

ТИПОВОЕ СОГЛАШЕНИЕ

о технологическом взаимодействии между АО «СО ЕЭС» и потребителем электрической энергии, владеющим объектами электросетевого хозяйства и (или) объектами по производству электрической энергии, в целях обеспечения надежности функционирования Единой энергетической системы России

Соглашение № _____
о технологическом взаимодействии в целях обеспечения надежности
функционирования ЕЭС России

г. _____

« ___ » _____ 20__ г.

Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы» (АО «СО ЕЭС»), именуемое в дальнейшем «Системный оператор», в лице _____, действующего на основании доверенности № _____ от _____, с одной стороны, и _____, именуемое в дальнейшем «Потребитель», в лице _____, действующего на основании _____, с другой стороны, совместно именуемые «Стороны», заключили настоящее Соглашение о следующем:

1. Предмет Соглашения

1.1. В целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России Стороны осуществляют в порядке и на условиях, предусмотренных нормативными правовыми актами и настоящим Соглашением, технологическое взаимодействие при выполнении Системным оператором функций оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, в том числе управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов по производству электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства и энергопринимающих установок (далее при совместном упоминании – энергообъекты) Потребителя.

1.2. Стороны обязуются исполнять требования положений, инструкций, программ, стандартов, регламентов и иных документов, разработанных и утвержденных в соответствии с требованиями настоящего Соглашения и (или) действующих нормативных правовых актов.

2. Общие положения

2.1. Системный оператор осуществляет управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России через свои диспетчерские центры, за каждым из которых закрепляет соответствующую операционную зону.

Технологическое взаимодействие в соответствии с настоящим Соглашением осуществляется Системным оператором через его диспетчерские центры - филиал «Региональное диспетчерское управление энергосистемы _____» (РДУ), в операционную зону которого входят энергообъекты Потребителя, и филиал Системного оператора «Объединенное диспетчерское управление _____» (ОДУ) (далее - диспетчерские центры)¹.

¹ В случае если энергообъекты Потребителя расположены на территории субъекта Российской Федерации, в котором создано представительство АО «СО ЕЭС», п. 2.2 соглашения необходимо изложить в следующей редакции:

«2.2 Технологическое взаимодействие в соответствии с настоящим Соглашением осуществляется Системным оператором через его диспетчерские центры – филиал «Региональное диспетчерское управление энергосистемы _____» (РДУ), в операционную зону которого входят энергообъекты Потребителя, и филиал Системного оператора «Объединенное диспетчерское управление _____» (ОДУ) (далее при совместном упоминании - диспетчерские центры), а также представительство Системного оператора на территории _____ (наименование субъекта Российской Федерации).».

2.2. Каждый диспетчерский центр Системного оператора определяет перечень принадлежащих Потребителю линий электропередачи (далее – ЛЭП), оборудования и устройств, в отношении которых он осуществляет диспетчерское управление или диспетчерское ведение (далее – объекты диспетчеризации). Информация о включении ЛЭП, оборудования и устройств Потребителя в перечень объектов диспетчеризации с их распределением по способу управления доводится Системным оператором в письменном виде до сведения Потребителя.

Потребитель обязан соблюдать установленное Системным оператором распределение объектов диспетчеризации по способу управления.

2.3. Системный оператор определяет работников диспетчерских центров (диспетчеров, диспетчерский персонал), уполномоченных выдавать диспетчерские команды и разрешения по управлению электроэнергетическим режимом энергосистемы в операционной зоне соответствующего диспетчерского центра, а также изменять технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов диспетчеризации путем непосредственного воздействия на них с помощью средств дистанционного (теле-) управления. Системный оператор обязан ежегодно до 01 января каждого года представлять Потребителю списки диспетчерского персонала и уведомлять Потребителя о внесенных в них изменениях не позднее, чем за один рабочий день до ввода в действие таких изменений.

2.4. Потребитель определяет дежурных работников энергообъектов и оперативно-технологических служб Потребителя (далее – оперативный персонал), уполномоченных на осуществление операций по изменению технологического режима работы или эксплуатационного состояния оборудования и устройств энергообъектов Потребителя.

Потребитель обязан ежегодно в срок до 01 января каждого года представлять Системному оператору 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 каждой оперативно-технологической службе и каждому энергообъекту Потребителя, в состав которого входят объекты диспетчеризации, и уведомлять Системного оператора о внесенных в указанные списки изменениях не позднее, чем за один рабочий день до ввода в действие таких изменений.

Изменение схемы оперативного обслуживания энергообъектов Потребителя, в состав которых входят объекты диспетчеризации, осуществляется по согласованию с Системным оператором.

2.5. Управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России осуществляется Системным оператором посредством выдачи диспетчерских распоряжений, выдачи диспетчерских команд и разрешений диспетчерским персоналом диспетчерских центров или непосредственно путем прямого воздействия на технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов диспетчеризации с использованием средств дистанционного (теле-) управления из диспетчерских центров.

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.

Потребитель обеспечивает возможность получения диспетчерских команд и разрешений, выданных диспетчерским персоналом Системного оператора, непосредственно оперативным персоналом энергообъектов Потребителя.

2.6. Оперативный персонал Потребителя обязан выполнять диспетчерские команды (распоряжения) и соблюдать отказы в разрешении (согласовании), полученные от диспетчерских центров, на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации. Диспетчерские команды не подлежат исполнению в случае, если это создает угрозу жизни людей или угрозу повреждения оборудования.

Потребитель вправе запрашивать у Системного оператора разъяснения по поводу тех диспетчерских команд и распоряжений, отказов в разрешении (согласовании), которые, по мнению Потребителя, являются неправомерными и наносят ущерб его интересам. Право Потребителя на получение разъяснений не освобождает оперативный персонал Потребителя от обязанности исполнения диспетчерских команд, распоряжений или соблюдения отказов в диспетчерском разрешении, полученных от Системного оператора. Об отказе выполнения диспетчерской команды или несоблюдении отказа в диспетчерском разрешении оперативный персонал Потребителя делает запись в оперативном журнале, сообщает диспетчеру соответствующего диспетчерского центра и своему административному руководителю.

2.7. Системный оператор разрабатывает и утверждает регламенты, стандарты, положения, инструкции 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. Документы, утвержденные Системным оператором в соответствии с приложением № 1 к настоящему Соглашению и (или) требованиями нормативных правовых актов, представляются Системным оператором Потребителю и являются обязательными для Сторон. Указанные документы вступают в силу для Потребителя по истечении 10 (десяти) дней с момента их получения, если самими указанными документами не установлен другой срок введения их в действие (но не ранее срока получения Потребителем соответствующих документов). Потребитель обязан 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 Потребителя 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. Потребитель обязан 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).

2.8. Потребитель разрабатывает инструктивную документацию для оперативного персонала энергообъектов и оперативно-технологических служб

Потребителя на основании действующих нормативных правовых актов и соответствующих документов Системного оператора. Перечень документов Потребителя, подлежащих согласованию с Системным оператором, указан в приложении № 1 к настоящему Соглашению.

2.9. Стороны при организации и осуществлении технологического взаимодействия по настоящему Соглашению наряду с документами, указанными в пунктах 2.7 и 2.8 настоящего Соглашения, руководствуются национальными стандартами, приведенными в Приложении № 1 к настоящему Соглашению.

3. Порядок взаимодействия 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 энергообъектов Потребителя, в состав которых входит оборудование, относящееся к объектам диспетчеризации.

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

3.1.6. 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.

3.1.7. 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 сетевыми организациями, 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. Обеспечивать соответствие технологического режима работы объектов диспетчеризации допустимым технологическим режимам работы и условиям работы энергетического и электротехнического оборудования энергообъектов Потребителя.

3.1.9. Учитывать полученную от Потребителя в соответствии с нормативными правовыми актами и настоящим Соглашением информацию об актуальных технических параметрах и плановых почасовых графиках нагрузки генерирующего оборудования электростанций Потребителя. За исключением случаев, указанных в пунктах 3.2.2 и 5.3 настоящего Соглашения, задавать диспетчерский график работы электростанций Потребителя, генерирующее оборудование которых отнесено к объектам диспетчеризации, на основании предложений Потребителя по плановому почасовому графику нагрузки генерирующего оборудования на соответствующие сутки. Доводить диспетчерский график работы электростанций Потребителя до оперативного персонала электростанций в виде обязательного для исполнения документа. Информация, представляемая Потребителем для формирования диспетчерского графика работы электростанций, указана в приложении № 2 к настоящему Соглашению.

3.2. Потребитель обязан:

3.2.1. Выполнять заданный Системным оператором диспетчерский график работы электростанций Потребителя.

