

ТИПОВОЙ ДОГОВОР

возмездного оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике в части управления технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также обеспечения функционирования технологической инфраструктуры оптового рынка электрической энергии (мощности) и розничных рынков электрической энергии и осуществления проектирования развития электроэнергетических систем,

между

АО «СО ЕЭС» и производителем (поставщиком) электрической энергии, осуществляющим производство продаваемой на розничном рынке электрической энергии с использованием принадлежащей ему на праве собственности или на ином законном основании электростанции, входящей в Единую энергетическую систему России, установленная генерирующая мощность которой составляет не менее 25 МВт

Договор № _____
возмездного оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в
электроэнергетике

г. Москва

«___» _____ 20__ г.

*Указывается дата поступления подписанного
Заказчиком экземпляра договора в АО «СО ЕЭС»
(дата заключения договора)¹*

Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы» (АО «СО ЕЭС»), именуемое в дальнейшем «Исполнитель», в лице Первого заместителя Председателя Правления Павлушко Сергея Анатольевича, действующего на основании доверенности от __.__.20__ № _____, с одной стороны, и

_____, (_____),
именуемое в дальнейшем «Заказчик», в лице _____,

_____, действующего на основании _____, с другой стороны, при совместном упоминании далее именуемые «Стороны», заключили настоящий договор (далее – договор) о следующем:

1. Предмет договора.

1.1. Исполнитель оказывает Заказчику услугу по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике в части управления технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также обеспечения функционирования технологической инфраструктуры оптового рынка электрической энергии и мощности и розничных рынков электрической энергии (далее соответственно – *оптовый и розничные рынки*) и осуществления проектирования развития электроэнергетических систем (далее – *услуга*) в порядке и на условиях, предусмотренных действующим законодательством и настоящим договором.

1.2. Заказчик оплачивает указанную в пункте 1.1 договора услугу в размере, порядке и в сроки, предусмотренные условиями настоящего договора, и выполняет иные принятые по настоящему договору обязательства.

1.3. Технологическое взаимодействие Исполнителя и Заказчика при планировании и управлении технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием относящихся к объектам диспетчеризации линий электропередачи, оборудования и устройств объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих Заказчику на праве собственности или ином законном основании, осуществляется в порядке, аналогичном предусмотренному настоящим договором для технологического взаимодействия при планировании и управлении технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием оборудования и устройств электростанций Заказчика.

¹ Применяется при направлении проекта договора на бумажном носителе.

В случае заключения договора в электронной форме через оператора ЭДО вместо реквизита даты размещается текст: «Датой договора считается более поздняя из дат подписания каждой из сторон, указанных в штампе визуализации электронной подписи на последнем листе договора.».

2. Общие положения.

2.1. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике осуществляется посредством централизованного круглосуточного и непрерывного управления эксплуатационным состоянием и взаимосвязанными технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, образующими в совокупности электроэнергетический режим Единой энергетической системы России (*далее – ЕЭС России*).

Управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России осуществляется Исполнителем на основе оперативных данных, телеинформации и иной информации, передаваемых в режиме реального времени в диспетчерские центры Исполнителя с объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с использованием систем обмена технологической информацией.

2.2. Исполнитель осуществляет оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и технологическое взаимодействие с Заказчиком по настоящему договору через свои диспетчерские центры, за каждым из которых закрепляет соответствующую операционную зону.

Отдельные права и обязанности Исполнителя по настоящему договору от его имени осуществляют его диспетчерские центры – филиалы Исполнителя – объединенные диспетчерские управления и региональные диспетчерские управления, в операционную зону которых входят объекты диспетчеризации, управление взаимосвязанными технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием которых осуществляет Исполнитель, и представительства Исполнителя, созданные на территории соответствующих субъектов Российской Федерации.

2.3. Каждый диспетчерский центр Исполнителя определяет перечень линий электропередачи, оборудования и устройств объектов электроэнергетики Заказчика, в отношении которых он осуществляет диспетчерское управление или диспетчерское ведение (*далее – объекты диспетчеризации*).

Информация о включении оборудования и устройств объектов электроэнергетики Заказчика в перечень объектов диспетчеризации с их распределением по способу управления доводится в письменном виде до сведения Заказчика в течение 5 (пяти) рабочих дней с момента включения соответствующего объекта в указанный перечень. Исполнитель и Заказчик обязаны соблюдать распределение объектов диспетчеризации по способу управления, предусмотренное указанным перечнем.

2.4. Исполнитель определяет в каждом диспетчерском центре работников (диспетчерский персонал, диспетчеров), уполномоченных при осуществлении оперативно-диспетчерского управления от имени Исполнителя отдавать обязательные для исполнения диспетчерские команды и разрешения или осуществлять изменение технологического режима работы и эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации, непосредственно воздействуя на них с использованием средств дистанционного управления, при управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы в операционной зоне соответствующего диспетчерского центра.

Исполнитель обязан ежегодно до 01 января каждого года предоставлять Заказчику списки диспетчерского персонала по соответствующим диспетчерским

центрам и уведомлять Заказчика о внесенных в них изменениях не позднее, чем за один рабочий день до ввода в действие таких изменений.

2.5. Заказчик определяет дежурных работников объектов электроэнергетики Заказчика, уполномоченных им при осуществлении оперативно-технологического управления на осуществление в установленном порядке действий по изменению технологического режима работы и эксплуатационного состояния оборудования и устройств объектов электроэнергетики Заказчика, в том числе с использованием средств дистанционного управления (*далее – оперативный персонал*).

Заказчик обязан ежегодно до 01 января каждого года представлять Исполнителю списки персонала, допущенного к ведению оперативных переговоров и производству переключений (включая оперативный персонал и лиц из числа административно-технического и ремонтного персонала, наделенных правами оперативного персонала), лиц из числа оперативного и административно-технического персонала, имеющих право подачи и согласования диспетчерских заявок, лиц, уполномоченных выдавать разрешение на деблокирование при неисправности оперативной блокировки, отдельно по каждому объекту электроэнергетики Заказчика, в состав которого входят объекты диспетчеризации (в случае создания Заказчиком центра управления ветровыми (солнечными) электростанциями – также отдельно по каждому такому центру)², и уведомлять Исполнителя о внесенных в них изменениях не позднее, чем за один рабочий день до ввода в действие таких изменений (до допуска соответствующих работников к самостоятельной работе).

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

2.6. В целях организации технологического взаимодействия при исполнении обязательств по настоящему договору Стороны обеспечивают разработку и утверждение положений о взаимоотношениях при осуществлении Исполнителем функций оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России, а также разработку, согласование и утверждение иных положений, инструкций, программ, регламентов и других документов в соответствии с Приложением № 1 к настоящему договору, являющихся обязательными для Сторон.

Положения, инструкции, регламенты и другие инструктивно-технические документы по вопросам организации и осуществления оперативно-диспетчерского управления в операционных зонах соответствующих диспетчерских центров, выполнения функций, возложенных на Исполнителя законодательством Российской Федерации об электроэнергетике, организации и осуществления технологического взаимодействия с субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии в процессе оперативно-диспетчерского управления, разработанные и утвержденные Исполнителем в соответствии с Приложением № 1 к настоящему договору и (или) требованиями действующих нормативных правовых актов, направляются Исполнителем на объекты электроэнергетики Заказчика и являются

² Текст в скобках включается в договор в случае его заключения с Заказчиком, владеющим ВЭС и (или) СЭС.

обязательными для Сторон. Указанные документы вступают в силу по истечении 10 (десяти) дней с момента их получения персоналом объектов электроэнергетики Заказчика, если самими данными документами не установлен другой срок введения их в действие. Заказчик обязан осуществить мероприятия, необходимые для обеспечения исполнения данных документов.

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

2.7. Заказчик разрабатывает инструктивную документацию для оперативного персонала объектов электроэнергетики Заказчика на основании действующих нормативных правовых актов, соответствующих документов Исполнителя, стандартов организации и национальных стандартов, указанных в Приложении № 1 к настоящему договору. Перечень документов Заказчика, подлежащих согласованию с Исполнителем, указан в Приложении № 1 к настоящему договору.

2.8. Стороны при организации и осуществлении технологического взаимодействия по настоящему договору наряду с документами, указанными в пунктах 2.6 и 2.7 настоящего договора, руководствуются национальными стандартами, приведенными в Приложении № 1 к настоящему договору (*далее – национальные стандарты*).

Указанные национальные стандарты размещаются на сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарта) в сети Интернет. Национальные стандарты подлежат применению в практике взаимодействия Сторон и являются обязательными для Сторон в силу заключения настоящего договора, а при внесении изменений в раздел 6 Приложения № 1 к договору или указанные в нем национальные стандарты – в силу подписания соответствующего дополнительного соглашения к настоящему договору. Каждая из Сторон обязана осуществлять мероприятия, необходимые для исполнения положений национальных стандартов, обязательства по применению которых в отношениях Сторон определены условиями настоящего договора (с учетом изменений, вносимых дополнительными соглашениями).

2.9. Управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России осуществляется Исполнителем посредством выдачи диспетчерских команд и распоряжений, а также путем выдачи разрешений диспетчером соответствующего диспетчерского центра Исполнителя или непосредственно путем прямого воздействия на технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов диспетчеризации с помощью средств дистанционного управления из диспетчерского центра.

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

Заказчик обеспечивает возможность выдачи диспетчерских команд и разрешений диспетчером Исполнителя непосредственно оперативному персоналу объектов электроэнергетики Заказчика.

2.10. Заказчик (оперативный персонал Заказчика) обязан выполнять диспетчерские команды, распоряжения и соблюдать полученные от Исполнителя отказы в диспетчерском разрешении на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации.

Диспетчерские команды не подлежат исполнению в случае, если это создает угрозу жизни людей, угрозу повреждения оборудования или приводит к нарушению пределов и условий безопасной эксплуатации атомных электростанций.

2.11. В случае возникновения разногласий между Заказчиком и диспетчерским центром Исполнителя по вопросу изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации Заказчик вправе обратиться в вышестоящий диспетчерский центр после выполнения диспетчерской команды (распоряжения).

Заказчик вправе запрашивать у Исполнителя разъяснения по поводу тех диспетчерских команд, распоряжений, отказов в разрешении (согласовании), которые, по мнению Заказчика, являются неправомерными и наносят ущерб его интересам. Право Заказчика на получение указанных разъяснений не освобождает Заказчика (оперативный персонал Заказчика) от обязанности исполнения диспетчерских команд, распоряжений или соблюдения отказов в диспетчерском разрешении, полученных от Исполнителя (диспетчера соответствующего диспетчерского центра).

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

2.12. Стороны осуществляют взаимодействие, направленное на обеспечение перехода к дистанционному управлению технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики Заказчика из диспетчерских центров Исполнителя, в порядке и сроки, установленные статьей 15.1 Федерального закона от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (далее – Закон об электроэнергетике) и принятыми в соответствии с ним нормативными правовыми актами.

В случае оснащения объектов электроэнергетики Заказчика средствами дистанционного управления Заказчик обязан обеспечить возможность изменения технологического режима работы и эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации путем формирования и передачи управляющих команд непосредственно из диспетчерских центров Исполнителя.

Порядок организации и осуществления дистанционного управления из диспетчерских центров Исполнителя определяется в соответствии с требованиями нормативных правовых актов и национальными стандартами, указанными в подразделе 6.2 Приложения № 1 к настоящему договору.

2.13. При осуществлении технологического взаимодействия по настоящему договору приоритетными являются организация и осуществление между Сторонами при наличии технической возможности автоматизированного обмена технологической информацией в соответствии с национальными стандартами, указанными в подразделе 6.3 Приложения № 1 к настоящему договору. Порядок и

профиль такого информационного обмена определяются по согласованию между Сторонами.

Предоставление Заказчиком в диспетчерские центры Исполнителя информации о технических параметрах и характеристиках объектов электроэнергетики и оборудования в соответствии с Правилами предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденными приказом Минэнерго России от 20.12.2022 № 1340 (далее – *Правила предоставления информации*), осуществляется в формате и в соответствии с профилями информационной модели, предусмотренными национальными стандартами, указанными в пунктах 6.3.1 – 6.3.4 Приложения № 1 к настоящему договору.

3. Права и обязанности Исполнителя.

3.1. Исполнитель обязуется оказывать Заказчику в соответствии с настоящим договором услугу, включающую выполнение следующего комплекса технологических мероприятий:

3.1.1. Обеспечение соблюдения установленных параметров надежности функционирования ЕЭС России и качества электрической энергии (в части частоты электрического тока и уровней напряжения в контрольных пунктах электрической сети, определенных диспетчерскими центрами Исполнителя), в том числе участие в соответствии с правовыми актами Правительства Российской Федерации в разработке, согласовании, реализации и проверке выполнения технических решений и мероприятий, направленных на обеспечение надежного и устойчивого функционирования электроэнергетической системы в текущий и перспективный периоды, надежной и безопасной работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок в ее составе.

3.1.2. Планирование электроэнергетических режимов работы электроэнергетической системы и управление ими, управление технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов диспетчеризации.

3.1.3. Участие в организации деятельности по прогнозированию объема производства и потребления в сфере электроэнергетики; прогнозирование объема производства и потребления в сфере электроэнергетики, в том числе прогнозирование спроса на электрическую энергию и мощность и формирование балансов электрической энергии и мощности на перспективные периоды, и участие в процессе формирования резерва производственных энергетических мощностей.

3.1.4. Разработку и представление в уполномоченный федеральный орган исполнительной власти документов перспективного развития электроэнергетики (генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики, схемы и программы развития электроэнергетических систем России).

3.1.5. Согласование вывода в ремонт и из эксплуатации объектов диспетчеризации, а также ввода их в работу после ремонта и в эксплуатацию, включая утверждение сводных годовых и месячных графиков ремонта линий электропередачи, оборудования и технического обслуживания устройств релейной защиты и автоматики и средств диспетчерского и технологического управления, относящихся к объектам диспетчеризации (далее – *графики ремонта*).

3.1.6. Выдачу субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии обязательных для исполнения диспетчерских команд и распоряжений, связанных с осуществлением функций системного оператора, а также изменение

технологических режимов работы и эксплуатационного состояния принадлежащих таким субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии линий электропередачи, оборудования и устройств объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок путем непосредственного воздействия на них с использованием средств дистанционного управления из диспетчерских центров системного оператора.

3.1.7. Разработку оптимальных суточных графиков работы электростанций и электрических сетей ЕЭС России.

3.1.8. Регулирование частоты электрического тока (*далее – частота*) и перетоков мощности, обеспечение функционирования системы автоматического регулирования частоты и мощности, противоаварийной и режимной автоматики, в том числе определение принципов функционирования, параметров настройки, факторов запуска, объемов управляющих воздействий, места установки и объектов воздействия противоаварийной и режимной автоматики.

3.1.9. Организацию и управление режимами параллельной (совместной) работы ЕЭС России и электроэнергетических систем иностранных государств.

3.1.10. Участие в формировании, выдаче и проверке выполнения при технологическом присоединении объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии к электрическим сетям технологических требований, обеспечивающих их работу в составе ЕЭС России, а также участие в формировании, выдаче и проверке выполнения технологических требований при реализации мероприятий по обеспечению вывода объектов электроэнергетики из эксплуатации.

3.1.11. Участие в осуществлении уполномоченными федеральными органами исполнительной власти контроля за техническим состоянием объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, влияющих на надежность и безопасность функционирования ЕЭС России.

3.1.12. Участие в расследовании причин аварий и инцидентов в электроэнергетике и осуществление систематизации информации об авариях и инцидентах в электроэнергетике в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

3.1.13. Формирование, поддержание в актуальном состоянии и предоставление другим лицам для целей перспективного развития электроэнергетики перспективных расчетных моделей электроэнергетических систем или фрагментов таких моделей.

3.1.14. Формирование, поддержание в актуальном состоянии и раскрытие (предоставление) другим лицам цифровых информационных моделей электроэнергетических систем или фрагментов таких моделей.

3.1.15. Оценка возможности и эффективности применения в ЕЭС России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах результатов научно-технической и инновационной деятельности в области производства, передачи электрической энергии, оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, оперативно-технологического управления, релейной защиты и автоматики, а также участие в разработке инновационных проектов и новых технологий в области оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, оперативно-технологического управления, релейной защиты и автоматики.

3.1.16. Обеспечение функционирования технологической инфраструктуры оптового и розничных рынков в соответствии с нормативными правовыми актами и

договором о присоединении к торговой системе оптового рынка, включая организацию и проведение отбора мощности на конкурентной основе в соответствии с правилами оптового рынка.

3.1.17. Рассмотрение проектов инвестиционных программ (изменений, вносимых в инвестиционные программы) субъектов электроэнергетики, соответствующих установленным Правительством Российской Федерации критериям отнесения субъектов электроэнергетики к числу субъектов, инвестиционные программы которых (включая определение источников их финансирования) утверждаются уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, или уполномоченным федеральным органом исполнительной власти совместно с Государственной корпорацией по атомной энергии «Росатом», или исполнительными органами субъектов Российской Федерации, а также подготовку замечаний и предложений к проектам инвестиционных программ (вносимых в них изменений) и направление указанных замечаний и предложений в уполномоченный федеральный орган исполнительной власти или исполнительные органы субъектов Российской Федерации.

3.1.18. Организацию и проведение отбора исполнителей услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

3.1.19. Выполнение иных функций, определенных Законом об электроэнергетике и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации в сфере электроэнергетики, за исключением функций, относящихся к содержанию услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в части обеспечения надежности функционирования электроэнергетики путем организации отбора исполнителей и оплаты услуг по обеспечению системной надежности.

3.2. Указанный в подразделе 3.1 настоящего договора комплекс технологических мероприятий по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике представляет собой единую (комплексную) и неделимую услугу, оказываемую Исполнителем Заказчику.

3.3. При оказании услуги Исполнитель обязан:

3.3.1. Осуществлять планирование и управление электроэнергетическим режимом энергосистемы, а также планирование перспективного развития 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 и выполнения иных функций, возложенных на Исполнителя законодательством Российской Федерации об электроэнергетике, в соответствии с Правилами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 854 (далее – Правила ОДУ).

