор Филиала
АО «СО ЕЭС» ОДУ _____
(наименование ОДУ)

(подпись) (Ф.И.О.)

« ____ » _____ 20 __ г.

СОГЛАСОВАНО

Директор Филиала
АО «СО ЕЭС» _____ РДУ
(наименование РДУ)

(подпись) (Ф.И.О.)

« ____ » _____ 20 __ г.

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 ⁴
		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	ТУ
1.5.	ВЛ 110 кВ Буйская - Янаул 2ц	P,Q,I, TC	I	РДУ, ЦУС	ТУ
1.6.	ВЛ 110 кВ Буйская - Гожан 1ц	P,Q,I, TC	I	РДУ, ЦУС	ТУ
1.7.	ВЛ 110 кВ Буйская - Гожан 2ц	P,Q,I, TC	I	РДУ, ЦУС	ТУ
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.
4. В столбце Примечание (6) указывается, в том числе функция дистанционного (теле-) управления (ТУ) из РДУ.

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

№ 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, РАС

№ п/п	Диспетчерское наименование подстанции (ПС)	Тип существующего и планируемого 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)		
			Устройство регистрации аварийных событий и процессов	Тип		
		план	Прямой канал основной	Цифровой (тип)	2019	Наименование инвестиционного проекта инвестиционной программы, при отсутствии ставится прочерк
			Прямой канал резервный	Цифровой (тип)	2020	Наименование инвестиционного проекта

№ п/п	Диспетчерское наименование подстанции (ПС)	Тип существующего и планируемого 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>
			<i>Устройство регистрации аварийных событий и процессов</i>	<i>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>		
			<i>Устройство регистрации аварийных событий и процессов</i>	<i>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</i>

№ п/п	Диспетчерское наименование подстанции (ПС)	Тип существующего и планируемого к внедрению оборудования и каналов связи			Срок реализации	Примечание
1	2	3			4	5
						<i>проекта инвестиционной программы, при отсутствии ставится прочерк</i>
			<i>Устройство регистрации аварийных событий и процессов</i>	<i>Тип</i>	<i>2020</i>	<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 технического 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.			

№ п/п	Мероприятия	Дата начала выполнения мероприятия	Дата окончания выполнения мероприятия	Примечание
1	2	3	4	5
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) Технические 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) Технические 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.

Системный оператор:

Заместитель

Председателя Правления

_____ С.А. Павлушко

М.п.

МРСК:

 _____ / _____

М.п.