3.2.2. В случае возникновения (угрозы возникновения) аварийного электроэнергетического режима в работе энергосистемы корректировать график нагрузки электростанций и осуществлять загрузку (разгрузку) генерирующего оборудования в соответствии с диспетчерскими командами (распоряжениями) Системного оператора.

3.2.3. Поддерживать в актуальном состоянии данные о технических параметрах и характеристиках ЛЭП, оборудования и устройств энергообъектов Потребителя, в том числе данные об общесистемных технических параметрах и характеристиках генерирующего оборудования, длительно допустимой и аварийно допустимой токовой нагрузке ЛЭП и оборудования в зависимости от их технического состояния, данные об отключающей способности выключателей.

При определении перегрузочной способности трансформаторного оборудования, установленного на энергообъектах Потребителя, ее поддержании и предоставлении в диспетчерские центры 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.

При определении (изменении) значений общесистемных технических параметров и характеристик генерирующего оборудования и предоставлении информации о них в диспетчерские центры руководствоваться Правилами проведения испытаний и определения общесистемных технических параметров и

характеристик генерирующего оборудования, утвержденными приказом Минэнерго России от 11.02.2019 № 90.

3.2.4. Представлять Системному оператору информацию о схемах электрических соединений энергообъектов Потребителя, информацию о технических параметрах и характеристиках, паспортных данных ЛЭП, оборудования и устройств энергообъектов Потребителя, указанную в п. 3.2.3 Соглашения, а также иную информацию, в объемах и в сроки, предусмотренных 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.

3.2.5. Осуществлять контроль токовой загрузки ЛЭП и оборудования энергообъектов Потребителя и информировать соответствующий диспетчерский центр Системного оператора в случае их перегрузки.

3.2.6. Контролировать уровни напряжения в электрических сетях Потребителя, обеспечивать работоспособность оборудования и устройств регулирования напряжения, поддерживать указанное оборудование и устройства в надлежащем техническом состоянии, а также соблюдать установленные Системным оператором и сетевой организацией уровни компенсации и диапазоны регулирования реактивной мощности.

3.2.7. В соответствии с требованиями национального стандарта, указанного в п. 6.2 Приложения № 1 к настоящему Соглашению, разрабатывать (актуализировать) и ежегодно не позднее 01 ноября представлять Системному оператору на согласование нормальные схемы электрических соединений энергообъектов Потребителя, в состав которых входят объекты диспетчеризации.

3.2.8. Незамедлительно сообщать диспетчерскому персоналу Системного оператора обо всех изменениях эксплуатационного состояния и технологического режима работы объектов диспетчеризации, в том числе произошедших автоматически действием устройств релейной защиты, сетевой, противоаварийной, режимной автоматики, с указанием состава изменений, перечня сработавших устройств и причин, вызвавших их срабатывание.

3.2.9. Осуществлять фактические действия по вводу аварийных ограничений режима потребления по диспетчерской команде (распоряжению) Системного оператора, в том числе переданных через соответствующий персонал первичных (вторичных) получателей команд о вводе графиков аварийного ограничения, определенных в установленном порядке.

В случае недостаточности текущих объемов аварийных ограничений со временем отключения, заданным РДУ, в том числе по причине невозможности дистанционного ввода графиков временного отключения потребления в отношении энергопринимающих установок Потребителя, осуществлять разработку, согласование с сетевой организацией, к электрическим сетям которой присоединены энергопринимающие установки Потребителя, и РДУ и реализацию соответствующих планов-графиков мероприятий в порядке, установленном Правилами разработки и применения графиков аварийного ограничения.

3.2.10. Проводить самостоятельно и участвовать в проводимых первичными получателями команд специализированных противоаварийных тренировках по отработке действий оперативного персонала при вводе графиков временного отключения потребления электрической энергии, а также участвовать в проводимых

Системным оператором межсистемных (общесистемных) противоаварийных тренировках.

3.2.11. По заданиям Системного оператора (в том числе полученным через соответствующую сетевую организацию) осуществлять проведение на принадлежащих Потребителю энергообъектах контрольных, внеочередных (по присоединениям, подключенным под действие противоаварийной автоматики и/или включенным в графики аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)) и иных замеров потокораспределения, нагрузок и уровней напряжения.

3.2.12. Предоставлять результаты проведенных замеров потокораспределения, нагрузок и уровней напряжения в соответствующий диспетчерский центр в определенном Системным оператором формате в течение 10 рабочих дней со дня проведения соответствующего замера. В случае получения заданий на проведение замеров через сетевую организацию предоставлять ей результаты замеров в течение 3 рабочих дней с даты их проведения для последующей передачи в диспетчерский центр Системного оператора.

3.2.13. Обеспечивать участие генерирующего оборудования принадлежащей Потребителю электростанции в общем первичном регулировании частоты (далее - ОПРЧ) в соответствии с Требованиями к участию генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты, утвержденными приказом Минэнерго России от 09.01.2019 № 2. Предоставлять Системному оператору по его запросу в установленный им срок данные осуществляемого Потребителем мониторинга участия генерирующего оборудования электростанции Потребителя в ОПРЧ.

3.2.14. При участии генерирующего оборудования электростанций Потребителя в первичном регулировании частоты, вторичном регулировании частоты и перетоков мощности, регулировании напряжения и реактивной мощности определять величину диапазона, предоставляемого для соответствующего регулирования, исходя из фактического технического состояния оборудования электростанции. При определении режимов и алгоритмов работы станционных устройств регулирования активной и реактивной мощности учитывать отклонения фактических технических параметров работы оборудования электростанции, участвующего в соответствующем регулировании, от его проектных параметров.

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

4.1. Планирование ремонтов ЛЭП, 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.

Для разработки сводных годового и месячных графиков ремонта ЛЭП, оборудования и технического обслуживания устройств РЗА и СДТУ, относящихся к объектам диспетчеризации (далее – графики ремонта), Потребитель в соответствии с требованиями Правил вывода в ремонт и в установленном РДУ порядке представляет

на рассмотрение в РДУ предложения о выводе в ремонт принадлежащих ему объектов диспетчеризации.

Системный оператор на основании результатов рассмотрения предложений Потребителя формирует и утверждает сводные годовой и месячные графики ремонта ЛЭП, оборудования и технического обслуживания комплексов и устройств РЗА и СДТУ, относящихся к объектам диспетчеризации (далее – графики ремонта).

4.2. В случае если при утверждении сводного годового графика ремонта сроки вывода в ремонт объектов диспетчеризации были изменены по сравнению со сроками, содержащимися в предложениях Потребителя, Потребитель вправе обратиться к Системному оператору за разъяснением причин, а Системный оператор обязан 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. Системный оператор осуществляет согласование изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния ЛЭП, оборудования и устройств РЗА и СДТУ, относящихся к объектам диспетчеризации, путем рассмотрения и согласования диспетчерских заявок и выдачи диспетчерских разрешений.

Оформление, подача, рассмотрение и согласование диспетчерских заявок осуществляются в соответствии с положением, утвержденным РДУ (п. 2.7 Приложения № 1 к настоящему Соглашению).

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. Изменение эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации в соответствии с согласованной диспетчерской заявкой может быть начато только после получения оперативным персоналом Потребителя диспетчерской команды или разрешения диспетчерского персонала Системного оператора непосредственно перед началом осуществления указанного изменения.

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

4.6. При организации и производстве переключений в электроустановках Системный оператор и Потребитель руководствуются 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.

4.7. Вывод из эксплуатации ЛЭП, оборудования и устройств энергообъектов Потребителя, относящихся к объектам диспетчеризации, осуществляется в порядке, установленном правилами вывода в ремонт, по согласованию с Системным оператором, а в случаях, предусмотренных Правилами вывода в ремонт – также с уполномоченным федеральным органом исполнительной власти.

На основании полученных согласований и решений Потребитель составляет и утверждает акт о выводе соответствующих ЛЭП, оборудования, устройств из эксплуатации, Указанный акт направляется Потребителем Системному оператору в 10-дневный срок с момента его утверждения.

5. Порядок взаимодействия при нарушениях нормального режима электрической части энергосистемы и энергообъектов Потребителя

5.1. Порядок действий диспетчерского персонала Системного оператора 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 Потребителя при предотвращении развития и ликвидации нарушений нормального режима и технологических нарушений в работе энергообъектов Потребителя определяется Правилами предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима и соответствующей инструкцией (п. 3.1 Приложения № 1 к настоящему Соглашению), разработанной и утвержденной Потребителем в соответствии с требованиями Правил предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима с учетом требований вышеуказанной инструкции РДУ.