3.3.2. При планировании и управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы учитывать полученную от Заказчика в соответствии с нормативными правовыми актами и настоящим договором информацию об актуальных технических параметрах и плановых почасовых графиках нагрузки генерирующего оборудования электростанций Заказчика. За исключением случаев, указанных в пунктах 3.4.2, 4.1.3 настоящего договора, задавать диспетчерский график работы

электростанций Заказчика, генерирующее оборудование которых отнесено к объектам диспетчеризации, на основании предложений Заказчика по плановому почасовому графику нагрузки генерирующего оборудования на соответствующие сутки. Доводить диспетчерский график работы электростанций Заказчика до оперативного персонала электростанций в виде обязательного для исполнения документа.

3.3.3. Обеспечивать соответствие технологического режима работы объектов диспетчеризации допустимым технологическим режимам работы энергетического и электротехнического оборудования.

3.3.4. Разрабатывать и утверждать схемы для нормального режима энергосистемы, а также осуществлять рассмотрение и согласование в электронном виде нормальных схем электрических соединений и временных нормальных схем электрических соединений объектов электроэнергетики Заказчика, в состав которых входит оборудование, относящееся к объектам диспетчеризации, в соответствии с Требованиями к графическому исполнению нормальных (временных нормальных) схем электрических соединений объектов электроэнергетики и порядку их согласования с диспетчерскими центрами субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденными приказом Минэнерго России от 16.08.2019 № 854 (далее – *Требования к графическому исполнению схем*).

3.3.5. Предоставлять Заказчику следующую информацию:

– о включении объектов диспетчеризации Заказчика в годовой и месячные графики ремонта, о согласовании диспетчерских заявок Заказчика на вывод объектов диспетчеризации в ремонт – в порядке и сроки, установленные Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 30.01.2021 № 86 (далее – *Правила вывода в ремонт и из эксплуатации*), и документами, указанными в пунктах 2.6, 2.7 Приложения № 1 к настоящему договору;

– 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 принадлежащих Заказчику устройств релейной защиты, расчет и выбор параметров настройки (уставок) которых осуществляет Исполнитель, в установленные Исполнителем порядке и сроки.

3.3.6. При создании (модернизации) комплексов и устройств релейной защиты, сетевой, режимной, противоаварийной автоматики, систем регистрации аварийных событий и процессов (далее – *релейная защита и автоматика или РЗА*) и средств диспетчерского и технологического управления, в том числе систем телемеханики и связи (далее – *СДТУ*), необходимых для обеспечения их функционирования, руководствоваться ПТФ, Требованиями к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами РЗА, а также к принципам функционирования устройств и комплексов РЗА, утвержденными приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 101 (далее – *Требования к оснащению устройствами РЗА*), Требованиями к каналам связи для функционирования РЗА, утвержденными приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 97 (далее – *Требования к каналам связи для функционирования РЗА*), Требованиями к релейной защите и автоматике различных видов и ее функционированию в составе энергосистемы, утвержденными приказом Минэнерго России от 10.07.2020 № 546 (далее – *Требования к функционированию РЗА*), а также требованиями Приложения

№ 2 к настоящему договору и стандартов, указанных в Приложении № 1 к договору.

3.3.7. При строительстве (реконструкции) объектов электроэнергетики Заказчика и их технологическом присоединении к электрическим сетям рассмотреть и согласовать полученные от Заказчика в соответствии с пунктом 4.1.34 настоящего договора документы либо направить Заказчику мотивированный отказ от их согласования (предложения по корректировке) в следующие сроки:

- техническое задание на разработку проектной документации на строительство (реконструкцию) и технологическое присоединение объектов по производству электрической энергии установленной генерирующей мощностью более 5 МВт – в течение 10 (десяти) рабочих дней;

- проектную документацию на строительство (реконструкцию) и технологическое присоединение объектов по производству электрической энергии установленной генерирующей мощностью более 5 МВт – в течение 20 (двадцати) рабочих дней;

- техническое задание на разработку проектной документации и проектную документацию на строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства высшим проектным классом напряжения 110 кВ и более – в течение 10 (десяти) и 20 (двадцати) рабочих дней соответственно.

Течение указанных сроков начинается со дня получения Исполнителем соответствующего документа в полном объеме, необходимом для рассмотрения Исполнителем. Днем получения соответствующего документа считается день его регистрации в качестве входящей корреспонденции у Исполнителя. Указанные сроки могут быть увеличены по инициативе Исполнителя с 10 (десяти) до 15 (пятнадцати) рабочих дней и с 20 (двадцати) до 40 (сорока) рабочих дней соответственно. Исполнитель обязан уведомить Заказчика о необходимости увеличения сроков рассмотрения соответствующего документа в письменной форме с указанием причины продления сроков.

Изменения, вносимые в указанные выше документы, подлежат рассмотрению и согласованию Исполнителем в порядке и сроки, установленные настоящим пунктом для согласования соответствующих документов.

Рассмотрение и согласование Исполнителем технических заданий на разработку схем выдачи мощности, разработанных схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и вносимых в них изменений осуществляется в порядке, установленном Правилами разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, утвержденными приказом Минэнерго России от 28.12.2020 № 1195 (далее – *Правила разработки СВМ, СВЭ*).

3.3.8. При создании (модернизации) комплексов и устройств РЗА, в том числе при строительстве (реконструкции) объектов электроэнергетики Заказчика и их технологическом присоединении к электрическим сетям, осуществлять взаимодействие с Заказчиком в порядке, установленном Правилами создания (модернизации) комплексов и устройств релейной защиты и автоматики в энергосистеме, утвержденными приказом Минэнерго России от 13.07.2020 № 556 (далее – *Правила создания (модернизации) РЗА*).

3.3.9. При создании (модернизации) систем обмена технологической информацией объектов электроэнергетики Заказчика с автоматизированной системой Системного оператора (далее – *СОТИАССО*) рассмотреть и согласовать полученные от Заказчика в соответствии с пунктом 4.1.11.2 настоящего договора

техническое задание на создание (модернизацию) СОТИАССО, проектную (рабочую) документацию на создание (модернизацию) СОТИАССО, либо направить Заказчику мотивированный отказ от их согласования (предложения по корректировке), в течение 10 (десяти) и 20 (двадцати) рабочих дней соответственно.

3.3.10. При выводе Заказчиком объектов электроэнергетики, входящих в их состав оборудования и устройств из эксплуатации осуществлять взаимодействие с Заказчиком в порядке, установленном Правилами вывода в ремонт и из эксплуатации.

3.3.11. При предотвращении развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистемы и технологических нарушений на объектах электроэнергетики Заказчика, в состав которых входят объекты диспетчеризации, обеспечивать принятие действий и мер в соответствии с 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 инструкциями, указанными в пункте 2.4 Приложения № 1 к настоящему договору.

3.3.12. При организации и выполнении переключений в электроустановках руководствоваться Правилами переключений в электроустановках, утвержденными приказом Минэнерго России от 13.09.2018 № 757 (далее – *Правила переключений в электроустановках*), и инструкциями, указанными в пункте 2.8 Приложения № 1 к настоящему договору.

3.3.13. При переходе энергосистемы в операционной зоне соответствующего диспетчерского центра Исполнителя на работу в вынужденном режиме уведомлять Заказчика (его оперативный персонал) об этом в порядке, установленном Правилами перехода энергосистемы на работу в вынужденном режиме и условиями работы в вынужденном режиме, утвержденными приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 99 (далее – *Правила перехода на работу в вынужденном режиме*).

3.3.14. Обеспечивать расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования комплексов и устройств РЗА в соответствии с требованиями ПТФ и Правил 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 (далее – *Правила взаимодействия при настройке устройств РЗА*), 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 Исполнителем и Заказчиком (пункт 2.11 Приложения № 1 к договору).

3.3.15. Обеспечивать технический учет и анализ функционирования комплексов и устройств РЗА, разработку мероприятий по повышению надежности их работы в соответствии с требованиями ПТФ и Правил технического учета и анализа функционирования релейной защиты и автоматики, утвержденных приказом Минэнерго России от 08.02.2019 № 80 (далее – *Правила технического учета и анализа функционирования РЗА*), в том числе:

– определить и направить Заказчику списки работников диспетчерских

центров, уполномоченных осуществлять обмен информацией для проведения технического учета РЗА и анализа функционирования РЗА, с указанием адресов электронной почты, с использованием которых осуществляется указанный информационный обмен, и уведомлять Заказчика о внесенных в них изменениях;

– для обеспечения целостности и совместимости данных технического учета РЗА осуществлять в порядке, определенном в соответствии с пунктом 1.1 Приложения № 1 к настоящему договору, взаимодействие с Заказчиком для обеспечения взаимосогласованного внесения изменений в справочные данные, используемые для технического учета РЗА, устранения расхождений в таких данных у Заказчика и Исполнителя, а также обеспечения корректной оценки работы устройств РЗА и реализованных в их составе функций РЗА и корректного распределения случаев неправильной работы по видам технических и организационных причин.

3.3.16. Формировать и поддерживать в актуальном состоянии цифровые информационные модели электроэнергетических систем в соответствии с Правилами формирования и поддержания в актуальном состоянии цифровых информационных моделей электроэнергетических систем и цифровых информационных моделей объектов электроэнергетики, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 29.09.2025 № 1491, и Правилами формирования и поддержания в актуальном состоянии цифровых информационных моделей электроэнергетических систем и перспективных расчетных моделей электроэнергетических систем для целей перспективного развития электроэнергетики, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2557 (далее – *Правила формирования ПИМ и ПРМ*).

3.3.17. Формировать и поддерживать в актуальном состоянии перспективные расчетные модели электроэнергетических систем в соответствии с Правилами формирования ПИМ и ПРМ.

3.3.18. Раскрывать цифровые информационные модели электроэнергетических систем и предоставлять Заказчику доступ к их фрагментам в соответствии с Порядком раскрытия (предоставления) цифровых информационных моделей электроэнергетических систем и цифровых информационных моделей объектов электроэнергетики или их фрагментов, утвержденным приказом Минэнерго России от 31.10.2025 № 1429 (далее – *Порядок раскрытия (предоставления) ИМ*), и Порядком раскрытия цифровых информационных моделей электроэнергетических систем и предоставления системным оператором иным субъектам электроэнергетики, потребителям электрической энергии и проектным организациям перспективных расчетных моделей электроэнергетических систем или фрагментов таких моделей для целей перспективного развития электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России от 17.02.2023 № 82 (далее – *Порядок предоставления ПИМ и ПРМ*).

3.3.19. Предоставлять Заказчику в соответствии с Порядком предоставления ПИМ и ПРМ и при соблюдении предусмотренных им условий перспективные расчетные модели электроэнергетических систем или их фрагменты для выполнения расчетов установившихся режимов и статической устойчивости, расчетов переходных режимов и динамической устойчивости, расчетов токов короткого замыкания в целях разработки документации, указанной в Порядке предоставления ПИМ и ПРМ.

3.3.20. Предоставлять Заказчику иную информацию, необходимую для

разработки схем выдачи мощности или предложений в отношении перечня мероприятий, необходимых для устранения причин, по которым вывод объекта диспетчеризации из эксплуатации невозможен (*далее – замещающие мероприятия*), в объеме, порядке и сроки, предусмотренные Правилами разработки СВМ, СВЭ или Правилами вывода в ремонт и из эксплуатации соответственно.

3.3.21. При проведении расчетов токов короткого замыкания (*далее – ТКЗ*), осуществлении проверки соответствия отключающей способности выключателей объектов электроэнергетики Заказчика расчетным уровням ТКЗ, рассмотрении и согласовании технической документации по определению мероприятий, необходимых для ограничения ТКЗ и устранения несоответствия оборудования уровням ТКЗ, реализации оперативных мероприятий схемного и режимного характера по ограничению ТКЗ осуществлять взаимодействие с Заказчиком в порядке, установленном Правилами взаимодействия субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии по вопросам координации уровней токов короткого замыкания, утвержденными приказом Минэнерго России от 15.01.2024 №5 (*далее – Правила взаимодействия по вопросам координации уровней ТКЗ*).

3.3.22. При вводе объектов электроэнергетики Заказчика, входящего в их состав оборудования и устройств в работу в составе энергосистемы осуществлять взаимодействие с Заказчиком в порядке, установленном Правилами ввода объектов электроэнергетики, их оборудования и устройств в работу в составе энергосистемы, утвержденными приказом Минэнерго России от 15.01.2024 № 7 (*далее – Правила ввода в работу в составе энергосистемы*).

3.3.23. Предоставлять Заказчику доступ к картам-схемам развития электроэнергетических систем в соответствии с Порядком и условиями доступа органов государственной власти и субъектов электроэнергетики к картам-схемам развития электроэнергетических систем, утвержденными приказом Минэнерго России от 01.03.2024 № 161 (*далее – Порядок доступа к картам-схемам развития энергосистем*).

3.3.24. При получении оперативной информации об авариях в электроэнергетике и инцидентах в электроэнергетике (*далее – аварии и инциденты соответственно*), организации и проведении расследований причин аварий и инцидентов, ведении отраслевой базы аварийности в электроэнергетике и осуществлении систематизации информации об авариях и инцидентах первой категории, осуществлять взаимодействие с Заказчиком в соответствии с Правилами расследования причин аварий в электроэнергетике и инцидентов в электроэнергетике, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 29.09.2025 № 1489 (*далее – Правила расследования*), и приказом Минэнерго России от 30.09.2025 № 1214, устанавливающим порядок передачи оперативной информации об авариях и инцидентах, формы актов по результатам расследования причин аварий и инцидентов, формы отчетов об авариях и инцидентах и требования к их заполнению (*далее – приказ Минэнерго России № 1214*).

3.4. Исполнитель вправе:

3.4.1. Выдавать оперативному персоналу Заказчика обязательные для исполнения диспетчерские команды и распоряжения и контролировать их выполнение.

3.4.2. В случае возникновения (угрозы возникновения) аварийного электроэнергетического режима в работе энергосистемы корректировать график нагрузки электростанций Заказчика и выдавать оперативному персоналу

электростанций Заказчика диспетчерские команды (распоряжения) на загрузку (разгрузку) генерирующего оборудования.

3.4.3. Выдавать диспетчерские разрешения (отказы в диспетчерском разрешении) на вывод из работы (ввод в работу) оборудования и устройств Заказчика, относящихся к объектам диспетчеризации, с учетом схемно-режимной ситуации. Изменение эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации в соответствии с согласованной диспетчерской заявкой может быть начато Заказчиком только после получения оперативным персоналом объектов электроэнергетики Заказчика диспетчерской команды или разрешения диспетчера Исполнителя непосредственно перед началом осуществления соответствующего изменения.

3.4.4. Контролировать выполнение Заказчиком предусмотренных нормативными правовыми актами и настоящим договором требований по установке и эксплуатации комплексов и устройств РЗА (в том числе устройств общего и нормированного первичного регулирования частоты и автоматического вторичного регулирования частоты и перетоков активной мощности (*далее – устройства регулирования частоты и перетоков мощности*) и систем мониторинга переходных режимов (*далее – СМПП*)), систем мониторинга, обеспечивающих сбор и передачу в диспетчерские центры технологической информации о состоянии и параметрах функционирования системных регуляторов (*далее – системы мониторинга работы системных регуляторов*)³, устройств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности, СДТУ.

3.4.5. Контролировать выполнение Заказчиком требований положений, инструкций, регламентов и иных документов, утвержденных (согласованных) Исполнителем в соответствии с пунктами 2.6, 2.7 договора и Приложением № 1 к настоящему договору.

3.4.6. При технологическом присоединении объектов электроэнергетики Заказчика к электрическим сетям в случае, если технические условия на технологическое присоединение указанных объектов подлежали согласованию с Исполнителем, участвовать в мероприятиях по проверке выполнения технических условий Заказчиком и сетевой организацией. Позиция Исполнителя по вопросу о выполнении сетевой организацией и Заказчиком технических условий и возможности работы присоединяемых объектов электроэнергетики Заказчика в составе ЕЭС России фиксируется в акте о выполнении технических условий, составленном сетевой организацией и согласованном с Исполнителем.

3.4.7. Запрашивать у Заказчика информацию о причинах и последствиях возникновения аварий и инцидентов на объекте электроэнергетики Заказчика после их локализации.

3.4.8. Запрашивать у Заказчика и своевременно получать информацию о техническом состоянии и параметрах оборудования и устройств объектов электроэнергетики Заказчика, а также иную информацию, необходимую для исполнения настоящего договора.

3.4.9. Контролировать выполнение Заказчиком требований и условий, предусмотренных настоящим договором.

4. Права и обязанности Заказчика.

4.1. Заказчик обязуется:

³ Требование распространяется на электростанции установленной мощностью 500 МВт и более при величине установленной мощности турбоагрегата (гидроагрегата) 150 (100) МВт и более.

4.1.1. Оплачивать оказываемую Исполнителем по настоящему договору услугу в размере, порядке и сроки, установленные разделом 5 настоящего договора.

4.1.2. Соблюдать установленное диспетчерскими центрами Исполнителя распределение объектов диспетчеризации по способу управления (ведения).

4.1.3. Выполнять заданный Исполнителем диспетчерский график работы электростанций Заказчика. 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) Исполнителя.

4.1.4. Организовать круглосуточное дежурство оперативного персонала на объектах электроэнергетики Заказчика, в состав которых входят объекты диспетчеризации. Изменение схемы оперативного обслуживания объектов электроэнергетики Заказчика, в состав которых входят объекты диспетчеризации, осуществляется по согласованию с соответствующими диспетчерскими центрами Исполнителя.⁴

4.1.5. Обеспечить соблюдение оперативным персоналом Заказчика требований нормативных правовых актов и иных инструктивных документов, не допуская действий, способных привести к возникновению недопустимых режимов, в том числе действий по несанкционированному изменению эксплуатационного состояния и технологического режима работы объектов диспетчеризации, а также обеспечить возможность выдачи диспетчерских команд и разрешений диспетчером Исполнителя непосредственно оперативному персоналу объектов электроэнергетики Заказчика.

4.1.6. Принять к исполнению положения, инструкции, стандарты, регламенты и иные документы, утвержденные Исполнителем и доведенные до сведения Заказчика в соответствии с пунктом 2.6 настоящего договора, а также национальные стандарты, указанные в Приложении № 1 к настоящему договору.