Указанная инструкция Потребителя подлежит согласованию с РДУ в части самостоятельных действий оперативного персонала Потребителя 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 диспетчерским центром.

5.3. В случае возникновения (угрозы возникновения) аварийного электроэнергетического режима в работе энергосистемы Системный оператор вправе корректировать график нагрузки электростанций Потребителя и выдавать оперативному персоналу электростанций Потребителя диспетчерские команды (распоряжения) на загрузку (разгрузку) генерирующего оборудования.

5.4. При возникновении или угрозе возникновения повреждения ЛЭП или оборудования энергообъекта Потребителя 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 потребителя в указанных в настоящем пункте обстоятельствах определяется в инструкциях РДУ и Потребителя, указанных в пунктах 5.1, 5.2 настоящего Соглашения соответственно.

Обо всех вынужденных (фактических и предполагаемых) отклонениях от заданного диспетчерского графика или невозможности выполнения диспетчерской команды оперативный персонал энергообъекта Потребителя обязан немедленно проинформировать диспетчерский персонал РДУ для принятия решения о способе дальнейшего управления электроэнергетическим режимом энергосистемы.

5.5. В случае объявления Системным оператором в соответствии с Правилами ОДУ о возникновении режима с высокими рисками нарушения электроснабжения (далее – РВР) на территории операционной зоны соответствующего диспетчерского центра (РДУ) Системный оператор уведомляет Потребителя о возможных нарушениях в работе энергосистемы и электроснабжении объектов Потребителя, а также о необходимости принятия мер превентивного характера

Потребитель представляет Системному оператору информацию, необходимую для разработки и принятия решений о применении мер, направленных на локализацию и ликвидацию РВР, предотвращение нарушения электроснабжения и (или) ликвидацию его последствий, в соответствии с Правилами ОДУ.

5.6. При переходе энергосистемы в операционной зоне РДУ на работу в вынужденном режиме РДУ уведомляет Потребителя 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. При получении от РДУ указанного уведомления Потребитель обязан соблюдать условия, ограничения и запреты, установленные РДУ при принятии соответствующего решения, в соответствии с указанными Правилами.

6. Порядок взаимодействия Сторон по вопросам строительства (реконструкции, модернизации) энергообъектов Потребителя и технологического присоединения к электрическим сетям

6.1. Потребитель по запросу Системного оператора в течение 5 (пяти) рабочих дней с момента получения запроса представляет Системному оператору актуализированную информацию о текущих планах строительства, реконструкции, модернизации энергообъектов Потребителя.

6.2. При технологическом присоединении энергообъектов Потребителя к электрическим сетям Системный оператор в случаях, установленных Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861 (далее – Правила технологического присоединения), рассматривает и согласовывает:

- разработанные Потребителем техническое задание на разработку схемы выдачи мощности объекта по производству электрической энергии и/или схемы внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств Потребителя, а также схему выдачи мощности объекта по производству электрической энергии и/или схему внешнего энергопринимающих устройств Потребителя;

- полученные от соответствующей сетевой организации технические условия на технологическое присоединение энергообъектов Потребителя к электрическим сетям (далее – ТУ) и отступления от них (в том числе технические условия в отношении объектов по производству электрической энергии, присоединяемых к

электрической сети через объекты электросетевого хозяйства или энергопринимающие установки Потребителя).

При технологическом присоединении энергообъектов Потребителя к электрическим сетям, а также при строительстве (реконструкции) объектов по производству электрической энергии и(или) объектов электросетевого хозяйства Потребителя, не требующем технологического присоединения, Потребитель также обязан согласовать с Системным оператором разработанные Потребителем:

- техническое задание на разработку проектной документации, проектную документацию на строительство (реконструкцию) объектов по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства высшим проектным классом напряжения 110 кВ и более;

- техническое задание на разработку проектной документации (в случае одностадийного проектирования создания (модернизации) РЗА (при отсутствии этапа разработки проектной документации) – техническое задание на разработку рабочей документации), проектную и рабочую документацию на создание (модернизацию) РЗА, СДТУ;

- изменения, вносимые в вышеуказанные документы.

Потребитель обязан представить указанные документы на рассмотрение и согласование в соответствующий диспетчерский центр Системного оператора.

При выборе и приобретении оборудования в целях последующей установки его на строящихся (реконструируемых) энергообъектах Потребитель обязан обеспечивать соответствие типов, характеристик и параметров приобретаемого (устанавливаемого) оборудования требованиям ПТФ, технических условий на технологическое присоединение и проектной документации.

6.3. Диспетчерский центр Системного оператора рассматривает документы, полученные от Потребителя (в предусмотренных п. 6.2 Соглашения случаях – от сетевой организации), и согласовывает их или направляет Потребителю (сетевой организации) мотивированные предложения по их доработке.

6.4. При технологическом присоединении энергообъектов Потребителя к электрическим сетям в случае, если ТУ на их технологическое присоединение подлежали согласованию с Системным оператором, представитель Системного оператора участвует в мероприятиях по проверке выполнения ТУ Потребителем и сетевой организацией, в том числе осмотре (обследовании) присоединяемых энергообъектов, в соответствии с Правилами технологического присоединения с оформлением по результатам такой проверки (при отсутствии замечаний) акта о выполнении ТУ, согласованного Системным оператором и утвержденного сетевой организацией.

При строительстве (реконструкции, модернизации) объекта по производству электрической энергии или объекта электросетевого хозяйства Потребителя за рамками технологического присоединения Потребитель обязан обеспечить проверку выполнения технических решений, предусмотренных проектной и рабочей документацией, с участием представителей Системного оператора с оформлением по результатам такой проверки справки о выполнении основных технических решений, согласованной Системным оператором и утвержденной Потребителем.

В случае если Потребителем инициировано включение в работу в составе энергосистемы ЛЭП и (или) оборудования объекта электросетевого хозяйства, мероприятия по строительству (реконструкции) которых предусмотрены проектной документацией или ТУ, но не выделены в отдельный этап реализации проекта или этап ТУ, и Системным оператором по результатам рассмотрения такого обращения

Потребителя установлена допустимость включения соответствующих ЛЭП, оборудования в работу в составе энергосистемы, Потребитель обязан обеспечить проведение с участием представителей Системного оператора проверки выполнения соответствующих технических решений, предусмотренных проектной и рабочей документацией. По результатам указанной проверки Системным оператором при отсутствии замечаний оформляется уведомление о возможности включения соответствующих ЛЭП, оборудования в работу по режиму энергосистемы.

6.5. В случае осуществления Потребителем технологического присоединения к принадлежащим ему энергообъектам энергопринимающих устройств (объектов электроэнергетики) иных лиц Потребитель выполняет функции сетевой организации в части подготовки и согласования технических условий на технологическое присоединение и проектной документации с Системным оператором и смежными сетевыми организациями, а также выполнения иных мероприятий по технологическому присоединению.

6.6. При вводе в работу построенных (реконструированных) объектов электросетевого хозяйства высшим номинальным классом напряжения 110 кВ и выше, объектов по производству электрической энергии установленной мощностью 5 МВт и более, нового (модернизированного) оборудования и/или комплексов и устройств РЗА, СДТУ Потребитель обязан обеспечить выполнение требований ПТФ и нормативных правовых актов Минэнерго России, утвержденных в соответствии с ПТФ, в том числе:

6.6.1. Не менее чем за 6 (шесть) месяцев до ввода в работу соответствующего энергообъекта Потребителя 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 расчётов 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).

6.6.2. Не менее чем за 3 (три) месяца до пробного пуска генерирующего оборудования, постановки под напряжение энергообъекта Потребителя, соответствующего его оборудования разработать и представить на согласование Системному оператору проект нормальной схемы электрических соединений энергообъекта Потребителя (в случае поэтапного ввода объекта в эксплуатацию – временной нормальной схемы электрических соединений энергообъекта Потребителя). Утвержденная Потребителем нормальная (временная нормальная)

схема электрических соединений энергообъекта должна быть передана Системному оператору не позднее чем за 2 (два) месяца до планируемого ввода энергообъекта в работу (пробного пуска генерирующего оборудования).

6.6.3. Обеспечить настройку вновь вводимых (модернизированных) устройств РЗА на энергообъектах Потребителя в соответствии с Правилами взаимодействия при настройке устройств РЗА.

6.6.4. Согласовать с соответствующим диспетчерским центром Системного оператора программы пробных пусков и испытаний оборудования энергообъектов Потребителя, для проведения которых требуется изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации, а при вводе в работу относящегося к объектам диспетчеризации нового (модернизируемого) генерирующего оборудования, - также программу комплексных испытаний такого оборудования.