4.1.7. Предоставлять Исполнителю информацию в объемах, порядке и сроки, предусмотренные нормативными правовыми актами, утвержденными в соответствии с ними документами Исполнителя и настоящим договором (в том числе Приложением № 4 к нему), для проектирования развития электроэнергетических систем, планирования электроэнергетических режимов, управления электроэнергетическим режимом работы энергосистемы, настройки комплексов и устройств РЗА, формирования и актуализации цифровых информационных, перспективных и текущих расчетных моделей энергосистем, разработки (актуализации) инструктивно-технической документации, выполнения иных функций по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, возложенных на Исполнителя в соответствии с действующим законодательством.

4.1.8. Поддерживать в актуальном состоянии данные о технических

⁴ При заключении договора в отношении СЭС п. 4.1.4 договора изложить в следующей редакции:

«4.1.4. Организовать оперативное обслуживание оборудования солнечных электростанций в периоды инсоляции с постоянным пребыванием оперативного персонала на электростанции.

Организовать оперативное обслуживание оборудования солнечных электростанций в периоды отсутствия инсоляции без постоянного пребывания на электростанции оперативного персонала с соблюдением требований, установленных Регламентом оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России (приложение № 9 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).

Изменение схемы оперативного обслуживания электростанций Заказчика осуществляется по согласованию с соответствующими диспетчерскими центрами Исполнителя.».

параметрах и характеристиках оборудования и устройств объектов электроэнергетики Заказчика, в том числе данные об общесистемных технических параметрах и характеристиках генерирующего оборудования, длительно допустимой и аварийно допустимой токовой нагрузке оборудования, отключающей способности выключателей. Предоставлять в диспетчерские центры Исполнителя информацию о технических параметрах и характеристиках, паспортных данных, допустимых режимах работы и ограничениях оборудования Заказчика при различных режимах работы в соответствии с пунктом 4.1.7 договора.

При определении перегрузочной способности трансформаторного оборудования, установленного на объектах электроэнергетики Заказчика, 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 (далее – *Правила проведения испытаний*).

4.1.9. Соблюдать требования к созданию (модернизации), техническому состоянию, работоспособности и организации эксплуатации энергетического и электротехнического оборудования, комплексов и устройств РЗА, СДТУ, в том числе СОТИАССО, систем мониторинга работы системных регуляторов⁵, автоматизированной информационно – измерительной системы коммерческого учета электрической энергии (далее – *АИИС КУЭ*), предусмотренные нормативными правовыми актами, настоящим договором и документами, указанными в Приложении № 1 к настоящему договору.

4.1.10. Привести СОТИАССО в соответствие с Техническими требованиями по организации обмена информацией, необходимой для управления режимами ЕЭС России, указанными в Приложении № 2 к настоящему договору (далее – *Технические требования*), и обеспечивать функционирование СОТИАССО в соответствии с указанными Техническими требованиями.

Степень соответствия СОТИАССО объектов электроэнергетики Заказчика указанным техническим требованиям фиксируется двусторонним актом технического состояния СОТИАССО, составленным по установленной Исполнителем форме, или актом готовности СОТИАССО к вводу в промышленную эксплуатацию. Заказчик обязан оформить соответствующий акт и представить его для рассмотрения и утверждения в соответствующий диспетчерский центр Исполнителя в течение 1 (одного) месяца с момента заключения настоящего договора, а также после завершения выполнения мероприятий каждого из этапов, предусмотренных Техническими требованиями.

В дальнейшем оформление акта технического состояния СОТИАССО производится Заказчиком по требованию Исполнителя, но не чаще одного раза в три года.

⁵ Требование распространяется на электростанции установленной мощностью 500 МВт и более при величине установленной мощности турбоагрегата (гидроагрегата) 150 (100) МВт и более.

4.1.11. В целях приведения СОТИАССО объекта электроэнергетики Заказчика в соответствие с Техническими требованиями:

4.1.11.1. В течение 3 (трех) месяцев с момента заключения настоящего договора разработать по установленной Приложением № 7 к настоящему договору форме и согласовать с Исполнителем программу модернизации СОТИАССО (далее – *программа модернизации*), предусматривающую выполнение мероприятий программы модернизации в срок до _____.____.20__г.

4.1.11.2. Выполнить предусмотренные программой модернизации мероприятия, в том числе разработать и согласовать с Исполнителем техническое задание на модернизацию СОТИАССО и проектную (рабочую) документацию на модернизацию СОТИАССО объекта электроэнергетики, осуществить монтаж, наладку необходимого оборудования, провести комплексные испытания СОТИАССО с участием соответствующего диспетчерского центра Исполнителя и ввести СОТИАССО после модернизации в промышленную эксплуатацию в указанный в пункте 4.1.11.1 договора срок.

4.1.11.3. До окончания выполнения предусмотренных программой модернизации мероприятий ежеквартально до 10 (десятого) числа каждого месяца, следующего за отчетным кварталом, предоставлять Исполнителю отчет о ходе работ по модернизации СОТИАССО объекта электроэнергетики.

Изменения, вносимые Заказчиком в программу модернизации, техническое задание или проектную (рабочую) документацию на модернизацию СОТИАССО, подлежат согласованию с Исполнителем.

4.1.12. В случае получения Заказчиком статуса субъекта оптового рынка электрической энергии (мощности) и права на участие в торговле электрической энергией (мощностью) на оптовом рынке наряду с Техническими требованиями, указанными в Приложении № 2 к настоящему договору, обеспечить выполнение технических требований по организации и осуществлению обмена технологической информацией с автоматизированной системой Системного оператора, предусмотренных Регламентом допуска к торговой системе оптового рынка (приложение № 1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).

4.1.13. Ежегодно предоставлять Исполнителю 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 диспетчерскими центрами Исполнителя. В случае отсутствия (потери) связи между объектом электроэнергетики Заказчика и диспетчерским центром Исполнителя принимать своевременные меры к восстановлению связи, при этом на период до восстановления связи должны быть использованы любые доступные виды связи

4.1.14. Обеспечивать размещение и эксплуатацию комплексов и устройств РЗА в соответствии с требованиями нормативных правовых актов, нормативно-технической документации, настоящего договора и требованиями Исполнителя, в том числе:

4.1.14.1. При создании (модернизации) комплексов и устройств РЗА и необходимых для их функционирования СДТУ, оснащении объектов электроэнергетики Заказчика устройствами РЗА обеспечить соблюдение и учет положений ПТФ, Правил создания (модернизации) РЗА, Требований к функционированию РЗА, Требований к оснащению устройствами РЗА и Требований к каналам связи для функционирования РЗА, а также требований

Приложения № 2 к настоящему договору и стандартов, указанных в Приложении № 1 к настоящему договору.

4.1.14.2. Обеспечивать выполнение заданий Исполнителя по объемам и местам подключения объектов электроэнергетики Заказчика под действие противоаварийной и режимной автоматики, обеспечивать реализацию управляющих воздействий противоаварийной и режимной автоматики на объектах электроэнергетики Заказчика в соответствии с требованиями Исполнителя.

4.1.14.3. Обеспечивать взаимодействие с диспетчерскими центрами Исполнителя при настройке устройств РЗА и выполнение полученных от диспетчерских центров заданий по настройке устройств РЗА, а также расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования комплексов и устройств РЗА, установленных на объектах электроэнергетики Заказчика, в соответствии с требованиями ПТФ и Правил взаимодействия при настройке устройств РЗА, 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 Исполнителем и Заказчиком.

4.1.14.4. Обеспечивать технический учет и анализ функционирования принадлежащих Заказчику комплексов и устройств РЗА, разработку и реализацию мероприятий по повышению надежности их работы, предоставление в диспетчерские центры Исполнителя данных для анализа работы и устранения причин неправильного функционирования РЗА в соответствии с требованиями ПТФ и Правил технического учета и анализа функционирования РЗА, в том числе:

- определить и направить в диспетчерские центры списки работников Заказчика из числа административно-технического персонала, уполномоченных осуществлять обмен информацией для проведения технического учета РЗА и анализа функционирования РЗА, с указанием адресов электронной почты, с использованием которых осуществляется указанный информационный обмен, и уведомлять диспетчерские центры Исполнителя о внесенных в них изменениях;

- для обеспечения целостности и совместимости данных технического учета РЗА осуществлять в порядке, определенном в соответствии с пунктом 1.1 Приложения № 1 к настоящему договору, взаимодействие с диспетчерскими центрами Исполнителя для обеспечения взаимосогласованного внесения изменений в справочные данные, используемые Заказчиком при осуществлении технического учета РЗА, устранения расхождений таких данных со справочными данными, используемыми Исполнителем, а также обеспечения корректной оценки работы устройств РЗА и реализованных в их составе функций РЗА и корректного распределения случаев неправильной работы по видам технических и организационных причин.

4.1.14.5. В случае установки на объектах электроэнергетики Заказчика устройств СМПР осуществлять передачу в соответствующие диспетчерские центры Исполнителя данных СМПР в соответствии с требованиями стандартов, указанных в Приложении № 1 к настоящему договору.

4.1.14.6. Обеспечивать учет информации, полученной в соответствии с абзацем пятым пункта 3.3.5 настоящего договора, при:

- формировании и подаче в диспетчерские центры Исполнителя предложений в годовые графики ремонта оборудования, технического обслуживания устройств РЗА, а также при подаче диспетчерских заявок;

- оценке работы устройств РЗА и реализованных в их составе функций;

– формировании мероприятий по обеспечению ближнего резервирования РЗА и формировании инвестиционных программ в случае принятия решения о необходимости создания (модернизации) устройств РЗА.

4.1.14.7. При организации, планировании, подготовке и проведении технического обслуживания устройств и комплексов РЗА обеспечивать выполнение требований Правил технического обслуживания устройств и комплексов релейной защиты и автоматики, утвержденных приказом Минэнерго России от 13.07.2020 № 555. По запросу Исполнителя представлять информацию о переходе на техническое обслуживание устройств РЗА по состоянию и о мероприятиях, реализуемых Заказчиком при данном виде организации технического обслуживания устройств РЗА.

4.1.14.8. При оснащении электростанций Заказчика системами возбуждения и автоматическими регуляторами возбуждения (АРВ), их функционировании, испытании АРВ сильного действия синхронных генераторов, выборе, проверке, корректировке параметров их настройки и реализации настройки АРВ на электростанциях Заказчика обеспечивать выполнение Требований к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов, утвержденных приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 98, и национального стандарта, указанного в пункте 6.4.3.1 Приложения № 1 к настоящему договору⁶.

4.1.15. Незамедлительно сообщать Исполнителю обо всех изменениях технологического режима работы и эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации, произошедших автоматическим действием устройств РЗА, с указанием состава изменений и перечня сработавших устройств.

4.1.16. Осуществлять эксплуатацию объектов электроэнергетики Заказчика в соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденных приказом Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070 (далее – ПТЭ), иных нормативных правовых актов и нормативно-технических документов, не допуская эксплуатации оборудования при нагрузке и параметрах, выходящих за пределы значений, указанных в технической документации на него, а также неисправного оборудования. Осуществлять контроль токовой загрузки и иных параметров работы оборудования объектов электроэнергетики Заказчика и своевременно информировать Исполнителя в случае выхода соответствующих параметров за пределы допустимых значений.

4.1.17. Поддерживать в надлежащем техническом состоянии устройства, воздействующие на энергетическое оборудование электростанций Заказчика с целью обеспечения устойчивой работы указанного оборудования и энергосистемы в целом в части первичного регулирования частоты, автоматического вторичного регулирования частоты и перетоков мощности, автоматического регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности, а также обеспечивать работу таких устройств в соответствии с установленными нормативными правовыми актами и Исполнителем параметрами с учетом требований пунктов 4.1.18 – 4.1.20 настоящего договора.

4.1.18. Обеспечивать соблюдение Требований к участию генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты, утвержденных приказом

⁶ Пункт 4.1.14.8 **не** включается в договор в случае его заключения с Заказчиком, владеющим только СЭС (ВЭС).

Минэнерго России от 09.01.2019 № 2.

4.1.19. При участии генерирующего оборудования электростанций Заказчика 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.

4.1.20. 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.

4.1.21. В случае установки на электростанциях Заказчика устройств мониторинга работы системных регуляторов обеспечить поддержание указанных устройств в рабочем состоянии и осуществлять передачу Исполнителю регистрируемой ими информации в согласованном с Исполнителем порядке⁷.

4.1.22. Обеспечивать передачу на сервер соответствующего диспетчерского центра Исполнителя данных АИИС КУЭ в формате и в сроки, согласованные Исполнителем.

4.1.23. Осуществлять контроль технического состояния оборудования и устройств объектов электроэнергетики Заказчика, предоставлять Исполнителю по его запросу документы и информацию о техническом состоянии оборудования и устройств объектов электроэнергетики Заказчика, обеспечивать своевременное проведение их технического обслуживания и ремонта в соответствии с требованиями нормативных правовых актов.

4.1.24. В соответствии с требованиями Правил вывода в ремонт и из эксплуатации и в установленном Исполнителем порядке (пункт 2.6 Приложения № 1 к договору) представлять на рассмотрение в соответствующие диспетчерские центры Исполнителя предложения о выводе в ремонт объектов диспетчеризации для включения в годовые и месячные графики ремонта; соблюдать утвержденные Исполнителем графики ремонта объектов диспетчеризации.

4.1.25. В соответствии с ПТЭ, Требованиями к графическому исполнению схем разрабатывать (актуализировать), представлять на согласование в соответствующие диспетчерские центры Исполнителя и утверждать нормальные схемы электрических соединений и временные нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики Заказчика, оборудование которых относится к объектам диспетчеризации.

4.1.26. По заданию диспетчерских центров Исполнителя осуществлять проведение на принадлежащих Заказчику объектах электроэнергетики контрольных, внеочередных и иных замеров потокораспределения, нагрузок и уровней напряжения. Предоставлять результаты проведенных Заказчиком замеров в диспетчерские центры Исполнителя в течение 10 рабочих дней со дня проведения соответствующего замера по форме, установленной Правилами предоставления информации.

4.1.27. При предотвращении развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистемы и технологических нарушений на объектах электроэнергетики Заказчика, в том числе при возникновении (угрозе возникновения) повреждения оборудования объекта электроэнергетики Заказчика

⁷ Требование распространяется на электростанции установленной мощностью 500 МВт и более при величине установленной мощности турбоагрегата (гидроагрегата) 150 (100) МВт и более.

вследствие фактического достижения недопустимых по величине и длительности значений параметров технологического режима его работы, при возникновении на объекте электроэнергетики Заказчика несчастного случая и иных обстоятельств, создающих угрозу жизни людей, а также при отсутствии (потере) связи с диспетчерскими центрами Исполнителя обеспечивать принятие действий и мер в соответствии с Правилами предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима и инструкциями, указанными в пунктах 2.4, 3.1 Приложения № 1 к настоящему договору.

Немедленно сообщать Исполнителю обо всех вынужденных (фактических и предполагаемых) отклонениях от заданного диспетчерского графика или невозможности выполнения диспетчерской команды, обо всех происшедших нарушениях нормального режима и о ходе аварийно-восстановительных работ на объектах электроэнергетики Заказчика, в состав которых входят объекты диспетчеризации.

4.1.28. При необходимости изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния оборудования или устройств объектов электроэнергетики Заказчика, относящихся к объектам диспетчеризации, соблюдать требования Правил ОДУ и документа, указанного в пункте 2.7 Приложения № 1 к договору.

4.1.29. Выполнять переключения в электроустановках объектов электроэнергетики Заказчика в соответствии с Правилами переключений в электроустановках и инструкциями, указанными в пунктах 2.8, 4.1 Приложения № 1 к настоящему договору.

4.1.30. В соответствии с требованиями Правил разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и использования противоаварийной автоматики, утвержденными приказом Минэнерго России от 06.06.2013 № 290, участвовать в разработке и принимать к исполнению графики аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности).

4.1.31. При получении от Исполнителя (его диспетчерского персонала) уведомления о переходе энергосистемы в операционной зоне соответствующего диспетчерского центра на работу в вынужденном режиме соблюдать условия, ограничения и запреты, установленные Исполнителем при принятии соответствующего решения, в соответствии с Правилами перехода на работу в вынужденном режиме.

4.1.32. В соответствии с Правилами проведения противоаварийных тренировок в организациях электроэнергетики Российской Федерации, утвержденными приказом Минэнерго России от 26.01.2021 № 27, обеспечивать проведение противоаварийных тренировок с персоналом Заказчика, участие персонала Заказчика в противоаварийных тренировках, проводимых диспетчерскими центрами Исполнителя, а в случае если Заказчик относится ко вторичным получателям команд об аварийных ограничениях или реализует фактические действия по вводу графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) – также в специализированных противоаварийных тренировках, проводимых сетевыми организациями.

4.1.33. Представлять Исполнителю информацию о текущих планах строительства (реконструкции, модернизации, технического перевооружения) объектов электроэнергетики Заказчика, ввода в эксплуатацию и вывода из эксплуатации (демонтажа оборудования) объектов электроэнергетики Заказчика, в

том числе по запросу Исполнителя в течение 5 (пяти) рабочих дней со дня получения запроса. При корректировке объемов и сроков строительства (реконструкции, модернизации, технического перевооружения, вывода из эксплуатации) объектов электроэнергетики уведомлять Исполнителя о соответствующих изменениях.

4.1.34. При строительстве (реконструкции) объектов электроэнергетики Заказчика и их технологическом присоединении к электрическим сетям представлять на рассмотрение и согласование в соответствующие диспетчерские центры Исполнителя следующие документы:

- техническое задание на разработку проектной документации и разработанную Заказчиком проектную документацию на строительство (реконструкцию) указанных объектов по производству электрической энергии и их технологическое присоединение к электрическим сетям;

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

- изменения, вносимые в вышеуказанные документы.

Направление на рассмотрение и согласование Исполнителю технических заданий на разработку схем выдачи мощности, разработанных схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и вносимых в них изменений и взаимодействие с Исполнителем в процессе их разработки и согласования осуществляется в порядке, установленном Правилами разработки СВМ, СВЭ.

4.1.35. При создании (модернизации) комплексов и устройств РЗА, в том числе при строительстве (реконструкции) объектов электроэнергетики Заказчика и их технологическом присоединении к электрическим сетям, обеспечивать выполнение требований Правил создания (модернизации) РЗА.

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

4.1.37. При осуществлении Заказчиком технологического присоединения к принадлежащим ему объектам электроэнергетики энергопринимающих устройств или объектов электроэнергетики иных лиц согласовать с Исполнителем технические условия на технологическое присоединение указанных устройств и объектов (в предусмотренных нормативными правовыми актами случаях) и проектную документацию на их присоединение.

4.1.38. При вводе построенных (реконструированных, модернизированных, технически перевооруженных) объектов электроэнергетики Заказчика, нового (модернизированного) энергетического или электротехнического оборудования и (или) комплексов и устройств РЗА, СДТУ объекта электроэнергетики Заказчика в работу в составе энергосистемы обеспечить выполнение требований ПТФ, Правил ввода в работу в составе энергосистемы и иных нормативных правовых актов Минэнерго России, утверждаемых в соответствии с ПТФ, в том числе выполнение следующих мероприятий:

4.1.38.1. Согласовать с Исполнителем программы пробных пусков и испытаний оборудования объекта электроэнергетики, для проведения которых требуется изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации, а при вводе в работу относящегося к объектам

диспетчеризации нового (модернизированного) генерирующего оборудования, – также программу комплексных испытаний такого оборудования.

4.1.38.2. В соответствии с Правилами предоставления информации предоставить Исполнителю информацию о результатах проведенных испытаний, включая скорректированные технические характеристики оборудования и устройств объекта электроэнергетики Заказчика.

4.1.38.3. Провести комплексные испытания генерирующего оборудования и предоставить Исполнителю (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.

4.1.38.4. При необходимости изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния действующих оборудования и устройств, относящихся к объектам диспетчеризации, для проведения испытаний или ввода построенного (реконструированного) объекта электроэнергетики в работу в составе энергосистемы направить Исполнителю предложение о включении таких объектов диспетчеризации в соответствующий месячный график ремонта.

4.1.38.5. В соответствии с требованиями Правил переключений в электроустановках разрабатывать и представлять для рассмотрения и согласования в диспетчерские центры Исполнителя комплексные программы по включению в работу нового (реконструированного, модернизированного) оборудования, устройств РЗА, которые относятся 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.

4.1.39. Обеспечивать доступ уполномоченных представителей Исполнителя на объекты электроэнергетики Заказчика для участия в осуществлении мероприятий по контролю за выполнением требований, установленных настоящим договором и указанными в нем документами, и оказывать Исполнителю содействие в их проведении. Обеспечивать своевременное устранение нарушений, выявленных в процессе осуществления контроля за выполнением Заказчиком требований, предусмотренных настоящим договором.

4.1.40. Осуществлять мониторинг параметров газоснабжения электростанций, на которых вводятся графики перевода на резервные (аварийные) виды топлива при похолоданиях или ограничения снабжения газом в случае нарушения технологического режима работы газотранспортной системы при авариях.⁸

4.1.41. Обеспечивать ежесуточное предоставление оперативным персоналом сведений об обеспечении электростанций Заказчика топливом с использованием специализированного программно-аппаратного комплекса Исполнителя, в объеме и сроки, предусмотренные Правилами предоставления информации.⁹

4.1.42. Осуществлять в соответствии с приказом Минэнерго России № 1214 и иными нормативными правовыми актами передачу Исполнителю оперативной информации об авариях, инцидентах и иных нештатных ситуациях на объектах

⁸ Требование распространяется на электростанции, использующие газ в качестве основного или резервного топлива.

⁹ Требование распространяется на тепловые электростанции

электроэнергетики Заказчика. Исполнитель дополнительно информирует Заказчика о критериях аварий, инцидентов и иных нештатных ситуаций на объектах электроэнергетики Заказчика, информация о которых подлежит передаче Исполнителю в соответствии с требованиями нормативных правовых актов.

4.1.43. Обеспечивать организацию и проведение расследования причин аварий и инцидентов на объектах электроэнергетики Заказчика, участвовать в расследовании причин аварий и инцидентов первой категории в составе комиссий, создаваемых территориальными органами Ростехнадзора или иными субъектами электроэнергетики, оформлять акты расследования причин аварий и инцидентов первой категории на объектах электроэнергетики Заказчика и представлять их в отраслевую базу аварийности в электроэнергетике, осуществлять разработку и выполнение противоаварийных мероприятий, представлять информацию об их выполнении и отчеты об авариях и инцидентах в соответствии с Правилами расследования и приказом Минэнерго России № 1214.

4.1.44. Выполнять мероприятия, направленные на повышение надежности функционирования объектов электроэнергетики Заказчика, разработанные совместно с Исполнителем или по согласованию с ним по результатам анализа основных причин аварийности на объектах электроэнергетики Заказчика.

4.1.45. В случае объявления Исполнителем о возникновении режима с высокими рисками нарушения электроснабжения (*далее – РВР*) на территории операционной зоны соответствующего диспетчерского центра предоставлять Исполнителю по его запросу в течение 2 часов с момента получения запроса или в иные предусмотренные запросом сроки информацию, необходимую для разработки и принятия решений о применении мер, направленных на предотвращение нарушения электроснабжения и (или) ликвидацию его последствий, локализацию и ликвидацию РВР.

4.1.46. В 10-дневный срок с момента подписания направлять Исполнителю копии документов, подтверждающих ввод в эксплуатацию (вывод из эксплуатации) электростанции, отдельной установки по производству электрической энергии, входящей в состав электростанции (энергоблока), энергетического оборудования Заказчика, изменение установленной мощности электростанции Заказчика в результате перемаркировки ее оборудования или по иным причинам (разрешение на ввод объекта в эксплуатацию, оформленное в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности, акт о выполнении технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям, акт об осуществлении технологического присоединения, разрешение органа Ростехнадзора на допуск энергоустановки в эксплуатацию, акт приемки законченного строительством объекта, акт приемки оборудования в эксплуатацию; разрешение уполномоченного органа государственной власти на вывод объекта из эксплуатации, акт о выводе оборудования (объекта) из эксплуатации; отчет о результатах комплексных испытаний, акт об общесистемных технических параметрах и характеристиках генерирующего оборудования).

4.1.47. В 10-дневный срок с момента подписания (оформления) направлять Исполнителю документы, подтверждающие принадлежность объектов электроэнергетики (зданий, сооружений, оборудования и устройств, входящих в состав объектов электроэнергетики) Заказчику на праве собственности или ином законном основании.

4.1.48. По запросу Исполнителя в течение 3-х банковских дней со дня получения запроса предоставлять ему информацию о фактически произведенных

платежах за услугу, оказываемую по настоящему договору, путем направления платежного поручения об оплате с отметкой банка о принятии к исполнению.

4.1.49. При выводе объектов электроэнергетики, входящих в их состав оборудования и устройств Заказчика из эксплуатации обеспечивать выполнение требований Правил вывода в ремонт и из эксплуатации.

4.1.50. В соответствии с Правилами работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации, утвержденными приказом Минэнерго России от 22.09.2020 № 796, обеспечивать возможность посещения диспетчерским и иным дежурным персоналом Исполнителя объектов электроэнергетики Заказчика в целях ознакомления с особенностями их функционирования в порядке, установленном положениями о взаимоотношениях, утверждаемыми в соответствии с пунктом 2.6 настоящего договора.

4.1.51. При предоставлении информации для расчета ТКЗ, проведении расчетов ТКЗ, проверке соответствия оборудования объектов электроэнергетики Заказчика уровням ТКЗ, разработке, согласовании и реализации на объектах электроэнергетики Заказчика мероприятий по ограничению уровней ТКЗ и (или) замене необходимого оборудования для обеспечения его соответствия уровням ТКЗ, выполнении оперативных мероприятий схемного и режимного характера по ограничению ТКЗ обеспечивать выполнение требований Правил взаимодействия по вопросам координации уровней ТКЗ.

4.2. Заказчик вправе:

4.2.1. Запрашивать у Исполнителя разъяснения по поводу тех диспетчерских команд, распоряжений и отказов в разрешении, которые, по мнению Заказчика, являются неправомерными и наносят ущерб его интересам. Право Заказчика на получение разъяснений в порядке, предусмотренном настоящим пунктом, не освобождает Заказчика от обязанности исполнения диспетчерской команды, распоряжения или соблюдения отказа в разрешении (согласовании), полученных от Исполнителя.

4.2.2. Запрашивать у Исполнителя информацию, необходимую для исполнения настоящего договора, и связанную с оказанием услуги по настоящему договору.

4.2.3. Запрашивать и получать доступ к фрагментам цифровых информационных моделей электроэнергетических систем в части информации об объектах электроэнергетики, которые принадлежат (будут принадлежать) Заказчику, в соответствии с Порядком раскрытия (предоставления) ИМ и Порядком предоставления ПИМ и ПРМ.

4.2.4. Запрашивать у Исполнителя и получать перспективные расчетные модели электроэнергетических систем или их фрагменты в соответствии с Порядком предоставления ПИМ и ПРМ в целях проведения расчетов и разработки документации, указанной в Порядке предоставления ПИМ и ПРМ.

4.2.5. Запрашивать у Исполнителя иную информацию, необходимую для разработки схемы выдачи мощности объектов по производству электрической энергии, а также для разработки предложений в отношении перечня замещающих мероприятий, в объеме и при соблюдении условий, предусмотренных Правилами разработки СВМ, СВЭ и Правилами вывода в ремонт и из эксплуатации соответственно.

4.2.6. Запрашивать у Исполнителя и получать доступ к картам-схемам развития электроэнергетических систем в соответствии с Порядком доступа к картам-схемам развития энергосистем.

5. Стоимость услуги и порядок расчетов.

5.1. Расчетным периодом по настоящему договору является 1 (один) календарный месяц. Расчетным годом признается календарный год, на который приходится расчетный период.

5.2. Стоимость услуги (размер оплаты) по настоящему договору за расчетный период определяется как произведение следующих величин:

– утвержденного уполномоченным Правительством Российской Федерации федеральным органом исполнительной власти размера цены (тарифа) на оказываемую Исполнителем услугу по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике в части управления технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также обеспечения функционирования технологической инфраструктуры оптового и розничных рынков и осуществления проектирования развития электроэнергетических систем;

– величины установленной генерирующей мощности (МВт) электростанций (электростанции), принадлежащих Заказчику на праве собственности или ином законном основании, определяемой в соответствии с пунктом 5.3 настоящего Договора.

Кроме того, уплачивается налог на добавленную стоимость, рассчитываемый в соответствии с действующим законодательством.

5.3. Величина установленной генерирующей мощности (МВт) электростанций, принадлежащих Заказчику на праве собственности или ином законном основании, указанных в Приложении № 5 к настоящему договору, определяется на основании данных, содержащихся в Реестре лиц, подлежащих обязательному обслуживанию АО «СО ЕЭС» при оказании услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике (*далее – Реестр*), ведение которого осуществляется Исполнителем в соответствии с утвержденными Правительством Российской Федерации Правилами отнесения субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии к кругу лиц, подлежащих обязательному обслуживанию при оказании услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике.

В случае изменения содержащихся в Реестре перечня или величины установленной генерирующей мощности электростанций, принадлежащих Заказчику на праве собственности или ином законном основании, в результате ввода в эксплуатацию, вывода из эксплуатации электростанции, энергоблока и (или) энергетического оборудования электростанции, влияющего на величину установленной генерирующей мощности электростанции, либо его перемаркировки величина установленной генерирующей мощности электростанций Заказчика, используемая для расчета стоимости услуги по настоящему договору, определяется с учетом указанных изменений, начиная с 1-го числа месяца, следующего за месяцем внесения в Реестр соответствующих изменений.

Для расчета стоимости услуги по настоящему договору учитывается установленная генерирующая мощность только тех принадлежащих Заказчику на праве собственности или ином законном основании электростанций, указанных в Приложении № 5 к настоящему договору, которые соответствуют характеристикам, предусмотренным установленными Правительством Российской Федерации критериями отнесения субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии к кругу лиц, подлежащих обязательному обслуживанию Исполнителем при оказании услуги.

Иные условия настоящего договора, определяющие порядок взаимодействия Сторон при осуществлении Исполнителем функций оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, в том числе по вопросам планирования и управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики Заказчика, действуют в отношении всех электростанций, указанных в Приложении № 5 к настоящему договору, независимо от наличия (отсутствия) информации о таких электростанциях в Реестре.

5.4. Величина тарифа на услугу определяется на основании действующего на момент заключения договора решения уполномоченного Правительством Российской Федерации федерального органа исполнительной власти. В случае изменения уполномоченным Правительством Российской Федерации федеральным органом исполнительной власти величины тарифа после заключения договора стоимость услуги определяется исходя из новой величины тарифа с момента ее ввода в действие уполномоченным Правительством Российской Федерации федеральным органом исполнительной власти.

5.5. Оплата услуги, оказываемой Исполнителем в расчетном периоде, осуществляется Заказчиком в порядке предварительной оплаты не позднее последнего числа расчетного периода.

Заказчик обязан оплатить услугу в размере, определенном в соответствии с пунктами 5.2 – 5.4 настоящего договора, путем перечисления денежных средств на расчетный счет Исполнителя в полном объеме в указанный в абзаце первом настоящего пункта срок. Днем оплаты считается день поступления денежных средств на расчетный счет Исполнителя.

5.6. Стороны вправе осуществлять обмен актами об оказании услуг, счетами-фактурами, универсальными передаточными документами (*далее – УПД*) и актами сверки расчетов по оплате за оказанную услугу по настоящему договору в электронной форме по телекоммуникационным каналам связи с применением усиленной квалифицированной электронной подписи через оператора электронного документооборота при условии заключения между Сторонами соглашения об электронном документообороте через оператора электронного документооборота.

5.7. По окончании расчетного периода Заказчик и Исполнитель обязаны подписать Акт об оказании услуг.

Акт об оказании услуг составляется Исполнителем по форме согласно Приложению № 3 к настоящему договору в случае подписания на бумажном носителе либо по иной определенной Исполнителем форме в случае подписания его в электронной форме.

Акт об оказании услуг составляется Исполнителем и направляется для подписания Заказчику (в двух экземплярах, если акт направляется на бумажном носителе).

Заказчик обязан подписать полученный от Исполнителя Акт об оказании услуг в течение 15 (пятнадцати) календарных дней с момента его получения либо, при несогласии с Актом об оказании услуг, в тот же срок направить Исполнителю письменный мотивированный отказ от его подписания с указанием причин отказа и приложением обосновывающих позицию Заказчика документов.

При неполучении Исполнителем подписанного Заказчиком экземпляра Акта об оказании услуг либо мотивированного отказа от подписания указанного акта в указанный в абзаце четвертом настоящего пункта срок услуга считается оказанной в расчетном периоде надлежащим образом и принятой Заказчиком в полном объеме.

5.8. По окончании расчетного периода Исполнитель направляет Заказчику

счет-фактуру в сроки, предусмотренные действующим законодательством Российской Федерации.

5.9. Вместо Акта об оказании услуг и счета-фактуры Исполнитель вправе по окончании расчетного периода направить Заказчику УПД, составленный по определенной Исполнителем форме.

УПД направляется Исполнителем и подписывается Заказчиком в сроки и порядке, определенные пунктами 5.6 – 5.8 настоящего договора.

5.10. Исполнитель и Заказчик ежеквартально оформляют акты сверки расчетов по оплате за оказанную услугу. Сумма переплаты за услугу в расчетном периоде засчитывается в счет оплаты Заказчиком оказанной услуги в последующих расчетных периодах.

В случае возникновения задолженности по оплате услуги и поступления от Заказчика суммы платежа, не достаточной для исполнения денежного обязательства полностью, если назначение платежа не указано в платежном поручении Заказчиком, Исполнитель засчитывает поступающие от Заказчика платежи в следующей последовательности:

- в первую очередь погашается основная задолженность за расчетные периоды начиная с более ранних;
- во вторую очередь погашаются издержки Исполнителя по получению задолженности;
- в третью очередь погашается пеня, рассчитанная в соответствии с пунктом 6.2 договора.

5.11. Заказчик вправе совершать сделки уступки права требования и перевода долга по настоящему договору третьим лицам только с предварительного письменного согласия Исполнителя.

6. Ответственность Сторон по договору.

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

6.2. За нарушение срока оплаты услуг, указанного в пункте 5.5 настоящего договора, Заказчик обязуется уплатить Исполнителю пени в соответствии с пунктом 2 статьи 16 Закона об электроэнергетике.

6.3. Уплата пени не освобождает Заказчика от выполнения обязательств по настоящему договору.

7. Обстоятельства непреодолимой силы (форс-мажор).

7.1. Ни одна из Сторон не несет ответственность за полное или частичное невыполнение своих обязательств по договору, если это невыполнение явилось следствием действия обстоятельств непреодолимой силы (ст. 401 Гражданского кодекса Российской Федерации), то есть чрезвычайными и непредотвратимыми при данных условиях обстоятельствами, возникшими после заключения настоящего договора, которые Стороны не могли ни предвидеть, ни предотвратить разумными мерами.

7.2. К обстоятельствам непреодолимой силы, в частности, относятся: стихийные бедствия (землетрясение, наводнение, ураган), массовые заболевания (эпидемии), забастовки, военные действия, террористические акты, диверсии. Сторона, для которой наступила невозможность выполнения обязательств в

результате действия непреодолимой силы, обязана в письменной форме известить другую Сторону в срок не позднее 5 (пяти) дней со дня наступления непредвиденных обстоятельств.

7.3. После прекращения указанных в пункте 7.1 настоящего договора обстоятельств Сторона должна без промедления известить об этом в письменном виде другую Сторону. В извещении должен быть указан срок, в который предполагается исполнить обязательства по настоящему договору.

8. Изменение условий договора.

8.1. Настоящий договор может быть изменен по соглашению Сторон путем оформления дополнительных соглашений к нему.

8.2. Если после заключения настоящего договора принят федеральный закон или иной нормативный правовой акт в сфере электроэнергетики, устанавливающий обязательные для Сторон правила, иные, чем те, которые действовали при заключении договора, Стороны должны привести настоящий договор в соответствие с вновь принятыми федеральным законом или иным нормативным правовым актом в сфере электроэнергетики.

Отказ от внесения изменений в настоящий договор в целях приведения его в соответствие с вновь принятыми федеральным законом или иными нормативными правовыми актами в сфере электроэнергетики, устанавливающими обязательные для Сторон правила, является основанием для изменения договора в судебном порядке по требованию любой из Сторон.