6.6.5. До подачи соответствующей диспетчерской заявки обеспечить предоставление Системному оператору копии разрешения органа Ростехнадзора на допуск электроустановок в эксплуатацию, а также одного из указанных в п. 6.4 настоящего Соглашения документов, оформленных по результатам проверки выполнения ТУ и (или) технических решений, предусмотренных проектной и рабочей документацией.

6.6.6. В течение 10 дней со дня окончания испытаний (за исключением комплексных испытаний генерирующего оборудования) предоставить Системному оператору информацию о результатах проведенных испытаний, включая скорректированные технические характеристики оборудования и устройств энергообъекта Потребителя.

6.6.7. Провести комплексные испытания генерирующего оборудования объекта по производству электрической энергии Потребителя и предоставить Системному оператору (в том числе на согласование по генерирующему оборудованию, относящемуся к объектам диспетчеризации) отчет о результатах комплексных испытаний и акт об общесистемных технических параметрах и характеристиках генерирующего оборудования в соответствии с Правилами проведения испытаний и определения общесистемных технических параметров и характеристик генерирующего оборудования, утвержденными приказом Минэнерго России от 11.02.2019 № 90.

6.6.8. При необходимости изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния существующих ЛЭП, оборудования и устройств, относящихся к объектам диспетчеризации, для проведения испытаний или ввода построенного (реконструированного) энергообъекта в работу в составе энергосистемы направить Системному оператору предложение о включении таких объектов диспетчеризации в месячный график ремонта в соответствии с п. 4.1 настоящего Соглашения.

6.6.9. В соответствии с требованиями Правил переключений в электроустановках, утвержденных приказом Минэнерго России от 13.09.2018 № 757, разработать и представить для рассмотрения и согласования в диспетчерский центр комплексную программу по включению в работу нового (реконструированного, модернизированного) оборудования, устройств РЗА энергообъекта Потребителя, относящихся к объектам диспетчеризации и/или для ввода в работу которых необходимо изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации, не менее чем за 14 дней до планируемой даты ввода их в работу.

6.7. 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 приложением № 3 к настоящему Соглашению и положениями стандартов, указанных в приложении № 1 к настоящему Соглашению, обеспечивать учет и выполнение требований указанных документов.

7. Порядок взаимодействия по вопросам эксплуатации энергообъектов Потребителя

7.1. Стороны обязаны соблюдать требования к техническому состоянию, работоспособности и организации эксплуатации ЛЭП, энергетического и электротехнического оборудования, комплексов и устройств РЗА, СДТУ, автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ), предусмотренные нормативными правовыми актами и нормативно-техническими документами, в том числе указанными в Приложении № 1 к настоящему Соглашению.

7.2. Потребитель обязан:

7.2.1. Осуществлять эксплуатацию энергообъектов Потребителя, в том числе техническое и оперативное обслуживание ЛЭП, оборудования и устройств, в соответствии с требованиями действующих нормативных правовых актов и нормативно-технических документов, не допуская эксплуатации ЛЭП и оборудования при нагрузке и параметрах, выходящих за пределы значений, указанных в технической документации на него, а также неисправного оборудования.

7.2.2. В соответствии с требованиями ПТФ организовать и обеспечить осуществление оперативно-технологического управления в отношении принадлежащих Потребителю энергообъектов.

7.3. При планируемом изменении юридического или физического лица, осуществляющего эксплуатационное (в том числе оперативное) обслуживание энергообъектов Потребителя, в состав которых входят объекты диспетчеризации, не менее чем за 2 (два) месяца до передачи функций по эксплуатационному обслуживанию другому лицу письменно уведомить об этом Системного оператора (РДУ).

Потребитель обязан предоставить в РДУ копию договора и (или) иного документа, определяющего распределение функций, прав, обязанностей по эксплуатационному обслуживанию соответствующих энергообъектов, между Потребителем и таким лицом и порядок взаимодействия между ними по вопросам, урегулированным настоящим Соглашением.

7.4. Системный оператор вправе осуществлять контроль выполнения Потребителем требований по эксплуатации и оперативному обслуживанию устройств РЗА, СДТУ, находящихся в диспетчерском управлении или ведении Системного оператора.

7.5. При организации и проведении плавки гололеда на проводах и

грозозащитных тросах воздушных ЛЭП и воздушных участков кабельно-воздушных ЛЭП (далее – ВЛ) Системный оператор и Потребитель руководствуются Требованиями по плавке гололеда на проводах и грозозащитных тросах линий электропередачи, утвержденными приказом Минэнерго России от 19.12.2018 № 1185.

Потребитель обязан предоставлять в диспетчерские центры карты районирования по гололеду, используемые Потребителем, в соответствии с вышеуказанными Требованиями, а также оперативную информацию о параметрах гололедообразования на проводах и грозозащитных тросах ВЛ классом напряжения 110 кВ и выше в течение 1 (одного) часа с момента выявления факта образования гололедно-изморозевых отложений.

8. Порядок взаимодействия по вопросам технического контроля и расследовании причин аварий в электроэнергетике

8.1. Системный оператор:

8.1.1. Участвует в осуществлении уполномоченным федеральным органом исполнительной власти контроля за техническим состоянием энергообъектов потребителя, влияющих на надежность и безопасность функционирования ЕЭС России.

8.1.2. В порядке, установленном Правилами расследования причин аварий в электроэнергетике, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 28.10.2009 № 846 (далее – Правила расследования аварий), участвует в расследовании причин аварий на энергообъектах Потребителя в составе комиссий, созданных уполномоченным в федеральным органом исполнительной власти (его территориальными органами), а также по согласованию – в составе комиссий, созданных Потребителем.

8.2. Системный оператор обязан представлять по запросу Потребителя информацию о результатах расследования комиссиями, созданными с участием Системного оператора, аварий в работе объектов электроэнергетики операционной зоны соответствующего диспетчерского центра, если данные технологические нарушения привели к отключениям и (или) технологическим нарушениям на энергообъектах Потребителя.

8.3. Потребитель обеспечивает расследование причин аварий (за исключением аварий, расследование причин которых осуществляется уполномоченным федеральным органом исполнительной власти) на принадлежащих ему объектах по производству электрической энергии и объектах электросетевого хозяйства в соответствии с Правилами расследования аварий.

Потребитель вправе участвовать в расследовании причин аварий в электроэнергетике, затрагивающих, наряду с энергообъектами Потребителя, объекты электроэнергетики других лиц, в составе созданных в установленном порядке комиссий.

8.4. Потребитель обязан:

8.4.1. Представлять Системному оператору по запросу документы и информацию о техническом состоянии энергообъектов Потребителя, в состав которых входят объекты диспетчеризации, и иную информацию, необходимую для исполнения настоящего Соглашения.

8.4.2. Обеспечивать доступ уполномоченных представителей Системного оператора на энергообъекты Потребителя, в состав которых входят объекты диспетчеризации, для осуществления мероприятий по контролю в соответствии с п. 8.1.1 настоящего Соглашения и оказывать Системному оператору содействие в их

проведении.

8.4.3. Обеспечивать своевременное устранение нарушений, выявленных по результатам расследования аварий на энергообъектах Потребителя, в процессе эксплуатации, а также при осуществлении контроля за техническим состоянием энергообъектов Потребителя и выполнением Потребителем требований, предусмотренных настоящим Соглашением.

8.3.4. По согласованию с Системным оператором привлекать его представителей к участию в расследовании причин аварий на энергообъектах Потребителя в составе созданных Потребителем комиссий.

8.3.5. Передавать Системному оператору в соответствии с Правилами расследования аварий и принятыми в соответствии с ними нормативными правовыми актами Минэнерго России:

- оперативную информацию об авариях на энергообъектах Потребителя;
- результаты расследования причин аварий на принадлежащих Потребителю объектах электросетевого хозяйства классом напряжения 110 кВ и выше и объектах по производству электрической энергии, оформленные в соответствии с Правилами расследования аварий, в трехдневный срок после окончания расследования с использованием автоматизированного рабочего места, интегрированного с единым специализированным программным комплексом учета и анализа аварийности в электроэнергетике Российской Федерации «База аварийности в электроэнергетике», ведение которого осуществляется Системным оператором;
- информацию о выполнении (ходе выполнения) противоаварийных мероприятий по результатам расследования причин аварий.

9. Организация системы обмена технологической информацией

9.1. Обмен технологической информацией между Сторонами обеспечивается системами обмена технологической информацией энергообъектов Потребителя с автоматизированной системой Системного оператора (СОТИАССО), а также системами обмена другими видами технологической информации (системой межмашинного обмена, АИИС КУЭ, посредством Web-обмена, электронной почты и др.).

9.2. Потребитель обязан:

9.2.1. Организовать и обеспечивать круглосуточную работу двух независимых каналов связи между энергообъектами Потребителя и соответствующим диспетчерским центром Системного оператора (РДУ) для передачи в режиме реального времени диспетчерских команд и информации о технологическом режиме работы объектов диспетчеризации, необходимой для управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России.

9.2.2. Ежегодно представлять Системному оператору списки лиц (с указанием контактной информации), ответственных за эксплуатационное обслуживание СДТУ и оперативное устранение неисправностей оборудования и устройств СДТУ, влекущих нарушение обмена технологической информацией или нарушения в работе каналов связи с диспетчерским центром.

9.2.3. Осуществить создание (модернизацию) СОТИАССО энергообъектов Потребителя в соответствии с Техническими требованиями по организации обмена с диспетчерскими центрами Системного оператора информацией, необходимой для управления режимами ЕЭС России, указанными в приложении № 3 к настоящему Соглашению (далее – Технические требования), и обеспечивать обмен

технологической информацией в соответствии с данными Техническими требованиями. Для этого:

- в течение 3 (трех) месяцев с момента заключения настоящего Соглашения разработать и представить на согласование Системному оператору план-график выполнения работ по созданию (модернизации) СОТИАССО энергообъектов Потребителя (далее – план график);

- выполнить работы по созданию (модернизации) СОТИАССО в предусмотренные планом-графиком сроки, в том числе согласовать с Системным оператором, техническое задание и проектную документацию на модернизацию СОТИАССО энергообъектов Потребителя и отступления от них.

9.3. В случае отсутствия (потери) связи между энергообъектом Потребителя и РДУ персонал Потребителя и персонал РДУ обязаны принять меры к восстановлению связи. При этом на период до восстановления связи могут быть использованы любые доступные виды связи.

Порядок взаимодействия персонала РДУ и персонала Потребителя, обслуживающего СДТУ, определяется регламентом, указанным в п. 1.1 Приложения № 1 к настоящему Соглашению.

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 приложении № 1 к настоящему Соглашению.

При организации и осуществлении технического учета и анализа функционирования устройств (комплексов) РЗА и реализованных в них функций РЗА, разработке и реализации мероприятий по повышению надежности их работы, предоставлении данных для анализа работы и устранения причин неправильного функционирования РЗА Стороны обеспечивают выполнение требований ПТФ и Правил технического учета и анализа функционирования 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 диспетчерскими центрами Системного оператора и Потребителем.

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

10.2.1. Задаёт (в том числе посредством выдачи заданий соответствующим сетевым организациям) объёмы нагрузки Потребителя, подключаемой под действие устройств автоматической частотной разгрузки (АЧР) и иной противоаварийной автоматики (ПА), и выдает (в том числе через сетевую организацию) соответствующие задания Потребителю в порядке, установленном Правилами разработки и применения графиков аварийного ограничения.

10.2.2. Осуществляет с участием Потребителя выборочные проверки эксплуатационного состояния устройств АЧР, установленных на энергообъектах Потребителя, и объемов нагрузки Потребителя (присоединений и фидеров), подключенных под действие таких устройств.

10.2.3. Определяет режим заземления нейтралей силовых трансформаторов с высшим классом напряжения 220 кВ и 110 кВ, установленных на энергообъектах Потребителя, исходя из обеспечения правильного функционирования устройств РЗА, расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования которых осуществляют диспетчерские центры, по условиям чувствительности и селективности устройств РЗА и доводит указанную информацию до Потребителя непосредственно или через сетевую организацию, к электрическим сетям которой присоединены энергообъекты Потребителя.

10.2.4. Представляет Потребителю перечень ЛЭП и оборудования, не обеспеченных дальним резервированием устройствами релейной защиты, и перечень вынужденных отступлений от требований селективности устройств релейной защиты ЛЭП и оборудования, в отношении устройств релейной защиты, расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования которых осуществляют диспетчерские центры.

10.3. Наряду с реализацией прав и обязанностей, предусмотренных указанными в п. 10.1 Соглашения документами, Потребитель обязан:

10.3.1. Обеспечивать размещение, работоспособность и организацию эксплуатации комплексов и устройств РЗА в соответствии с требованиями нормативных правовых актов, нормативно-технической документации, разработанными в соответствии с ними требованиями диспетчерских центров Системного оператора и настоящим Соглашением.

10.3.2. Выполнять задания диспетчерских центров Системного оператора (в том числе полученные через соответствующие сетевые или энергоснабжающие организации) по объемам, очередности и местам (районам) подключения нагрузки Потребителя под действие ПА, параметрам настройки устройств и комплексов ПА.

10.3.3. Информировать Системного оператора о выполнении его заданий по подключению энергообъектов Потребителя под действие ПА и режимной автоматики, в том числе представлять в соответствующие диспетчерские центры сведения о фактическом подключении энергообъектов Потребителя под действие АЧР и иных видов ПА, действующей на отключение нагрузки, с указанием величины отключаемой мощности.

10.3.4. В соответствии с Правилами разработки и применения графиков аварийного ограничения предоставлять в диспетчерские центры (в том числе через сетевую организацию в случае, если задание диспетчерского центра получено Потребителем через такую организацию) 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 на энергообъектах Потребителя по данным контрольных и внеочередных замеров.

10.3.5. Обеспечивать реализацию управляющих воздействий ПА и режимной автоматики на энергообъекты Потребителя в соответствии с требованиями Системного оператора.

10.3.6. Ежегодно в срок до 1 октября представлять Системному оператору перечень объектов Потребителя, отнесенных к I и II категориям надёжности

электроснабжения, а также перечень объектов Потребителя, ограничение режима потребления электрической энергии которых ниже уровня аварийной брони не допускается.

10.3.7. Обеспечивать представителям Системного оператора доступ на энергообъекты Потребителя для проведения совместно с Потребителем выборочных проверок эксплуатационного состояния устройств АЧР, установленных на энергообъектах Потребителя, и объемов нагрузки Потребителя (присоединений и фидеров), подключенных под действие устройств АЧР. Выполнять мероприятия по устранению выявленных недостатков в работе устройств АЧР, определенные по результатам таких проверок, в согласованные с Системным оператором сроки.

10.3.8. Обеспечивать работу трансформаторов с высшим классом напряжения 220 кВ и 110 кВ, установленных на энергообъектах Потребителя, в режимах заземления нейтралей, определенных в соответствии с п. 10.2.3 настоящего Соглашения (в том числе полученных Потребителем через соответствующую сетевую организацию), с учетом соблюдения требований нормативной документации, в том числе в части защиты изоляции нейтралей трансформаторов, защиты изоляции электросетевого оборудования, соответствия оборудования энергообъектов Потребителя току короткого замыкания, а также правильного функционирования по условиям чувствительности и селективности устройств РЗА, в отношении которых Потребитель выполняет расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования.

10.3.8. Обеспечивать учет информации, полученной от Системного оператора в соответствии с п. 10.2.4 настоящего Соглашения, при:

- формировании и подаче в диспетчерские центры 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 РЗА;
- формировании мероприятий по обеспечению ближнего резервирования и формировании своих инвестиционных программ (принятии решений о необходимости выделения инвестиционных средств) в случае принятия решения о необходимости создания (модернизации) устройств РЗА.

11. Изменение и дополнение условий Соглашения

11.1. 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.

11.2. 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, при необходимости, приводят условия настоящего Соглашения в соответствие с принятыми нормативными правовыми актами.

11.3. Переход права собственности или иного права на энергообъекты Потребителя к другому лицу (далее - приобретатель) в результате возмездного или безвозмездного отчуждения указанных объектов, передачи их в аренду, совершения

Потребителем иных действий по распоряжению данным имуществом, а также переход прав на указанные объекты в порядке универсального правопреемства не являются основаниями для расторжения настоящего Соглашения.

В этих случаях Потребитель обязан не менее чем за 10 дней письменно уведомить Системного оператора о предстоящем переходе права собственности или иного права на энергообъекты, а также уведомить приобретателя о наличии обязательств по настоящему Соглашению. Копия акта приема-передачи энергообъектов или их части в 10-тидневный срок с момента подписания акта направляется Потребителем Системному оператору.

В случае реорганизации Потребителя, влекущей переход права собственности на энергообъекты к другому лицу (правопреемнику), права и обязанности Потребителя по настоящему Соглашению переходят к ее правопреемнику в соответствии с передаточным актом или разделительным балансом, утвержденным уполномоченным органом управления Потребителя, с момента завершения реорганизации.

12. Ответственность Сторон. Разрешение споров

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

12.2. 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, Стороны будут разрешать путем проведения переговоров, если иное не предусмотрено условиями настоящего Соглашения.