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

8.3. При переходе права собственности или иного права на объекты электроэнергетики и (или) входящие в их состав оборудование и устройства, относящиеся к объектам диспетчеризации, от Заказчика к другому лицу (*далее - приобретатель*) в результате возмездного или безвозмездного отчуждения указанных объектов, передачи их в аренду или безвозмездное пользование, совершения Заказчиком иных действий по распоряжению данным имуществом, а также переходе прав на указанные объекты в порядке универсального правопреемства Заказчик обязан:

- не менее чем за 2 (два) месяца письменно уведомить Исполнителя о предстоящем переходе права собственности или иного права на соответствующие объекты электроэнергетики;

- уведомить приобретателя о наличии обязательств по настоящему договору;

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

В случае реорганизации Заказчика, влекущей переход права собственности на объекты электроэнергетики к другому лицу (правопреемнику Заказчика), права и обязанности Заказчика по настоящему договору переходят к правопреемнику Заказчика в соответствии с передаточным актом, утвержденным уполномоченным

органом управления Заказчика, с момента завершения реорганизации¹⁰.

8.4. При планируемом изменении юридического или физического лица, осуществляющего все или часть функций по эксплуатации объекта электроэнергетики Заказчика, в состав которого входят объекты диспетчеризации, в том числе в результате заключения владельцем объекта электроэнергетики договора на выполнение работ, оказание услуг или иного договора гражданско-правового характера, по которому функции, права и обязанности по эксплуатационному (в том числе ремонтному, техническому или оперативному) обслуживанию объекта электроэнергетики или их часть переданы другому лицу, Заказчик обязан:

- письменно уведомить об этом Исполнителя не менее чем за 2 (два) месяца до планируемой передачи функций по эксплуатации другому лицу и не позднее 5 (пяти) рабочих дней после такой передачи;

- предоставить Исполнителю копию договора и (или) иного документа, определяющего распределение функций, прав, обязанностей по эксплуатации соответствующих линий электропередачи, оборудования и устройств объекта электроэнергетики между Заказчиком и таким лицом и порядок взаимодействия между ними по вопросам, урегулированным настоящим договором.

Заказчик обязан в письменной форме уведомить Исполнителя о прекращении действия (расторжении, изменении) договора, по которому функции по эксплуатации объекта электроэнергетики или их часть были переданы другому лицу, не позднее 5 (пяти) рабочих дней со дня наступления указанных обстоятельств с приложением копий подтверждающих документов.

9. Разрешение споров.

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

9.2. Споры и разногласия, возникающие из настоящего договора (за

¹⁰ В случае если все электростанции, указанные в Приложении № 5 к договору, принадлежит Заказчику на ином, чем право собственности, законном основании (аренда и пр.), п. **Ошибка! Источник ссылки не найден.** договора необходимо изложить в следующей редакции (скорректировав ее с учетом обстоятельств):

«8.3. При переходе прав владения и пользования объектом(-ами) электроэнергетики и (или) входящими в его (их) состав оборудованием и устройствами, относящимися к объектам диспетчеризации, от Заказчика к другому лицу (*далее - приобретатель*) в результате прекращения договора _____ (*аренды либо иного, указать реквизиты*), заключенного между _____ (*арендодатель*) и Заказчиком (*арендатор*), совершения иных действий по распоряжению данным имуществом Заказчик обязан:

- не менее чем за 10 (десять) дней письменно уведомить Исполнителя о предстоящем переходе прав владения и пользования соответствующим имуществом;

- уведомить приобретателя о наличии обязательств по настоящему договору;

- уведомить Исполнителя в письменной форме в 10-дневный срок со дня подписания соответствующих документов с приложением их копий о прекращении *аренды* объекта электроэнергетики или входящих в его состав зданий, сооружений и оборудования и подписании акта приема-передачи (возврата) имущества от Заказчика *арендодателю* по договору *аренды*, об иных изменениях прав владения и пользования объектом электроэнергетики (входящими в его состав зданиями, сооружениями и оборудованием).».

Если часть электростанций принадлежат Заказчику на праве собственности, а часть – на ином законном основании, необходимо включить в договор условия обеих редакций пункта 8.3, конкретизировав, к каким электростанциям они относятся.

исключением указанных в абзаце втором настоящего пункта), могут быть переданы Стороной на разрешение арбитражного суда по истечении 30 (тридцати) календарных дней со дня направления претензии (требования) другой Стороне.

Споры и разногласия, возникающие из настоящего договора, связанные с неисполнением (ненадлежащим исполнением) обязательств по оплате услуг по договору, могут быть переданы Стороной на разрешение арбитражного суда по истечении 15 (пятнадцати) календарных дней со дня направления претензии (требования) другой Стороне.

9.3. Споры и разногласия, возникающие из настоящего договора, не урегулированные Сторонами в досудебном порядке, подлежат разрешению в Арбитражном суде города Москвы.

10. Срок действия договора.

10.1. Настоящий договор вступает в силу с момента его заключения. Договор считается заключенным со дня получения лицом, направившим подписанный им проект договора, подписанного другой стороной договора.

Настоящий договор действует до окончания определяемого на основании данных Реестра срока отнесения Заказчика к кругу лиц, подлежащих обязательному обслуживанию Исполнителем при оказании услуг.

10.2. Условия настоящего договора применяются к отношениям Сторон, возникшим до заключения договора, начиная с 00 часов «__» _____ 20__ года.¹¹

10.3. В случае если Заказчик прекращает соответствовать критериям отнесения к кругу лиц, подлежащих обязательному обслуживанию Исполнителем при оказании услуг, но продолжает владеть объектами электроэнергетики, их оборудованием или устройствами, относящимися к объектам диспетчеризации, положения настоящего договора, регулирующие порядок технологического взаимодействия Сторон в отношении таких объектов, сохраняют силу до момента заключения Сторонами соглашения о технологическом взаимодействии в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России.

Технологическое взаимодействие Сторон после прекращения соответствия Заказчика критериям отнесения к кругу лиц, подлежащих обязательному

¹¹ Формулировка включается в случае необходимости заключения договора с ретроактивной оговоркой.

В случае заключения договора в отношении вновь вводимой в эксплуатацию электростанции на отлагательных условиях п. 10.2 договора необходимо изложить в следующей редакции:

«10.2. Датой начала оказания Исполнителем услуг по настоящему договору в отношении _____, указанной в пункте ____ Приложения № 5 к настоящему договору, является дата ввода вышеуказанной электростанции в эксплуатацию в установленном порядке, при этом датой ввода электростанции в эксплуатацию считается дата выдачи Заказчику разрешения на ввод объекта в эксплуатацию в соответствии со статьей 55 Градостроительного кодекса Российской Федерации.».

В случае заключения договора на отлагательных условиях при смене владельца электростанции п. 10.2 договора излагается в следующей редакции:

«10.2. Датой начала оказания Исполнителем услуг по настоящему договору в отношении _____, указанной в пункте ____ Приложения № 5 к настоящему договору, является дата передачи Заказчику указанной электростанции (входящих в ее состав зданий, сооружений и оборудования) по акту приема-передачи к договору _____ (аренды, купли-продажи т.п., указать реквизиты), заключенному между _____ (арендодатель, продавец и т.п.) и Заказчиком (арендатор, покупатель и т.п.)».

обслуживанию Исполнителем при оказании услуг, осуществляется безвозмездно.

11. Заключительные положения.

11.1. По вопросам, не урегулированным настоящим договором, Стороны руководствуются законодательством Российской Федерации.

11.2. Каждая из Сторон обязана в письменной форме уведомить другую Сторону об изменении своих реквизитов. Указанное уведомление вступает в силу для другой Стороны с даты его получения.

11.3. Настоящий договор составлен в электронной форме и подписан усиленной квалифицированной электронной подписью уполномоченных лиц обеих Сторон посредством электронного документооборота через оператора электронного документооборота или составлен и подписан в двух экземплярах на бумажном носителе, имеющих одинаковую юридическую силу, по одному для каждой из Сторон. Форма заключения договора определяется Сторонами на этапе подписания договора.

11.4. Лица, подписавшие настоящий договор от имени Сторон, подтверждают свои полномочия на подписание договора, включая все приложения к нему, а также свидетельствуют о соблюдении Сторонами всех процедур, необходимых для заключения договора.

12. Перечень приложений к настоящему договору.

Неотъемлемыми частями настоящего договора являются следующие приложения:

12.1. Приложение № 1. Перечень основных документов, определяющих порядок взаимодействия Сторон при осуществлении Исполнителем функций оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России в операционных зонах диспетчерских центров Исполнителя.

12.2. Приложение № 2. Технические требования по организации обмена информацией, необходимой для управления режимами ЕЭС России.

12.3. Приложение № 3. Форма акта об оказании услуг.

12.4. Приложение № 4. Перечень передаваемой Заказчиком в диспетчерские центры Исполнителя основной информации, необходимой для осуществления Исполнителем функций по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике.

12.5. Приложение № 5. Перечень электростанций Заказчика, находящихся на территории операционных зон диспетчерских центров Исполнителя.

12.6. Приложение № 6. Форма программы модернизации систем обмена технологической информацией объектов электроэнергетики Заказчика с автоматизированной системой АО «СО ЕЭС».

13. Адреса и реквизиты Сторон.

Исполнитель:

АО «СО ЕЭС»

Адрес юридического лица: 109012, г.

Москва, пр-д Китайгородский, д.7, стр.3.

ИНН/КПП 7705454461/775050001

Филиал «Центральный» Банка ВТБ

(ПАО) г. Москва

Заказчик:

Расч. счет: 40702 810 5150 0000 4034
Корр. счет: 30101 810 1452 5000 0411
БИК: 044525411

Первый заместитель
Председателя Правления

_____ С.А. Павлушко

_____ / _____

«__» _____ 20__ г.
дата подписания

«__» _____ 20__ г.
дата подписания

Приложение № 1
к Договору возмездного оказания услуг
по оперативно-диспетчерскому
управлению в электроэнергетике
от «___»_____ 20__ г. №_____

**Перечень основных документов,
определяющих порядок взаимодействия Сторон при осуществлении
Исполнителем функций оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России
в операционных зонах диспетчерских центров Исполнителя**

1. Документы, разрабатываемые и утверждаемые Исполнителем (филиалами Исполнителя ОДУ, РДУ) и Заказчиком (филиалами Заказчика, созданными на базе имущественного комплекса электростанций) совместно:

1.1. Положение о взаимоотношениях филиала АО «СО ЕЭС» (ОДУ, РДУ), представительства АО «СО ЕЭС» и Заказчика при осуществлении функций оперативно-диспетчерского управления и оперативного обслуживания объектов электроэнергетики.

1.2. Регламент взаимодействия филиала АО «СО ЕЭС» (ОДУ, РДУ) и Заказчика (филиала Заказчика) при техническом и оперативном обслуживании средств диспетчерского и технологического управления.

2. Документы, разрабатываемые и утверждаемые Исполнителем (соответствующими филиалами Исполнителя ОДУ, РДУ) и обязательные для исполнения Исполнителем и Заказчиком:

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

2.2. Перечень объектов диспетчеризации филиала АО «СО ЕЭС» (ОДУ, РДУ) с их распределением по способу управления.

2.3. Положение по управлению режимами работы энергосистемы в операционной зоне филиала АО «СО ЕЭС» (ОДУ, РДУ).

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

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

2.6. Порядок формирования в филиале АО «СО ЕЭС» (ОДУ, 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» (ОДУ, РДУ).

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

2.10. Схемы подачи напряжения на собственные нужды тепловых

электростанций в условиях наиболее тяжелых нарушений в работе электроэнергетической системы, связанных с полной остановкой оборудования электростанций и отсутствием напряжения на шинах собственных нужд.

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

2.12. Инструкции по обслуживанию комплексов и устройств РЗА, являющихся объектами диспетчеризации Исполнителя (соответствующих филиалов Исполнителя ОДУ, РДУ).

2.13. Инструкция по предупреждению возникновения гололеда и осуществлению плавки гололеда на проводах и грозозащитных тросах линий электропередачи.¹²

3. Документы, разрабатываемые и утверждаемые Заказчиком (филиалами Заказчика, созданными на базе имущественного комплекса электростанций) с учетом требований аналогичных документов, утвержденных Исполнителем (филиалами Исполнителя ОДУ, РДУ), требующие согласования с Исполнителем (соответствующими филиалами Исполнителя ОДУ, РДУ):

3.1. Инструкция по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима в электрической части объектов электроэнергетики Заказчика.

3.2. Нормальные схемы электрических соединений и временные нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики Заказчика, оборудование которых относится к объектам диспетчеризации.

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

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

3.5. Инструкция по предупреждению возникновения гололеда и осуществлению плавки гололеда на проводах и грозозащитных тросах линий электропередачи.¹³

3.6. Программы плавки гололеда на проводах и грозозащитных тросах линий электропередачи, относящихся к объектам диспетчеризации.¹⁴

4. Документы, разрабатываемые и утверждаемые Заказчиком (филиалами Заказчика, созданными на базе имущественного комплекса электростанций) с учетом требований аналогичных документов, утвержденных Исполнителем (филиалами Исполнителя ОДУ, РДУ):

4.1. Инструкция по производству переключений в электроустановках

¹² Пункт 2.13 включается в раздел 2 настоящего приложения только в случае наличия у Заказчика ВЛ (воздушного участка КВЛ), относящейся к объектам диспетчеризации, и (или) в случае если оборудование объекта электроэнергетики Заказчика задействовано в схеме плавки гололеда на ЛЭП, относящихся к объектам диспетчеризации.

¹³ Пункт включается в раздел 2 настоящего приложения только в случае наличия у Заказчика ВЛ (воздушного участка КВЛ), относящейся к объектам диспетчеризации, на которой предусмотрена плавка гололеда.

¹⁴ Пункт включается в раздел 2 настоящего приложения только в случае наличия у Заказчика на ВЛ (воздушного участка КВЛ), относящейся к объектам диспетчеризации, на которой предусмотрена плавка гололеда.

Заказчика.

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

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

5. Стандарты Исполнителя, являющиеся обязательными для Исполнителя и Заказчика:

5.1. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.160.20.004-2019 «Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов» (утвержден и введен в действие приказом АО «СО ЕЭС» от 05.09.2019 № 259, с изменением, утвержденным приказом АО «СО ЕЭС» от 18.07.2024 №177).¹⁵

6. Национальные стандарты Российской Федерации, являющиеся обязательными для Исполнителя и Заказчика:

6.1. Общие требования

6.1.1. ГОСТ Р 55890-2013 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 05.12.2013 № 2164-ст, с изменением № 1, утвержденным приказом Росстандарта от 25.12.2019 № 1476-ст).

6.1.2. 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).

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

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

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

6.1.6. ГОСТ Р 57285-2022 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Проведение расчетов для определения возможности вывода из эксплуатации линий

¹⁵ Пункт **не** включается в раздел 5 настоящего приложения в случае заключения договора с Заказчиком, владеющим только СЭС (ВЭС).

электропередачи, оборудования и устройств объектов электроэнергетики, относящихся к объектам диспетчеризации. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 19.04.2022 № 217-ст).

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

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

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

6.1.10. ГОСТ Р 71962-2025 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Средства диспетчерского и технологического управления. Исполнительные схемы организации информационного обмена с диспетчерскими центрами субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 04.03.2025 № 107-ст).

6.1.11. ГОСТ Р 58491-2019 «Электроэнергетика. Распределенная генерация. Технические требования к объектам генерации на базе ветроэнергетических установок» (утвержден приказом Росстандарта от 22.08.2019 № 519-ст, с изменением № 1, утвержденным приказом Росстандарта от 02.07.2024 № 891-ст).¹⁶

6.1.12. ГОСТ Р 70787-2023 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Возобновляемые источники энергии. Технические требования к фотоэлектрическим солнечным станциям» (утвержден приказом Росстандарта от 14.06.2023 № 392-ст, с изменением №1, утвержденным приказом Росстандарта от 26.09.2025 № 1116-ст).¹⁷

6.2. Дистанционное управление

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

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

6.2.3. ГОСТ Р 59948-2021 «Единая энергетическая система и изолированно

¹⁶ Пункт включается в раздел 6 настоящего приложения в случае заключения договора с Заказчиком, владеющим ВЭС.

¹⁷ Пункт включается в раздел 6 настоящего приложения в случае заключения договора с Заказчиком, владеющим СЭС.

работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Дистанционное управление. Требования к управлению электросетевым оборудованием и устройствами релейной защиты и автоматики» (утвержден приказом Росстандарта от 27.12.2021 № 1863-ст).

6.2.4. ГОСТ Р 59949-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Дистанционное управление. Требования к управлению активной и реактивной мощностью генерирующего оборудования ветровых и солнечных электростанций» (утвержден приказом Росстандарта от 27.12.2021 № 1864-ст).¹⁸

6.2.5. ГОСТ Р 71529-2024 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Дистанционное управление. Требования к дистанционному управлению активной мощностью генерирующего оборудования тепловых электростанций из диспетчерских центров путем доведения плановых диспетчерских графиков» (утвержден приказом Росстандарта от 29.07.2024 № 977-ст).¹⁹

6.3. Информационная модель электроэнергетики

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

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

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

6.3.4. ГОСТ Р 58651.4-2020 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики. Профиль информационной модели генерирующего оборудования» (утвержден приказом Росстандарта от 24.11.2020 № 1146-ст, с изменением № 1, утвержденным приказом Росстандарта от 29.12.2022 № 1687-ст).

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

6.3.6. ГОСТ Р 58651.10-2023 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель

¹⁸ Пункт включается в раздел 6 настоящего приложения в случае заключения договора с Заказчиком, владеющим СЭС или ВЭС.

¹⁹ Пункт включается в раздел 6 настоящего приложения в случае заключения договора с Заказчиком, владеющим тепловой электростанцией.

электроэнергетики. Профиль информационной модели устройств релейной защиты и автоматики» (утвержден приказом Росстандарта от 02.03.2023 № 118-ст).

6.3.7. ГОСТ Р 58651.11-2024 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики. Профиль информационной модели для задач расчета установившегося режима и расчета токов короткого замыкания» (утвержден приказом Росстандарта от 23.12.2024 № 1966-ст).

6.4. Релейная защита и автоматика

6.4.1. Общие требования к РЗА

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

6.4.1.2. ГОСТ Р 72289-2025 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматизированные системы мониторинга функционирования и анализа работы микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 15.09.2025 № 1042-ст).

6.4.2. Противоаварийная автоматика

6.4.2.1. ГОСТ Р 55105-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 26.12.2019 № 1484-ст, с изменением №1, утвержденным приказом Росстандарта от 30.03.2026 №291-ст).

6.4.2.2. 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, с изменением № 1, утвержденным приказом Росстандарта от 15.01.2025 № 3-ст).

6.4.2.3. ГОСТ Р 59232-2020 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматической частотной разгрузки. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 30.11.2020 № 1219-ст, с изменением № 1, утвержденным приказом Росстандарта от 18.11.2024 № 1691-ст).

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

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

Росстандарта от 30.08.2023 № 758-ст).

6.4.2.6. ГОСТ Р 59384-2025 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики ограничения перегрузки оборудования. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 09.07.2025 № 721-ст).

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

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

6.4.2.9. ГОСТ Р 70605-2022 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Импульсная и длительная разгрузка турбин. Общие требования и методика испытаний» (утвержден приказом Росстандарта от 27.12.2022 № 1631-ст).

6.4.2.10. ГОСТ Р 59233-2025 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики разгрузки при коротких замыканиях. Устройства фиксации тяжести короткого замыкания. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 04.12.2025 № 1635-ст).²⁰

6.4.2.11. ГОСТ Р 59234-2025 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики разгрузки при перегрузке по мощности. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 26.09.2025 № 1115-ст).²¹

6.4.2.12. ГОСТ Р 59373-2025 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики ограничения повышения частоты. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 12.12.2025 № 1716-ст).²²

6.4.2.13. ГОСТ Р 59979-2025 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости.

²⁰ Пункт включается в раздел 6 настоящего приложения в случае заключения договора с Заказчиком, владеющим электростанцией установленной генерирующей мощностью 100 МВт или более.

²¹ Пункт включается в раздел 6 настоящего приложения в случае заключения договора с Заказчиком, владеющим электростанцией установленной генерирующей мощностью 100 МВт или более.

²² Пункт включается в раздел 6 настоящего приложения в случае заключения договора с Заказчиком, владеющим электростанцией установленной генерирующей мощностью 100 МВт или более.

Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 21.01.2025 № 18-ст).²³

6.4.2.14. ГОСТ Р 71812-2024 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Правила проведения проверки и обеспечения устойчивой работы генерирующего оборудования тепловых электростанций при его выделении действием частотной делительной автоматики на изолированную нагрузку. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 24.12.2024 № 1978-ст).²⁴

6.4.2.15. ГОСТ Р 72037-2025 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Организация передачи доаварийной телеметрической информации в устройства противоаварийной автоматики из диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 28.04.2025 № 370-ст).

6.4.3. Режимная автоматика

6.4.3.1. ГОСТ Р 70609-2022 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматические регуляторы возбуждения сильного действия синхронных генераторов. Испытания и проверка параметров настройки» (утвержден приказом Росстандарта от 29.12.2022 № 1681-ст).²⁵

6.4.4. Регистрация аварийных событий и процессов

6.4.4.1. ГОСТ Р 58601-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 15.10.2019 № 995-ст, с изменением № 1, утвержденным приказом Росстандарта от 23.12.2021 № 1839-ст).

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

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

6.4.4.4. ГОСТ Р 59365–2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Система мониторинга переходных режимов. Устройства синхронизированных векторных измерений.

²³ Пункт включается в раздел 6 настоящего приложения в случае заключения договора с Заказчиком, владеющим электростанцией, имеющей РУ классом напряжения 220 кВ и выше.

²⁴ Пункт включается в раздел 6 настоящего приложения в случае заключения договора с Заказчиком, владеющим тепловой электростанцией

²⁵ Пункт **не** включается в раздел 6 настоящего приложения в случае заключения договора с Заказчиком, владеющим только СЭС (ВЭС).

Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 14.04.2021 № 214-ст).²⁶

6.4.4.5. ГОСТ Р 59366–2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Система мониторинга переходных режимов. Концентраторы синхронизированных векторных данных. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 14.04.2021 № 215-ст, с изменением № 1, утвержденным приказом Росстандарта от 25.10.2023 № 1228-ст).²⁷

6.4.5. Релейная защита

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

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

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

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

6.4.5.5. ГОСТ Р 58887-2020 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Дистанционная и токовые защиты линий электропередачи и оборудования классом напряжения 110 - 220 кВ. Функциональные требования» (утвержден приказом Росстандарта от 27.08.2020 № 569-ст, с изменением № 1, утвержденным приказом Росстандарта от 30.08.2023 № 757-ст, с изменением № 2, утвержденным приказом Росстандарта от 25.11.2024 № 1762-ст).

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

6.4.5.7. ГОСТ Р 58979-2020 «Единая энергетическая система и изолированно

²⁶ Пункт включается в раздел 6 настоящего приложения в случае заключения договора с Заказчиком, владеющим электростанцией установленной генерирующей мощностью 500 МВт или более или имеющей РУ классом напряжения 220 кВ и выше.

²⁷ Пункт включается в раздел 6 настоящего приложения в случае заключения договора с Заказчиком, владеющим электростанцией установленной генерирующей мощностью 500 МВт или более или имеющей РУ классом напряжения 220 кВ и выше.

работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Дифференциальная защита линий электропередачи классом напряжения 110 – 220 кВ. Функциональные требования» (утвержден приказом Росстандарта от 27.08.2020 № 571-ст).

6.4.5.8. ГОСТ Р 70591-2022 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Дифференциальная защита линий электропередачи классом напряжения 110–220 кВ. Испытания» (утвержден приказом Росстандарта от 26.12.2022 № 1596-ст, с изменением №1, утвержденным приказом Росстандарта от 30.03.2026 № 293-ст).

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

6.4.5.10. ГОСТ Р 70593-2022 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Дифференциально-фазная защита линий электропередачи классом напряжения 110 – 220 кВ. Испытания» (утвержден приказом Росстандарта от 26.12.2022 № 1598-ст, с изменением №1, утвержденным приказом Росстандарта от 30.03.2026 № 295-ст).

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

6.4.5.12. ГОСТ Р 70775-2023 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Направленная высокочастотная защита линий электропередачи классом напряжения 110–220 кВ. Испытания» (утвержден приказом Росстандарта от 13.06.2023 № 375-ст, с изменением №1, утвержденным приказом Росстандарта от 30.03.2026 № 296-ст).

6.4.5.13. ГОСТ Р 72038-2025 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика автотрансформаторов (трансформаторов) классов напряжения 110–220 кВ. Испытания» (утвержден приказом Росстандарта от 28.04.2025 № 371-ст).

6.4.5.14. ГОСТ Р 71879-2024 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные для защиты с нормируемой погрешностью в переходных режимах и с ограниченным остаточным потокосцеплением. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях» (утвержден приказом Росстандарта от 17.12.2024 № 1928-ст).

6.4.5.15. ГОСТ Р 72436-2025 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Дистанционная защита линий электропередачи классом напряжения 110 кВ и выше, имеющих питание с двух и более сторон. Методика расчета и выбора параметров настройки» (утвержден приказом Росстандарта от 05.12.2025 № 1641-ст).

6.4.5.16. ГОСТ Р 58886-2020 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Дистанционная и токовые защиты линий электропередачи и оборудования классом напряжения 330 кВ и выше. Функциональные требования» (утвержден приказом

Росстандарта от 27.08.2020 № 568-ст, с изменением № 1, утвержденным приказом Росстандарта от 30.08.2023 № 756-ст, с изменением № 2, утвержденным приказом Росстандарта от 25.11.2024 № 1761-ст).²⁸

6.4.5.17. ГОСТ Р 71489-2024 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Дистанционная и токовые защиты линий электропередачи и оборудования классом напряжения 330 кВ и выше. Испытания» (утвержден приказом Росстандарта от 08.07.2024 № 903-ст).²⁹

6.4.5.18. ГОСТ Р 58978-2020 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Дифференциальная защита линий электропередачи классом напряжения 330 кВ и выше. Функциональные требования» (утвержден приказом Росстандарта от 27.08.2020 № 570-ст).³⁰

6.4.5.19. ГОСТ Р 70592-2022 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Дифференциальная защита линий электропередачи классом напряжения 330 кВ и выше. Испытания» (утвержден приказом Росстандарта от 26.12.2022 № 1597-ст, с изменением №1, утвержденным приказом Росстандарта от 30.03.2026 №294-ст).³¹

6.4.5.20. ГОСТ Р 58980-2020 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Дифференциально-фазная защита линий электропередачи классом напряжения 330 кВ и выше. Функциональные требования» (утвержден приказом Росстандарта от 27.08.2020 № 572-ст, с изменением № 1, утвержденным приказом Росстандарта от 15.11.2023 № 1394-ст).³²

6.4.5.21. ГОСТ Р 70590-2022 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Дифференциально-фазная защита линий электропередачи классом напряжения 330 кВ и выше. Испытания» (утвержден приказом Росстандарта от 26.12.2022 № 1595-ст, с изменением №1, утвержденным приказом Росстандарта от 30.03.2026 № 292-ст).³³

6.4.5.22. ГОСТ Р 72197-2025 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика автотрансформаторов (трансформаторов) классом напряжения 330 кВ и выше. Испытания» (утвержден приказом Росстандарта от 09.07.2025 № 720-ст).³⁴

²⁸ Пункт включается в раздел 6 настоящего приложения в случае заключения договора с Заказчиком, владеющим электростанцией, имеющей РУ классом напряжения 330 кВ и выше.

²⁹ Пункт включается в раздел 6 настоящего приложения в случае заключения договора с Заказчиком, владеющим электростанцией, имеющей РУ классом напряжения 330 кВ и выше.

³⁰ Пункт включается в раздел 6 настоящего приложения в случае заключения договора с Заказчиком, владеющим электростанцией, имеющей РУ классом напряжения 330 кВ и выше.

³¹ Пункт включается в раздел 6 настоящего приложения в случае заключения договора с Заказчиком, владеющим электростанцией, имеющей РУ классом напряжения 330 кВ и выше.

³² Пункт включается в раздел 6 настоящего приложения в случае заключения договора с Заказчиком, владеющим электростанцией, имеющей РУ классом напряжения 330 кВ и выше.

³³ Пункт включается в раздел 6 настоящего приложения в случае заключения договора с Заказчиком, владеющим электростанцией, имеющей РУ классом напряжения 330 кВ и выше.

³⁴ Пункт включается в раздел 6 настоящего приложения в случае заключения договора с Заказчиком, владеющим электростанцией, имеющей РУ классом напряжения 330 кВ и выше.

Примечание:

1. Документ, указанный в п. 3.1 настоящего приложения, подлежит согласованию с соответствующим филиалом Исполнителя в части порядка самостоятельных действий оперативного персонала по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима в электрической части энергосистемы и объектов электроэнергетики Заказчика, в состав которых входят объекты диспетчеризации, в том числе в случае отсутствия (потери) связи с диспетчерскими центрами Исполнителя.

2. В случае использования Заказчиком указанных в разделах 2 и 5³⁵ настоящего приложения документов при разработке документации для оперативного персонала объектов электроэнергетики Заказчика ссылки на указанные документы Исполнителя являются обязательными.

3. Стандарт, указанный в разделе 5 настоящего приложения, размещается на сайте Исполнителя в сети Интернет. Заказчик присоединяется к указанному стандарту путем заключения настоящего договора, а в дальнейшем (при внесении изменений в раздел 5 настоящего приложения или указанный в нем стандарт) - путем заключения соответствующего дополнительного соглашения к настоящему договору.³⁶

4. Документ, указанный в п. 2.3 настоящего приложения, направляется Заказчику (соответствующим филиалам Заказчика) только в части отдельных приложений, информации, относящихся к его объектам электроэнергетики, в составе и объеме, определенном диспетчерскими центрами Исполнителя.

³⁵ В случае заключения договора с Заказчиком, владеющим только СЭС (ВЭС), слова «в разделах 2 и 5» заменить словами «в разделе 2».

³⁶ Пункт **не** включается в примечание в случае заключения договора с Заказчиком, владеющим только СЭС (ВЭС).

Приложение № 2
к Договору возмездного оказания услуг
по оперативно-диспетчерскому
управлению в электроэнергетике
от «___» _____ 20__ г. № _____

ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ по организации обмена информацией, необходимой для управления режимами ЕЭС России

1. Общие положения.

1.1. Управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России осуществляется с использованием следующей технологической информацией, передаваемой между объектами электроэнергетики Заказчика и диспетчерскими центрами Исполнителя (*далее – ДЦ*) с помощью систем обмена технологической информацией с автоматизированной системой Системного оператора (СОТИАССО):

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

1.2. Настоящие Технические требования по организации обмена информацией, необходимой для управления режимами ЕЭС России (*далее – 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 регистрации аварийных событий и процессов, к составу, записи, сбору, хранению и передаче в ДЦ информации об аварийных событиях и процессах.

1.3. Заказчик обязан:

1.3.1. На первом этапе (до модернизации СОТИАССО):

1.3.1.1. Организовать между объектом электроэнергетики Заказчика, оборудование (устройства) которого включены в перечень объектов диспетчеризации, и ДЦ резервируемую автоматизированную телефонную связь с выделенным номером для оперативного персонала Заказчика и регистрацией оперативных переговоров в соответствии с установленным порядком и обеспечивать функционирование указанной сети связи.

Телефонная связь может организовываться с использованием

технологических сетей связи или арендуемых ресурсов сетей операторов связи.

При использовании в качестве резервной связи мобильной сотовой или спутниковой связи должна осуществляться идентификация абонентов и регистрация оперативных переговоров в соответствии с установленным порядком.

Схема организации телефонной связи должна быть согласована с ДЦ.

1.3.1.2. Обеспечивать передачу в ДЦ технологической информации в согласованном с ДЦ объеме с использованием сети Интернет.

1.3.1.3. Обеспечивать сбор и передачу в ДЦ необходимой для Исполнителя телеинформации в объеме, существующем на момент заключения настоящего Договора.

1.3.2. На втором этапе (в рамках модернизации СОТИАССО):

1.3.2.1. Организовать между объектами электроэнергетики Заказчика и ДЦ каналы связи в соответствии с требованиями раздела 2 настоящих Технических требований

1.3.2.2. Организовать сбор и передачу в ДЦ:

– 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 в соответствии с требованиями раздела 5 настоящих Технических требований.

2. Требования к организации каналов связи.

2.1. Общие технические требования по организации сети связи между объектом электроэнергетики Заказчика и ДЦ.

2.1.1. Между объектом электроэнергетики Заказчика и ДЦ должна быть организована технологическая сеть связи. Технологическая сеть связи должна быть организована на базе систем связи по двум независимым каналам связи / каналам передачи данных в сетях связи на базе технологий коммутации пакетов (*далее – каналы связи*). Каналы связи должны быть организованы до узлов доступа, определенных ДЦ в технических условиях на организацию двух независимых каналов связи между объектом электроэнергетики Заказчика и ДЦ. 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 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 технологической информации в ДЦ.

2.1.4. Для организации технологической сети 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. Каналы, организованные в сети с коммутацией пакетов (виртуальной частной сети) должны поддерживать механизмы приоритизации трафика (QoS), гарантировать передачу 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 ДЦ.

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 объектом электроэнергетики и узлом доступа ДЦ 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 объекта электроэнергетики в ДЦ должен быть не ниже 0,98 для периода его эксплуатации, равного одному календарному году, обобщенный коэффициент готовности систем связи 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 объекта электроэнергетики до ДЦ должна быть согласована с ДЦ. На схеме должна быть отражена организация двух независимых каналов от объекта электроэнергетики до ДЦ с указанием:

- маршрутов прохождения каждого канала связи;
- общей пропускной способности каждого канала;
- всех промежуточных узлов связи, включая узлы связи Заказчика и узлы доступа операторов связи, через которые проходит каждый канал;
- каналообразующее и сетевое оборудование (включая средства защиты информации), интерфейсы сопряжения и используемые протоколы обмена для всех видов передаваемой технологической информации с указанием пропускной способности для каждого вида технологической информации.

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 ДЦ дополнительная схема передачи информации на сетевом уровне с указанием информации об IP-адресации, организации маршрутизации и использовании сетевых трансляций и приоритизации передаваемой в ДЦ информации (классов сервиса).

2.1.11. Исполнительные схемы организации каналов связи и передачи информации между объектом электроэнергетики и ДЦ разрабатываются в бумажном и электронном виде (в графическом редакторе) и утверждаются уполномоченными лицами Заказчика и ДЦ. Исполнительные схемы должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 71962-2025 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Средства диспетчерского и технологического управления. Исполнительные схемы организации информационного обмена с диспетчерскими центрами субъекта

оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 04.03.2025 № 107-ст).

2.2. Организация телефонной связи.

2.2.1. Диспетчерскому персоналу ДЦ по каждому направлению передачи команд и ведения оперативных переговоров с оперативным персоналом объектов электроэнергетики Заказчика, в состав которых входят объекты диспетчеризации, должны быть предоставлены резервируемые каналы телефонной связи для оперативных переговоров (с возможностью занятия без ручного набора номера основного и резервного телефонного канала). Предоставляемые каналы связи для оперативных переговоров не должны коммутироваться на промежуточных АТС. Допускается организация постоянного транзитного соединения каналов и их кросссконнекция в цифровых потоках.

2.2.2. При использовании спутниковых каналов связи для организации телефонной связи для оперативных переговоров с оперативным персоналом объектов электроэнергетики Заказчика односторонняя задержка в телефонном канале не должна превышать 400 мс.

2.2.3. При организации телефонной связи для оперативных переговоров по технологии VoIP допускается использование каналов передачи данных с пакетной коммутацией при условии организации гарантированной полосы пропускания и использования соответствующего приоритета в обслуживании при передаче телефонного трафика. Для организации телефонных соединений по технологии VoIP должен быть использован протокол SIP.

2.2.4. В случае полной потери каналов телефонной связи для оперативных переговоров должна быть предусмотрена дополнительная возможность установления связи путем набора номера диспетчером ДЦ и/или оперативным персоналом объекта электроэнергетики Заказчика 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 ДЦ.

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 ДЦ с оперативным персоналом объекта электроэнергетики Заказчика, с сохранением указанных записей в соответствии с установленным порядком.

3. Требования к составу и обмену телеинформацией.