12.3. Споры, разногласия и требования, возникающие из настоящего Соглашения или в связи с ним, в том числе связанные с его заключением, изменением, исполнением, нарушением, расторжением, прекращением и действительностью, не урегулированные Сторонами путем переговоров, подлежат разрешению в Арбитражном суде города Москвы.

13. Заключительные положения

13.1 Настоящее Соглашение заключено на неопределенный срок и вступает в силу с момента его подписания Сторонами.

13.2. 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.

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

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

14. Перечень приложений к настоящему Соглашению

Неотъемлемыми частями настоящего Соглашения являются следующие приложения:

14.1. Приложение № 1. Перечень основных документов, определяющих

порядок взаимодействия Потребителя и Системного оператора при осуществлении функций оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России в операционных зонах диспетчерских центров Системного оператора.

14.2. Приложение № 2. Перечень основной информации, передаваемой Потребителем в диспетчерские центры Системного оператора для планирования и управления режимами работы ЕЭС России.

14.3. Приложение № 3. Технические требования по организации обмена с диспетчерскими центрами Системного оператора информацией, необходимой для управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России.

15. Юридические адреса и подписи Сторон:

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

_____/_____
М.п.

Потребитель:

Тел.: _____

Факс: _____

_____/_____
М.п.

**Перечень основных документов,
определяющих порядок взаимодействия Потребителя и Системного оператора
при осуществлении функций оперативно-диспетчерского управления ЕЭС
России в операционных зонах диспетчерских центров Системного оператора**

1. Документы, разрабатываемые и утверждаемые Системным оператором (РДУ) и Потребителем совместно:

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

2. Документы, разрабатываемые и утверждаемые Системным оператором (РДУ) и обязательные для исполнения Системным оператором и Потребителем:

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.

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 с 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

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

2.12. Инструкции по обслуживанию устройств РЗА, являющихся объектами диспетчеризации филиала АО «СО ЕЭС» РДУ.

2.13. Инструкция по предупреждению возникновения гололеда и осуществлению плавки гололеда на проводах и грозозащитных тросах линий электропередачи³.

3. Документы, разрабатываемые и утверждаемые Потребителем с учетом требований аналогичных документов Системного оператора (РДУ), требующие согласования с РДУ:

3.1. Инструкция по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима в электроустановках объектах электросетевого хозяйства Потребителя.

3.2. Нормальные схемы электрических соединений и временные нормальные схемы электрических соединений энергообъектов Потребителя, оборудование которых относится к объектам диспетчеризации.

3.3. Типовые бланки переключений по выводу из работы и вводу в работу объектов диспетчеризации Потребителя (согласно утвержденному РДУ перечню).

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

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

3.6. Инструкция по предупреждению возникновения гололеда и осуществлению плавки гололеда на проводах и грозозащитных тросах линий электропередачи Потребителя⁴.

4. Документы, разрабатываемые и утверждаемые Потребителем с учетом требований аналогичных документов Системного оператора (РДУ):

4.1. Инструкция по производству переключений в электроустановках Потребителя.

2 Пункт 2.10 включается в настоящее приложение в случае, если для принадлежащей Потребителю электростанции требуется разработка указанной схемы подачи напряжения или на энергообъектах Потребителя производятся переключения для реализации схемы подачи напряжения.

3 Пункт 2.13 включается в настоящее приложение в случае наличия у Потребителя на праве собственности или ином законном основании воздушной линии электропередачи (воздушного участка кабельно-воздушной линии электропередачи), относящейся к объектам диспетчеризации, и (или) в случае если оборудование объекта электроэнергетики Потребителя задействовано в схеме плавки гололеда на линиях электропередачи, относящихся к объектам диспетчеризации.

4 Пункты 3.5, 3.6 включаются в настоящее приложение в случае наличия у Потребителя на праве собственности или ином законном основании воздушной линии электропередачи (воздушного участка кабельно-воздушной линии электропередачи), относящейся к объектам диспетчеризации, на которой предусмотрена плавка гололеда.

4.2. Инструкция о порядке ведения оперативных переговоров и записей оперативным персоналом Потребителя.

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

5. Стандарты Системного оператора, являющиеся обязательными для Системного оператора и Потребителя:⁵

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 59012820.27.100.003-2012 «Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 05.12.2012 № 475, с изменениями, утвержденными приказом ОАО «СО ЕЭС» от 29.07.2014 № 201, приказами АО «СО ЕЭС» от 31.01.2017 № 27, от 12.04.2019 № 108).

5.3. 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).

5.4. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.160.20.001-2012 «Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов» (утвержден и введен в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 03.04.2012 № 139, с изменениями, утвержденными приказом ОАО «СО ЕЭС» от 14.07.2015 № 225).

5.5. 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).

5.6. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.008-2015 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами

⁵ Пункты 5.8, 5.9 включаются в раздел 5 настоящего приложения в случае заключения соглашения с потребителем, владеющим на праве собственности или ином законном основании электростанцией установленной генерирующей мощностью 100 МВт или более и (или) объектами электросетевого хозяйства классом напряжения 220 кВ и выше.

Пункт 5.10 включается в раздел 5 настоящего приложения в случае заключения соглашения с потребителем, владеющим на праве собственности или ином законном основании электростанцией установленной генерирующей мощностью 100 МВт или более либо распределительным устройством такой электростанции.

С учетом схемно-режимных особенностей соответствующей операционной зоны и планируемых к реализации проектов по созданию (модернизации) противоаварийной автоматики допускается включение вышеуказанных пунктов в соглашения с иными потребителями, владеющими объектами по производству электрической энергии и (или) объектами электросетевого хозяйства.

Пункты 5.14, 5.15 включаются в раздел 5 настоящего приложения в случае заключения соглашения с потребителем, владеющим на праве собственности или ином законном основании электростанцией установленной генерирующей мощностью 500 МВт или более и (или) объектом электроэнергетики (электростанцией, подстанцией) с высшим классом напряжения 220 кВ и более.

энергосистем. Автоматика ликвидации асинхронного режима. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 24.12.2015 № 418, с изменениями, утвержденными приказами АО «СО ЕЭС» от 30.03.2018 № 75, от 18.03.2019 № 74).

5.7. 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).

5.8. 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).

5.9. 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).

5.10. 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).

5.11. 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).

5.12. 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).

5.13. 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).

5.14. 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).

5.15. 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).

5.16. 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 Потребителя:

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).

6.6. ГОСТ Р 57285-2016 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление. Порядок подготовки заключений о возможности вывода из эксплуатации генерирующего оборудования электростанций, относящегося к объектам диспетчеризации. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 25.11.2016 № 1784-ст).

Примечания:

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

2. В случае использования потребителем указанных в разделах 2 и 5 настоящего приложения документов при разработке документации для оперативного персонала (энергообъектов) Потребителя ссылки на указанные документы Системного оператора являются обязательными.

3. Стандарты, указанные в разделе 5 настоящего приложения, размещаются на сайте Системного оператора в сети Интернет. Потребитель присоединяется к указанным стандартам путем заключения настоящего Соглашения или соответствующего дополнительного соглашения к нему.

4. Национальные стандарты, указанные в разделе 6 настоящего приложения, размещаются на сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарта) в сети Интернет. Потребитель 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.

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

Системный оператор:

_____ / _____

М.п.

Потребитель:

_____ / _____

М.п.

**Перечень информации, передаваемой Потребителем
в диспетчерские центры Системного оператора для планирования и управления
режимами работы ЕЭС России**

1. Перечень объектов электросетевого хозяйства (подстанций и ЛЭП) номинальным классом напряжения 110 кВ и выше и объектов по производству электрической энергии, принадлежащих Потребителю на праве собственности или ином законном основании, с указанием границ балансовой принадлежности – по запросу РДУ в течение 10 рабочих дней со дня получения запроса.

2.. Копии актов разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности между Потребителем и сетевыми организациями, к электрическим сетям которых технологически присоединены энергообъекты Потребителя, и актов согласования аварийной и технологической брони для энергопринимающих установок Потребителя – по запросу РДУ в течение 10 рабочих дней со дня получения запроса.

3. 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, предоставляемой субъектами электроэнергетики, – в объеме, по формам, в сроки и порядке, предусмотренном указанным приказом для передачи информации в диспетчерские центры, а также по запросу РДУ в течение 5 рабочих дней со дня получения запроса.

4. Акты об общесистемных технических параметрах и характеристиках генерирующего оборудования в отношении каждой из принадлежащих Потребителю электростанций, независимо от величины ее установленной генерирующей мощности - в случаях и порядке, установленных Правилами проведения испытаний и определения общесистемных технических параметров и характеристик генерирующего оборудования, утвержденными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 11.02.2019 № 90, с приложением копий подтверждающих документов (технических паспортов на генерирующее оборудование, акта о выполнении технических условий на технологическое присоединение, акта о результатах комплексного опробования, акта приемки законченного строительством генерирующего объекта, разрешения на ввод объекта в эксплуатацию, полученного в соответствии с градостроительным законодательством, разрешения органа Ростехнадзора на допуск соответствующих электроустановок к эксплуатации; заявления Потребителя, подтверждающего возможность длительной эксплуатации перемаркируемого оборудования с повышенной мощностью и т.д.). Указанная информация также предоставляется по запросу РДУ в течение 10 рабочих дней со дня получения запроса.

5. Информация и исходные данные, необходимые для прогнозирования потребления электрической энергии (мощности) энергосистемы и формирования прогнозных балансов электрической энергии и мощности энергосистемы – в объеме, по формам, в сроки и порядке, предусмотренном Требованиями к прогнозированию потребления и формированию балансов электрической энергии и мощности

энергосистемы на календарный год и периоды в пределах года, утвержденными приказом Минэнерго России от 11.02.2019 № 91.

6. Информация, предоставляемая в отношении электростанций потребителя установленной генерирующей мощностью 5 МВт и более, наряду с информацией, указанной в других пунктах настоящего приложения:

6.1. Плановые почасовые графики нагрузки генерирующего оборудования электростанций Потребителя с установленной генерирующей мощностью 25 МВт и более и информация об актуальных технических параметрах генерирующего оборудования таких электростанций, включая максимальные и минимальные допустимые значения активной мощности генерирующего оборудования (технический максимум и минимум, технологический минимум) – не позднее 48 часов до начала периода, в отношении которого в отношении которого Системным оператором осуществляется выбор состава включенного генерирующего оборудования и генерирующего оборудования, находящегося в резерве.

6.2. Плановые почасовые графики нагрузки генерирующего оборудования на соответствующие сутки и информация об актуальных значениях вышеуказанных технических параметров генерирующего оборудования – не позднее 24 часов до начала суток, в течение которых осуществляется производство (поставка) электрической энергии, для каждого часа указанных суток (с указанием суммарных объемов электрической энергии, продаваемых по договорам с гарантирующим поставщиком и договорам с иными покупателями электрической энергии).

6.3. Информация о фактической выработке, потреблении электрической энергии и ее поставке (продаже) на розничном рынке за прошедший календарный год (с детализацией по электростанциям Потребителя с установленной генерирующей мощностью 25 МВт и более) с указанием суммарных объемов электрической энергии, вырабатываемых с использованием принадлежащей Потребителю электростанции и продаваемых Потребителем на розничном рынке по договорам с гарантирующим поставщиком, договорам с иными покупателями электрической энергии, а также с указанием объемов потребления электрической энергии для удовлетворения собственных производственных (промышленных) нужд – ежегодно до 20 января следующего года, а также по запросу РДУ в течение 10 дней со дня получения запроса.

6.4. Информация о допустимом времени работы генерирующего оборудования электростанций в различных диапазонах по частоте и об уставках технологических защит, действующих на отключение или разгрузку генерирующего оборудования при изменении частоты в энергосистеме – ежегодно до 1 апреля, а в случае изменения предоставленных данных – в течение 10 дней со дня такого изменения (наступления обстоятельств, повлекших изменение).

6.5. Информация о планах по строительству, реконструкции, вводу в эксплуатацию, выводу из эксплуатации объектов по производству электрической энергии на предстоящие 7 лет – ежегодно, до 1 июля.

6.6. Утвержденные принципиальные тепловые схемы – в случае изменения в течение 10 дней со дня такого изменения, а также по запросу РДУ в течение 5 рабочих дней со дня получения запроса.

7. Данные АИИС КУЭ энергообъектов Потребителя (при наличии у Потребителя АИИС КУЭ) – на сервер РДУ в формате и в сроки, согласованные Системным оператором, а также данные коммерческого учета электрической энергии за прошедший месяц – до 7-го числа следующего месяца.

8. Данные технического учета электрической энергии по энергообъектам Потребителя – по согласованным перечням точек учета, в согласованных с РДУ форматах и сроки (в том числе средствами голосовой связи).

9. Телеметрическая информация, представляемая в объеме и порядке, установленном Техническими требованиями по организации обмена с диспетчерскими центрами Системного оператора информацией, необходимой для управления режимами ЕЭС России (Приложение № 3 к Соглашению).

10. Информация о технологическом присоединении к электрическим сетям Потребителя энергопринимающих устройств, объектов по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства – ежемесячно, до 20 числа месяца, следующего за отчетным, по форме приложения № 65 к приказу Минэнерго России от 23.07.2012 № 340 «Об утверждении перечня предоставляемой субъектами электроэнергетики информации, форм и порядка ее предоставления».

11. Другая информация, необходимая Системному оператору для планирования и управления режимами работы ЕЭС России, представляемая в соответствии с нормативными правовыми актами и по запросу Системного оператора.

Примечание:

При необходимости, для детализации процесса получения информации соответствующий диспетчерский центр Системного оператора (РДУ) и Потребитель разрабатывают и утверждают регламент обмена информацией и документацией между РДУ и Потребителем.

Системный оператор:

_____/_____
М.п.

Потребитель:

_____/_____
М.п.

**Технические требования
по организации обмена с диспетчерскими центрами Системного оператора
информацией, необходимой для управления электроэнергетическим режимом
ЕЭС России**

1. Общие требования

1.1. Управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России осуществляется с использованием следующей технологической информации, передаваемой между объектами по производству электрической энергии, объектами электросетевого хозяйства, энергопринимающими установками (далее при совместном упоминании – энергообъекты) Потребителя и диспетчерскими центрами Системного оператора посредством систем обмена технологической информацией с автоматизированной системой Системного оператора (далее – СОТИАССО):

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. Настоящие технические требования определяют:

принципы организации каналов связи для передачи всех видов данных, указанных в п.1.1 настоящих Технических требований;

требования к организации телефонной связи для оперативных переговоров;

требования к обмену телеинформацией;

требования к составу передаваемой телеинформации;

требования к регистраторам аварийных событий и к составу и обмену информацией об аварийных событиях и процессах.

1.3. Потребитель обязан:

1.3.1. В рамках существующей на момент заключения настоящего Соглашения СОТИАССО (до ее модернизации):

– обеспечить сбор и передачу в РДУ существующего (передаваемого на момент заключения настоящего Соглашения) объема необходимой для Системного оператора телеинформации.

1.3.2. В рамках модернизации СОТИАССО:

1.3.2.1. Организовать между энергообъектами Потребителя и РДУ каналы связи в соответствии с требованиями раздела 2 настоящих Технических требований.

1.3.2.2. Организовать сбор и передачу в РДУ:

– телеинформации в соответствии с требованиями раздела 3 настоящих Технических требований;

– информации об аварийных событиях и процессах в соответствии с требованиями раздела 4 настоящих Технических требований;

– информации для функционирования противоаварийной автоматики соответствии с требованиями раздела 5 настоящих Технических требований.

2. Требования к организации каналов связи

2.1. Общие технические требования по организации первичной сети связи

2.1.1. С каждого энергообъекта Потребителя, оборудование и средства 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 возможности одновременного вывода (выхода) из работы независимых каналов связи.

2.1.2. Если указанные каналы используются для передачи телеинформации для целей функционирования противоаварийной и режимной автоматики, они должны соответствовать требованиям раздела 5 настоящих Технических требований.

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

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

2.1.5. 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.

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

2.1.7. Организация телефонной связи для оперативных переговоров и передача информации для автоматизированных систем управления по сетям сотовой связи или сети Интернет не допускается.

2.1.8. Коэффициент готовности одного канала связи для передачи информации с энергообъекта в автоматизированную систему диспетчерского управления, автоматизированную систему технологического управления, 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, должен быть не ниже 0,9996 для периода их эксплуатации, равного одному календарному году.

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

- пропускной способности каждого канала;
- всех промежуточных узлов связи, включая узлы связи Потребителя 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.

2.1.10. 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.

2.1.11. Исполнительные схемы организации каналов связи и передачи информации между энергообъектом Потребителя и РДУ разрабатываются в бумажном и электронном виде (в графическом редакторе) и утверждаются уполномоченными лицами Потребителя и РДУ. Исполнительные схемы должны по своему содержанию соответствовать требованиям, указанным в пунктах 2.1.9 и 2.1.10 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 Потребителем, владельцами смежных объектов электроэнергетики и РДУ, определенные в соответствии с актами разграничения зон эксплуатационной ответственности.