3.1. Общие требования.

3.1.1. Сбор и передача телеметрической информации в ДЦ должны выполняться в соответствии с требованиями ГОСТ Р 71635-2024 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Системы сбора и передачи информации с объектов электроэнергетики в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике» (утвержден приказом Росстандарта от 01.10.2024 № 1327-ст).

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

3.1.3. Перечень параметров телеинформации, передаваемой в ДЦ, определяется ДЦ на основании типового состава ТИ и ТС, указанного в пунктах 3.2, 3.3 настоящих технических требований.³⁷

3.2. Типовой состав ТИ на объектах электроэнергетики:

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 каждого фазного напряжения 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 действующих значений одного междуфазного напряжения, активной и реактивной мощности и частоты электрического тока каждого генератора электростанции.

3.2.4. 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.

3.2.5. ТИ действующих значений токов в каждой фазе, перетоков активной и реактивной мощности по стороне высшего напряжения двухобмоточных трансформаторов со стороны высшего напряжения 110 кВ и выше и трехобмоточных трансформаторов со стороны высшего напряжения 110 кВ. Для трансформаторов со стороны высшего напряжения ниже 110 кВ указанные параметры передаются только по объектам диспетчеризации.

3.2.6. ТИ суммарного перетока активной и реактивной мощности по всем трансформаторам собственных нужд электростанции (кроме СЭС/ВЭС).

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

3.2.8. ТИ действующих значений токов в каждой фазе, перетоков активной и реактивной мощности отдельно по каждому обходному, секционному и шиносоединительному выключателю 110 кВ и выше.

3.2.9. 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. ТИ тока в одной фазе передается только для управляемых средств компенсации реактивной мощности.

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

3.2.11. ТИ перетоков активной мощности каждого присоединения, отключаемого действием противоаварийной автоматики (кроме автоматической частотной разгрузки).

3.2.12. ТИ неэлектрических параметров (температура наружного воздуха, скорость ветра, уровни верхнего и нижнего бьефов ГЭС, толщина стенок гололеда, весовые и ветровые нагрузки на провода и т.п.).

³⁷ В случае заключения договора с Заказчиком, владеющим СЭС, ВЭС или малой ГЭС, слова «в пунктах 3.2, 3.3» заменить словами «в пунктах 3.2 - 3.4».

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

3.3. Типовой состав ТС и АПТС на объектах электроэнергетики:

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

3.3.4. АПТС по оборудованию 110 кВ и выше объекта электроэнергетики в объеме, указанном в таблице 1 настоящих Технических требований.

Таблица 1

№ п/п	Параметр АПТС	Примечание
1	Неисправность (неготовность) выключателя: – ЛЭП, соответствующих критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление; – всех выключателей РУ – для целей ДУ из ДЦ.	Обобщенный сигнал о неисправностях, приводящих к блокированию управления выключателем, включающий: – неисправность (неготовность) цепей управления; – неготовность привода; – недопустимое отклонение плотности элегаза (для элегазовых выключателей, КРУЭ)
2	Срабатывание основных РЗ присоединения: – ЛЭП, соответствующих критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление; – АТ (Т), соответствующих критериям отнесения АТ (Т) к объектам диспетчеризации; – всех ЛЭП, АТ (Т) – для целей ДУ из ДЦ	ЛЭП – сигнал по каждому устройству и функции; Формируется при действии устройства (функции) РЗ на отключение выключателей. АТ (Т) – обобщенный сигнал, фиксирующий срабатывание основных защит АТ (Т). Формируется при действии основных защит (ДЗТ, ГЗ, КИВ) на отключение АТ (Т). Данный сигнал не должен формироваться при действии технологической автоматики (технологических защит) на отключение АТ (Т)

№ п/п	Параметр АПТС	Примечание
3	Срабатывание резервных РЗ присоединения: – ЛЭП, соответствующих критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление; – АТ (Т), соответствующих критериям отнесения АТ (Т) к объектам диспетчеризации; – всех ЛЭП, АТ (Т) – для целей ДУ из ДЦ	Сигнал по каждому устройству и функции с фиксацией срабатывания ступеней (зон), в том числе при действии по цепи оперативного или автоматического ускорения. Формируется при действии устройства (функции) РЗ на отключение выключателей
4	Срабатывание РЗ присоединения УКРМ: – жестко подключенных (без выключателя) к ЛЭП, соответствующим критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление; – всех УКРМ – для целей ДУ из ДЦ	Сигнал по каждому устройству основных и резервных РЗ. Формируется при действии устройства (функции) РЗ на отключение выключателей
5	Срабатывание РЗ ОВ, СВ, ШСВ (ОШСВ): – выполняющих функцию выключателя ЛЭП, соответствующих критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление; – всех ОВ, СВ, ШСВ (ОШСВ) – для целей ДУ из ДЦ	Сигнал по каждому устройству и функции с фиксацией срабатывания ступеней (зон). Формируются при действии устройства (функции) РЗ на отключение выключателей
6	Ввод аварийной МТЗ: – ЛЭП, соответствующих критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление; – всех ЛЭП – для целей ДУ из ДЦ	При наличии аварийной МТЗ
7	Срабатывание ДЗШ (ДЗОШ) СШ (С), соответствующих критериям отнесения к объектам диспетчеризации	Формируется при действии устройства (функции) РЗ на отключение выключателей
8	Срабатывание УРОВ: – выключателя ЛЭП и оборудования, соответствующих критериям отнесения к объектам диспетчеризации, а также УРОВ НН АТ(Т); – всех выключателей РУ – для целей ДУ из ДЦ	Формируется при действии устройства (функции) РЗ на отключение смежных присоединений
9	Срабатывание устройства ПА, соответствующего критериям отнесения к объектам диспетчеризации	1. Сигнал срабатывания по каждому из следующих устройств (функций) ПА: АОПО, АЛАР, АОПН, АРПМ, АОСН; 2. Сигналы срабатывания ЛАПНУ по ступеням управляющих воздействий. Формируется при действии устройства (функции) ПА на выдачу управляющего воздействия

№ п/п	Параметр АПТС	Примечание
10	Неисправность устройства ПА, соответствующего критериям отнесения к объектам диспетчеризации	Обобщенный сигнал при неисправностях, приводящих к неработоспособности (блокированию функций) по каждому устройству с функциями: ЛАПНУ, АОПО, АЛАР, АОПН, АОСН, ФОЛ (ФОТ, ФОСШ, ФОБ). Формируется при: аппаратной неисправности, в том числе выявленной внутренней самодиагностикой устройства; потере оперативного питания (при наличии технической возможности).
11	Неисправность УПАСК, соответствующих критериям отнесения к объектам диспетчеризации	Обобщенный сигнал при неисправностях, приводящих к неработоспособности (блокированию функций) УПАСК. Формируется при аппаратной неисправности, неисправности канала связи, потере оперативного питания
12	Неисправность цепей напряжения РЗА: – устройств РЗА ЛЭП, соответствующих критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление; – устройств ПА, соответствующих критериям отнесения к объектам диспетчеризации; – устройств РЗА всех присоединений РУ – для целей ДУ из ДЦ	Сигнал при неисправности цепей напряжения от каждого из устройств РЗА со следующими функциями РЗА: – ЛАПНУ, АОПО, АЛАР, АОПН, АОСН; – ДФЗ, НДЗ, НВЧЗ, ВЧБ, ДЗЛ, ступенчатые дистанционные и токовые защиты (далее - ступенчатые защиты); – АПВ, АВР; – ДЗШ (ДЗОШ)
13	Неисправность устройств РЗ: – ЛЭП, соответствующих критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление; – всех присоединений РУ – для целей ДУ из ДЦ	Обобщенный сигнал при неисправностях, приводящих к неработоспособности (блокированию защитных функций) по каждому устройству РЗ. Формируется при: – аппаратной неисправности, в том числе выявленной внутренней самодиагностикой устройства; – потере оперативного питания (при наличии технической возможности)
14	Неисправность устройств РЗ ОВ, СВ, ШСВ (ОШСВ); – выполняющих функцию выключателя ЛЭП, соответствующих критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление; – всех ОВ, СВ, ШСВ (ОШСВ) – для целей ДУ из ДЦ	Обобщенный сигнал при неисправностях, приводящих к неработоспособности (блокированию защитных функций) устройства РЗ ОВ, СВ, ШСВ (ОШСВ). Формируется при: – аппаратной неисправности, в том числе выявленной внутренней самодиагностикой устройства; – потере оперативного питания (при наличии технической возможности)

№ п/п	Параметр АПТС	Примечание
15	<p>Неисправность функции основной РЗ присоединения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – ЛЭП, соответствующих критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление; – всех присоединений РУ – для целей ДУ из ДЦ 	<p>Обобщенный сигнал по каждому устройству РЗ с функцией основной РЗ. Формируется при:</p> <ul style="list-style-type: none"> – неисправности канала связи с действием на блокировку ДФЗ (НДЗ, ВЧБ, НВЧЗ); – неисправности приемопередатчика с действием на блокировку ДФЗ (НДЗ, ВЧБ, НВЧЗ); – неисправности канала связи ДЗЛ; – неисправности канала связи устройства ступенчатых защит ЛЭП, используемого для реализации приема и передачи команд телеускорения ступеней дистанционных и токовых защит ЛЭП, организованного с использованием цифрового канала связи без использования УПАСК, приводящей к неработоспособности следующих устройств РЗА с функциями основной РЗ: ДЗЛ, ДФЗ (НДЗ, ВЧБ, НВЧЗ), ступенчатые защиты ЛЭП с приемом и передачей сигналов и команд телеускорения и телеотключения без использования УПАСК
16	<p>Неисправность ДЗШ (ДЗОШ) СШ (С), соответствующих критериям отнесения к объектам диспетчеризации</p>	<p>Обобщенный сигнал при неисправностях, приводящих к неработоспособности (блокированию) ДЗШ (ДЗОШ) СШ (С). Формируется при:</p> <ul style="list-style-type: none"> – аппаратной неисправности, в том числе выявленной внутренней самодиагностикой устройства; – потере оперативного питания (при наличии технической возможности); – при срабатывании органа контроля токовых цепей на блокировку ДЗШ (ДЗОШ)
17	<p>Неисправность устройства СА:</p> <ul style="list-style-type: none"> – ЛЭП, соответствующих критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление, и их выключателей; – по всем присоединениям РУ – для целей ДУ из ДЦ. 	<p>Обобщенный сигнал при неисправностях, приводящих к неработоспособности (блокированию АПВ или АВР) по каждому устройству СА. Формируется при:</p> <ul style="list-style-type: none"> – аппаратной неисправности, в том числе выявленной внутренней самодиагностикой устройства; – потере оперативного питания (при наличии технической возможности)

№ п/п	Параметр АПТС	Примечание
18	Срабатывание АПВ (ТАПВ, ОАПВ): – выключателей ЛЭП, соответствующей критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление; – всех выключателей РУ – для целей ДУ из ДЦ	Формируется при действии устройства (функции) АПВ на включение выключателя
19	Запрет АПВ (ТАПВ, ОАПВ): – выключателей ЛЭП, соответствующей критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление; – всех выключателей РУ – для целей ДУ из ДЦ	Формируется при получении сигнала запрета АПВ устройством (функцией) АПВ

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

Таблица 2

№ п/п	Параметр	Примечание	
1	Основные РЗ ЛЭП: - состояние функции (введена / выведена); - текущая группа уставок	ТС	
2	Резервные РЗ ЛЭП: - состояние функции оперативного ускорения (введена / выведена); - текущая группа уставок	ТС	
3	АПВ выключателей: - состояние функции АПВ (ОАПВ, ТАПВ) (введена / выведена); - текущий режим АПВ	ТС	Режим АПВ: 1) наличие напряжения на элементе 1 и отсутствие напряжения элементе 2; 2) отсутствие напряжения на элементе 1 и наличие напряжения на элементе 2; 3) наличие напряжения на элементе 1 и отсутствие напряжения элементе 2 или отсутствие напряжения на элементе 1 и наличие напряжения на элементе 2; 4) без контроля; 5) контроль синхронизма; 6) контроль синхронизма или улавливание синхронизма
4	Запрет АПВ всех присоединений СШ от ДЗШ (выведено/введено)	ТС	
5	Состояние функции ПАВ выключателей (введена / выведена)	ТС	

№ п/п	Параметр	Примечание	
6	ЛАПНУ: - состояние функции (введена / выведена); - состояние отдельных автоматик разгрузки при отключении ЛЭП, сетевого и генерирующего оборудования (введены / выведены); - текущие группы уставок; - состояние отдельных управляющих воздействий (введены / выведены); - состояние функции шунтировки КНР (введена / выведена); - состояние отдельных ступеней КНР (введены / выведены)	ТС	ЛАПНУ, для которых не реализована работа под управлением ЦСПА
7	АОПО: - состояние функции (введена / выведена); - состояние отдельных управляющих воздействий (введены / выведены); - текущие группы уставок	ТС	
8	АРПМ: - состояние функции (введена / выведена); - состояние отдельных управляющих воздействий (введены / выведены); - текущие группы уставок	ТС	
9	АОСН, АЛАР: - текущие группы уставок	ТС	В отношении групп уставок, изменение которых требуется при изменении схемно-режимной ситуации
10	УПАСК: - состояние отдельных команд (введены / выведены)	ТС	В отношении отдельных команд, изменение состояния которых предусмотрено при изменении схемно-режимной ситуации
11	Неисправность (неготовность): - разъединителя; - заземляющего разъединителя ЛЭП, соответствующей критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление	АПТС	Обобщенный сигнал неисправностей, приводящих к блокированию управления разъединителем, заземляющим разъединителем ЛЭП, включающий: – неисправность (неготовность) цепей управления; – неготовность привода; – недопустимое отклонение плотности элегаза (для КРУЭ)
12	Неисправность РПН АТ (Т), ДУ которым осуществляется из ДЦ	АПТС	Обобщенный сигнал при неисправностях, приводящих к неработоспособности (блокированию) РПН

№ п/п	Параметр	Примечание	
13	Срабатывание защит РПН АТ (Т), ДУ которым осуществляется из ДЦ	АПТС	Срабатывание защит РПН с действием на отключение АТ (Т)
14	Режим работы РПН АТ (Т), ДУ которым осуществляется из ДЦ	ТС	Ручной / автоматический от АРНТ
15	Положение ключа выбора режима управления присоединением	ТС	Местное / дистанционное
16	Положение ключа ДУ	ТС	Ключ ДУ электросетевым оборудованием и устройствами РЗА, имеющий следующие состояния: освобождено, АРМ, ДЦ, ЦУС (ЦУ) (при наличии)
17	Положение клавиши выбора режима управления устройством РЗА, ДУ которым выполняется из ДЦ	ТС	Местное / дистанционное
18	Неисправность оперативной блокировки присоединения, ДУ коммутационными аппаратами которого осуществляется из ДЦ	АПТС	По отсутствию сигнала «Неисправность оперативной блокировки» проверяется готовность оперативной блокировки
19	Блокировка разъединителя	ТС	Сигнал оперативной блокировки – блокирование разъединителя
20	Блокировка заземляющего разъединителя ЛЭП, соответствующей критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление	ТС	Сигнал оперативной блокировки – блокирование заземляющего разъединителя
21	Режим работы САУ УШР «Регулирование (стабилизация) напряжения»	ТС	1 – режим активен; 0 – режим не активен
22	Режим работы САУ УШР «Регулирование (стабилизация) реактивной мощности / тока»	ТС	1 – режим активен; 0 – режим не активен
23	Текущая уставка по напряжению в САУ УШР	ТИ	ТИ формируется САУ УШР и соответствует актуальной уставке по напряжению
24	Текущая уставка по реактивной мощности / току в САУ УШР	ТИ	ТИ формируется САУ УШР и соответствует актуальной уставке по реактивной мощности (току).
25	Текущая уставка статизма по напряжению	ТИ	ТИ формируется САУ УШР и соответствует актуальной уставке статизма по напряжению.