2.2. Организация телефонной связи:

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

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

2.2.3. 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.

2.2.4. В случае полной потери каналов телефонной связи для оперативных

переговоров должна быть предусмотрена дополнительная возможность установления связи путем набора номера диспетчером РДУ и/или оперативным персоналом энергообъекта Потребителя через взаимосвязанные технологические телефонные сети или телефонную сеть общего пользования.

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

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

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

3. Требования к составу и обмену телеинформацией

3.1. Общие требования

3.1.1. 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 Потребителя 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.

3.1.2. 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.

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

3.1.4. 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.

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

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

3.1.7. Передача в РДУ ТС положения коммутационных аппаратов (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).

3.1.8. В устройствах телемеханики энергообъекта 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.

3.1.9. В качестве устройств, обеспечивающих передачу телеинформации с энергообъектов Потребителя в РДУ, должны использоваться резервированные устройства телемеханики, работающие в режиме «горячего» резервирования как в части сбора информации от датчиков (измерительных преобразователей, контроллеров) в составе СОТИАССО, так и информационного взаимодействия с РДУ, при этом должна быть обеспечена передачи телеинформации с каждого устройства телемеханики одновременно по двум каналам передачи данных с поддержкой двух активных соединений с активного устройства телемеханики (контроллера, сервера).

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

– класс точности не хуже 0,5 (для строящихся, реконструируемых энергообъектов 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 энергообъектов – не хуже 0,5S). Аналоговые измерительные преобразователи подлежат замене на цифровые при модернизации СОТИАССО на объекте.

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

3.1.12. 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.

3.1.13. Должна быть обеспечена возможность контроля работоспособности 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.

3.1.14. Формуляр, включающий в себя настройки протокола, информационного обмена с РДУ, перечни ТИ, ТС, АПТС должны быть согласованы с РДУ.

3.1.15. Передача телеинформации должна осуществляться в РДУ по двум независимым каналам напрямую (без промежуточной обработки), за исключением случаев, указанных в п. 3.1.18 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 энергообъектом и РДУ.

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

3.1.17. Суммарное время измерения и передачи телеинформации с энергообъектов (кроме телеинформации, используемой для целей функционирования противоаварийной автоматики) не должно превышать двух секунд без учета времени обработки данных в программно-технических комплексах РДУ.

3.1.18. До перехода на цифровые каналы связи должна быть сохранена существующая схема передачи телеинформации с энергообъектов Потребителя в РДУ.

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

3.1.20. Перечень конкретных параметров телеинформации, подлежащих передаче с энергообъектов Потребителя в РДУ, определяются РДУ в соответствии с требованиями пунктов 3.2 - 3.3 настоящих Технических требований.

3.1.21. При проектировании СОТИАССО по каждому энергообъекту Потребителя, в состав которого входят объекты диспетчеризации, должна быть разработана однолинейная электрическая схема энергообъекта с обозначением на ней всех точек измерения и состава измерений в каждой точке.

3.2. Типовой состав телеизмерений на энергообъектах.

3.2.1. ТИ действующих значений каждого междуфазного напряжения от всех ТН 110 кВ и выше РУ. При наличии на ЛЭП однофазных ТН – действующие значения фазных напряжений на ЛЭП.

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

3.2.3. ТИ действующего значения одного междуфазного напряжения от ТН секций (систем) шин ниже 110 кВ РУ выдачи мощности электростанции.

3.2.4. ТИ действующих значений тока в одной фазе и одного междуфазного напряжения, активной и реактивной мощности и частоты электрического тока каждого генератора электростанции.

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

3.2.6. ТИ действующего значения тока в одной фазе, перетоков активной и реактивной мощности по стороне высшего напряжения двухобмоточных трансформаторов со стороной высшего напряжения 110 кВ и выше. Для трансформаторов со стороной высшего напряжения ниже 110 кВ указанные параметры передаются только по объектам диспетчеризации.

3.2.7. ТИ суммарного перетока активной и реактивной мощности по всем трансформаторам собственных нужд электростанции.

3.2.8. 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 связи со стороной высшего напряжения 220 кВ и выше. ТИ тока в одной фазе общей обмотки – для автотрансформаторов, работающих в режиме выдачи мощности со стороны низшего напряжения.

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

3.2.10. 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.

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

3.2.12. ТИ частоты электрического тока от ТН секций (систем) шин ниже 110 кВ РУ выдачи мощности электростанции.

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

3.2.14. ТИ неэлектрических параметров (температура наружного воздуха, скорость ветра, толщина стенок гололеда, весовые и ветровые нагрузки на провода и т.п.).

3.3. Типовой состав телесигнализации на энергообъектах:

3.3.1. ТС положения КА (выключателей, разъединителей), заземляющих разъединителей (заземляющих ножей разъединителя, ЗН) 110 кВ и выше. ТС положения выключателей 110 кВ и выше по каждой фазе – при наличии сигналов на энергообъекте. ТС положения выключателей ниже 110 кВ – только для объектов диспетчеризации.

3.3.2. ТС положения КА (выключателей, разъединителей), заземляющих разъединителей (заземляющих ножей разъединителя, ЗН) каждого генератора на электростанции.

3.3.3. АПТС по оборудованию 110 кВ и выше энергообъекта в объеме, указанном в таблице 1 настоящих Технических требований:

Таблица 1

Параметр АПТС	Примечание
Неисправность (неготовность) выключателя	Обобщенный сигнал о неисправностях, приводящих к блокированию управления выключателем
Срабатывание основных РЗ присоединения (ЛЭП, АТ (Т))	ЛЭП – сигнал по каждому устройству (для ЛЭП, соответствующих критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление). АТ (Т) – сигнал по каждому устройству (с фиксацией срабатывания ступеней (зон)) Формируется при действии устройства (функции) РЗ на отключение выключателей
Срабатывание резервных РЗ присоединения (ЛЭП, АТ (Т))	ЛЭП – сигнал по каждому устройству (с фиксацией срабатывания ступеней (зон) – для ЛЭП, соответствующих критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление). АТ (Т) – сигнал по каждому устройству (с фиксацией срабатывания ступеней (зон)). Формируется при действии устройства (функции) РЗ на отключение выключателей
Срабатывание РЗ присоединения (УКРМ, блок «генератор-трансформатор»)	Сигнал по каждому устройству основных и резервных РЗ. Формируется при действии устройства (функции) РЗ на отключение выключателей
Срабатывание ДЗШ (ДЗОШ)	Формируется при действии устройства (функции) РЗ на отключение выключателей
Срабатывание УРОВ выключателя	Формируется при действии устройства (функции) РЗ на отключение смежных присоединений
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
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
Срабатывание АПВ (ТАПВ, ОАПВ) выключателей ЛЭП, соответствующей критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление	Формируется при действии устройства (функции) АПВ на включение выключателя
Запрет АПВ (ТАПВ, ОАПВ)	Формируется при получении сигнала запрета АПВ

выключателей ЛЭП, соответствующей критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление	устройством (функцией) АПВ
--------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------

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

4.1. Регистрация аварийных событий и процессов осуществляется с использованием автономных регистраторов аварийных событий (далее – РАС) и функций, реализуемых в микропроцессорных терминалах РЗА или в составе автоматизированных систем управления технологическими процессами объектов электроэнергетики, а также с использованием устройств системы мониторинга переходных режимов (далее – СМПР).

4.2. Применение на энергообъектах Потребителя автономных РАС, запись, хранение и передача в РДУ информации об аварийных событиях 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 (далее – Требования к оснащению устройствами РЗА), 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).

4.3. Сбор, хранение и передача информации об аварийных событиях и процессах, зафиксированной цифровыми устройствами с функциями регистрации аварийных событий должны осуществляться в соответствии с положениями Стандарта 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).

4.4. При отсутствии цифровых средств осциллографирования информация об аварийных событиях должна представляться в РДУ по запросу в течение первого рабочего дня, следующего за днем запроса.

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

4.6. Применение на энергообъектах Потребителя устройств и программно-технических комплексов СМПР, сбор и передача в РДУ информации о переходных событиях с их использованием должны осуществляться в соответствии с Требованиями к оснащению устройствами РЗА, 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).

4.7. В случае, если данные СМПР используются для целей функционирования противоаварийной автоматики, организация и характеристики

применяемых каналов связи должны соответствовать требованиям раздела 5 настоящих Технических требований.

5. Требования к организации передачи информации для функционирования противоаварийной автоматики.

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

5.2. 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).

Системный оператор:

/ _____
М.п.

Потребитель:

/ _____
М.п.