3.3.6. Параметры, передаваемые в ДЦ в случае организации передачи доаварийной телеинформации из ДЦ в устройства ПА, установленные на объектах электроэнергетики Заказчика, в соответствии с ГОСТ Р 72037-2025 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Организация передачи доаварийной телеметрической информации в устройства противоаварийной автоматики из диспетчерских центров субъекта

оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 28.04.2025 № 370-ст), в объеме, указанном в таблице 2.1 настоящих Технических требований:

Таблица 2.1

№ п/п	Параметр	Примечание
1	ТИ (ТС) недостоверен	<p>Формируется по каждому отдельному ТИ (ТС). ТС формируется устройством ПА при автоматической фиксации ТМИ как недостоверной по обоим каналам с учетом используемых в устройстве алгоритмов достоверизации результирующего значения ТИ/ТС. После формирования данного ТС устройство ПА функционирует в течение заданного времени с использованием последнего принятого достоверного значения.</p> <p>Формируется только в отношении ТИ (ТС), передающихся из ДЦ в устройства ПА</p>
2	ТС о неиспользовании в устройстве ПА ТМИ по причине ее недостоверности (обобщенный для устройства)	<p>Обобщенный сигнал для устройства ПА. ТС формируется устройством ПА по истечении выдержки времени запоминания последнего достоверного значения. При этом устройство ПА переходит на алгоритм с использованием заранее заданных значений или другой алгоритм, без использования недостоверной ТМИ, или блокируется.</p> <p>Формируется только в отношении ТИ (ТС), передающихся из ДЦ в устройства ПА</p>
3	ТС недостоверности адаптивной уставки	<p>ТС формируется устройством АРПМ по факту возникновения недостоверности адаптивной уставки при выполнении одного из следующих условий:</p> <ul style="list-style-type: none"> – полученная АРПМ адаптивная уставка выходит за границы заданных в АРПМ физических диапазонов; – неисправны каналы связи; – адаптивная уставка получена АРПМ с плохим кодом качества; – расхождение полученной АРПМ адаптивной уставки по основному и резервному каналам связи более заданной величины; – отсутствие получения АРПМ адаптивной уставки или отсутствие ее изменения в течении заданного времени; – полученная уставка АРПМ, сниженная на величину запаса, меньше фактического перетока в КС АРПМ. <p>Формируется от устройств АРПМ в случае передачи ДП СМЗУ из ДЦ</p>

№ п/п	Параметр	Примечание
4	ТС работы АРПМ в адаптивном режиме	ТС формируется устройством ПА при работе в адаптивном режиме. Формируется от устройств АРПМ в случае передачи ДП СМЗУ из ДЦ
5	ТС готовности АРПМ к работе в адаптивном режиме	ТС формируется устройством ПА при наличии следующих условий: – оперативном выборе на объекте электроэнергетики адаптивного режима работы; – наличии информационного обмена устройства АРПМ с ДЦ; – отсутствии ТС «Отсутствие расчета СМЗУ» и ТС «Перевод АРПМ на автономную уставку» из ДЦ. Формируется от устройств АРПМ в случае передачи ДП СМЗУ из ДЦ
6	ТС «Адаптивная уставка ниже факта по КС (ЛЭП)»	ТС формируется устройством АРПМ при получении ДП СМЗУ ниже величины перетока по контролируемому сечению (ЛЭП) с учетом запаса. Формируется от устройств АРПМ в случае передачи ДП СМЗУ из ДЦ
7	ТС «Автономная уставка ниже факта по КС (ЛЭП)»	ТС формируется устройством АРПМ при величине заранее заданной уставки по активной мощности для автономного режима работы АРПМ ниже величины перетока активной мощности по контролируемому сечению (ЛЭП) с учетом запаса. Формируется от устройств АРПМ в случае передачи ДП СМЗУ из ДЦ
8	ТС «Блокировка АРПМ»	ТС формируется устройством АРПМ при блокировке устройства при одновременном выполнении следующих условий: – значение автономной уставки по активной мощности меньше величины перетока по контролируемому сечению (ЛЭП) с учетом запаса; – значение адаптивной уставки или недостоверно или меньше величины перетока по контролируемому сечению (ЛЭП) с учетом запаса. ТС может сформироваться после перезагрузки или подачи питания на устройство АРПМ. Формируется от устройств АРПМ в случае передачи ДП СМЗУ из ДЦ
9	ТИ адаптивной уставки	ТИ формируется устройством АРПМ и соответствует актуальной достоверной адаптивной уставке. Формируется от устройств АРПМ в случае передачи ДП СМЗУ из ДЦ
10	ТИ автономной уставки	ТИ формируется устройством АРПМ и соответствует актуальной уставке для автономного режима. Формируется от устройств АРПМ в случае передачи ДП СМЗУ из ДЦ

3.4. Типовой состав дополнительной телеинформации, передаваемой в ДЦ с солнечной (ветровой) электростанции.³⁸

3.4.1. Дополнительно к требованиям пунктов 3.2, 3.3 настоящих Технических требований состав телеинформации, передаваемой в ДЦ с солнечных (СЭС) и ветровых (ВЭС) электростанций, должен включать в себя следующую информацию:

- суммарное значение перетока активной мощности по всем присоединениям 6-35 кВ СЭС/ВЭС (по границе балансовой принадлежности) для каждого распределительного устройства (РУ), к которому подключена СЭС/ВЭС;

- суммарная величина активной и реактивной мощности СЭС/ВЭС; в случае выдачи мощности СЭС/ВЭС на РУ разных объектов электроэнергетики – суммарная величина активной и реактивной мощности генерирующего оборудования СЭС/ВЭС, подключенного к РУ каждого объекта электроэнергетики;

- действующее значение одного междуфазного напряжения от ТН сборных шин 6-35 кВ СЭС/ВЭС;

- частота электрического тока от ТН сборных шин 6-35 кВ СЭС/ВЭС;

- доступная максимальная активная мощность СЭС/ВЭС при текущих параметрах (формируемая по данным АСУ ТП СЭС/ВЭС расчетная величина активной мощности готового к выработке электроэнергии оборудования электростанции, определяемая для текущего уровня инсоляции/скорости ветра);

- доступная максимальная активная мощность СЭС/ВЭС при номинальных параметрах (формируемая по данным АСУ ТП СЭС/ВЭС расчетная величина максимальной активной мощности готового к выработке электроэнергии оборудования электростанции, определяемая для уровня инсоляции/скорости ветра, обеспечивающего выдачу мощности СЭС/ВЭС в соответствии с паспортными характеристиками генерирующего оборудования);

- доступный диапазон регулирования реактивной мощности СЭС/ВЭС по данным АСУ ТП при текущей фактической активной мощности электростанции (разность максимальной суммарной доступной реактивной мощности СЭС/ВЭС при текущем значении активной мощности электростанции и реактивной мощности электростанции; разность минимальной суммарной доступной реактивной мощности электростанции при текущем значении активной мощности электростанции и реактивной мощности электростанции);

- суммарное значение активной мощности СЭС/ВЭС по каждой ГТП генерации (формируемое по данным АСУ ТП СЭС/ВЭС суммарное значение активной мощности генерирующего оборудования, входящего в отдельную ГТП);

- суммарное значение реактивной мощности СЭС/ВЭС по каждой ГТП генерации (формируемое по данным АСУ ТП СЭС/ВЭС суммарное значение реактивной мощности генерирующего оборудования, входящего в отдельную ГТП);

- уровень энергетической освещенности (инсоляции) на СЭС (дорасчетный параметр, формируемый в АСУ ТП СЭС путем получения среднеарифметического значения результатов измерений уровня инсоляции на каждой точке измерения, где расположены приборы для измерения уровня инсоляции (пиранометры);

- скорость ветра на ВЭС (дорасчетный параметр, формируемый в АСУ ТП ВЭС путем получения среднеарифметического значения результатов измерений скорости ветра на каждой ветроэнергетической установке (ВЭУ), которые должны выполняться приборами для измерения скорости и направления ветра

³⁸ Пункт 3.4 включается в раздел 3 настоящего приложения только в случае заключения договора с Заказчиком, владеющим СЭС или ВЭС.

(анемометрами), устанавливаемыми на гондолах ВЭУ;

– ТС положения коммутационных аппаратов (выключателей и разъединителей), объединяющих группу генерирующего оборудования СЭС/ВЭС;

– дополнительные параметры, обеспечивающие возможность реализации функций дистанционного управления активной и реактивной мощностью генерирующего оборудования СЭС/ВЭС из ДЦ, в объеме, указанном в таблице 3 настоящих Технических требований.

Таблица 3

№ п/п	Параметр		Примечание
1.	Текущая уставка ограничения по активной мощности (МВт)	ТИ	Передается величина уставки ограничения по активной мощности. Если режим ограничения активной мощности не задан – передается «0»
2.	Режим ограничения по активной мощности не более N МВт	ТС	1 – задано ограничение по активной мощности; 0 – режим не активен
3.	Режим разрешения выдачи активной мощности	ТС	1 – разрешена выдача активной мощности; 0 – запрещена выдача активной мощности
4.	Режим генерации активной мощности не более планового диспетчерского графика	ТС	1 – задан режим ограничения выдачи активной мощности; 0 – режим не активен
5.	Режим отключения объекта ДУ	ТС	1 – задан режим отключения объекта ДУ; 0 – режим не активен. В случае реализации команды «Отключить объект ДУ» в соответствии с ГОСТ Р 59949-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Дистанционное управление. Требования к управлению активной и реактивной мощностью генерирующего оборудования ветровых и солнечных электростанций» (утвержден приказом Росстандарта от 27.12.2021 № 1864-ст)
6.	Режим максимума выдачи реактивной мощности	ТС	1 – задан режим максимума выдачи реактивной мощности; 0 – режим не активен
7.	Режим максимума потребления реактивной мощности	ТС	1 – задан режим максимума потребления реактивной мощности; 0 – режим не активен
8.	Режим задания нулевой реактивной мощности	ТС	1 – задан режим нулевой реактивной мощности; 0 – режим не активен
9.	Режим установления напряжения на шинах «XXX» кВ – «XXX» кВ	ТС	1 – задан режим установления напряжения на шинах; 0 – режим не активен В случае реализации команды «Установить напряжение на шинах «XXX» кВ – «XXX» кВ»

№ п/п	Параметр		Примечание
10.	Текущая уставка по напряжению на шинах «XXX» кВ	ТИ	Передается величина уставки по напряжению на шинах «XXX» кВ. Если режим установления напряжения на шинах «XXX» кВ – «XXX» кВ не задан – передается «0»
11.	Режим отмены команд по реактивной мощности	ТС	1 – задан режим отмены команд по реактивной мощности; 0 – режим не активен
12.	Положение Ключа ДУ мощностью	ТС	Ключ ДУ активной и реактивной мощностью, имеющий следующие состояния: освобождено, АРМ, ДЦ, ЦУ (при наличии)

3.5. Типовой состав дополнительной телеинформации, передаваемой в ДЦ с малой ГЭС.³⁹

3.5.1. Дополнительно к требованиям пунктов 3.2, 3.3 настоящих Технических требований состав телеинформации, передаваемой в ДЦ с малой ГЭС, должен включать в себя следующую информацию:

- суммарное значение перетока активной мощности по всем присоединениям 6-35 кВ малой ГЭС (по границе балансовой принадлежности) для каждого распределительного устройства (РУ), к которому подключена малая ГЭС;

- действующее значение одного междуфазного напряжения от ТН сборных шин 6-35 кВ малой ГЭС;

- частота электрического тока от ТН сборных шин 6-35 кВ малой ГЭС;

- суммарная величина активной и реактивной мощности малой ГЭС; в случае выдачи мощности малой ГЭС на РУ разных объектов электроэнергетики – суммарная величина активной и реактивной мощности генерирующего оборудования малой ГЭС, подключенного к РУ каждого объекта электроэнергетики;

- доступная максимальная активная мощность генерирующего оборудования малых водоточных ГЭС при текущем напоре воды (формируемая по данным АСУ ТП величина активной мощности готового к выработке электроэнергии оборудования электростанции, определяемая для текущего напора воды);

- доступная максимальная активная мощность генерирующего оборудования малых водоточных ГЭС при номинальном напоре воды (формируемая по данным АСУ ТП величина активной мощности готового к выработке электроэнергии оборудования электростанции, определяемая для напора воды, обеспечивающего выдачу мощности электростанции в соответствии с паспортными характеристиками генерирующего оборудования);

- ТС положения коммутационных аппаратов (выключателей и разъединителей), объединяющих группу генераторов малых ГЭС мощностью менее 5 МВт.

- дополнительные параметры, обеспечивающие возможность реализации функций дистанционного управления активной и реактивной мощностью

³⁹ Пункт 3.5 включается в раздел 3 настоящего приложения только в случае заключения договора с Заказчиком, владеющим малой ГЭС (при отсутствии СЭС или ВЭС пункт включается в договор под номером 3.4).

генерирующего оборудования малой ГЭС из ДЦ, в объеме, указанном в таблице 4 настоящих Технических требований.

Таблица 4

№ п/п	Параметр		Примечание
1	Режим работы по плановому диспетчерскому графику	ТС	1 – задан режим работы по плановому диспетчерскому графику; 0 – режим не активен
2	Режим работы на N МВт выше планового диспетчерского графика	ТС	1 – задан режим работы на «N» МВт выше планового диспетчерского графика; 0 – режим не активен
3	Текущая уставка генерации на N МВт выше планового диспетчерского графика (МВт)	ТИ	Передается величина уставки генерации активной мощности выше планового диспетчерского графика. Если режим работы на N МВт выше планового диспетчерского графика не задан – передается «0»
4	Режим работы на N МВт ниже планового диспетчерского графика	ТС	1 – задан режим работы на N МВт ниже планового диспетчерского графика; 0 – режим не активен
5	Текущая уставка генерации на N МВт ниже планового диспетчерского графика (МВт)	ТИ	Передается величина уставки генерации активной мощности ниже планового диспетчерского графика. Если режим работы на N МВт ниже планового диспетчерского графика не задан – передается «0»
6	Режим генерации N МВт	ТС	1 – задан режим генерации N МВт; 0 – режим не активен
7	Текущая уставка генерации активной мощности (МВт)	ТИ	Передается величина уставки генерации активной мощности. Если режим генерации N МВт не задан – передается «0»
8	Режим максимума выдачи реактивной мощности	ТС	1 – задан режим максимума выдачи реактивной мощности; 0 – режим не активен
9	Режим минимума выдачи реактивной мощности	ТС	1 – задан режим минимума выдачи реактивной мощности; 0 – режим не активен
10	Режим установления напряжения на шинах «XXX» кВ - «XXX» кВ	ТС	1 – задан режим установления напряжения на шинах; 0 – режим не активен В случае реализации команды «Установить напряжение на шинах «XXX» кВ – «XXX» кВ»
11	Текущая уставка по напряжению на шинах «XXX» кВ	ТИ	Передается величина уставки по напряжению на шинах «XXX» кВ. Если режим установления напряжения на шинах «XXX» кВ – «XXX» кВ не задан – передается «0»
12	Режим максимума потребления реактивной мощности	ТС	1 – задан режим максимума потребления реактивной мощности; 0 – режим не активен

№ п/п	Параметр		Примечание
13	Режим отмены команд по реактивной мощности	ТС	1 – задан режим отмены команд по реактивной мощности; 0 – режим не активен
14	Положение Ключа ДУ мощностью	ТС	Ключ ДУ активной и реактивной мощностью, имеющий следующие состояния: освобождено, АРМ, ДЦ, ЦУ (при наличии)

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 – автономные РАС*) и функций, реализуемых в микропроцессорных терминалах РЗА или в составе АСУ ТП объектов электроэнергетики, а также с использованием устройств СМПР.

4.2. Применение на объектах электроэнергетики автономных РАС, запись, сбор, хранение и передача в ДЦ информации об аварийных событиях и процессах с использованием автономных РАС должны осуществляться в соответствии с Требованиями к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами РЗА, а также к принципам функционирования устройств и комплексов РЗА, утвержденными приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 101 (*далее – Требования к оснащению устройствами РЗА*), Требованиями к релейной защите и автоматике различных видов и ее функционированию в составе энергосистемы, утвержденными приказом Минэнерго России от 10.07.2020 № 546, Правилами предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденными приказом Минэнерго России от 20.12.2022 № 1340, и положениями ГОСТ Р 58601-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 15.10.2019 № 995-ст, с изменением № 1, утвержденным приказом Росстандарта от 23.12.2021 № 1839-ст) и ГОСТ Р 59550-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Сбор, хранение и передача в диспетчерские центры в автоматическом режиме файлов с данными регистрации аварийных событий. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 03.06.2021 № 504-ст).

4.3. При отсутствии регистрации аварийных событий и процессов (автономных РАС, микропроцессорных терминалов РЗА с функцией регистрации аварийных событий) информация об аварийных событиях и процессах должна представляться по запросу ДЦ в течение первого рабочего дня, следующего за днем запроса.

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

4.5. Применение на объектах электроэнергетики устройств и программно-технических комплексов СМПР, сбор и передача в ДЦ информации об аварийных событиях и процессах с использованием устройств и программно-технических

комплексов СМПР должны осуществляться в соответствии с Требованиями к оснащению устройствами РЗА и положениями ГОСТ Р 59364–2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Система мониторинга переходных режимов. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 14.04.2021 № 213-ст, с изменением № 1, утвержденным приказом Росстандарта от 25.10.2023 № 1227-ст).

4.6. 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 ДЦ информации для функционирования противоаварийной автоматики должны соблюдаться Требования к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики, утвержденные приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 97.

5.2. При передаче информации для функционирования противоаварийной автоматики дополнительно должны соблюдаться положения ГОСТ Р 55105-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 26.12.2019 № 1484-ст, с изменением №1, утвержденным приказом Росстандарта от 30.03.2026 № 291-ст).

Примечание:

1. В случае, если передаваемый в ДЦ с объектов электроэнергетики Заказчика объем АПТС не соответствует требованиям, указанным в п. 3.3.4 настоящих Технических требований, Заказчик обязан:

- обеспечить передачу с объектов электроэнергетики Заказчика в ДЦ существующего (передаваемого в ДЦ) объема АПТС;
- при наличии технической возможности организовать передачу в ДЦ недостающих параметров АПТС в рамках существующей СОТИАССО;
- при отсутствии технической возможности организации передачи АПТС в соответствии с требованиями п. 3.3.4 настоящих Технических требований обеспечить сбор и передачу в ДЦ всего объема АПТС при новом строительстве (реконструкции) объектов электроэнергетики Заказчика.

Приложение № 3
к Договору возмездного оказания услуг
по оперативно-диспетчерскому
управлению в электроэнергетике
от «__» _____ 20__ г. № _____

начало формы

Акт об оказании услуг

за __месяц__ 20__ г.

г. Москва

«__» _____ 20__ г.

Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы» (АО «СО ЕЭС»), именуемое в дальнейшем «Исполнитель», в лице _____, действующего на основании _____, с одной стороны, и _____, именуемое в дальнейшем «Заказчик», в лице _____, действующего на основании _____, с другой стороны, составили настоящий акт о следующем:

1. Исполнитель оказал Заказчику услугу по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике в части управления технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также обеспечения функционирования технологической инфраструктуры оптового рынка электрической энергии (мощности) и розничных рынков электрической энергии и осуществления проектирования развития электроэнергетических систем (далее – услуга) в соответствии с Договором возмездного оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике от «__» _____ 20__ г. № _____ (далее – Договор) в _____ в полном объеме в порядке и на условиях, предусмотренных

(указывается месяц и год)

Договором, на сумму _____ руб., в том числе НДС на сумму _____

(указывается сумма прописью)

_____ руб.

(указывается сумма прописью)

2. Заказчик принял оказанную услугу и претензий по оказанной услуге к Исполнителю не имеет.

3. Лица, подписавшие настоящий акт от имени Заказчика и Исполнителя, подтверждают свои полномочия при подписании акта и свидетельствуют, что каких-либо ограничений их полномочий на подписание подобного рода документов не установлено.

Исполнитель:

Заказчик:

_____/_____

_____/_____

конец формы

Приложение № 4
к Договору возмездного оказания услуг
по оперативно – диспетчерскому
управлению в электроэнергетике
от «___»_____ 20__ г. №_____

Перечень передаваемой Заказчиком в диспетчерские центры Исполнителя основной информации, необходимой для осуществления Исполнителем функций по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике

1. Информация в соответствии с установленным Правилами предоставления информации перечнем информации – в объеме, по формам, в сроки и порядке, предусмотренном указанными Правилами.

2. Телеинформация - в объеме и порядке, установленном Техническими требованиями по организации обмена информацией, необходимой для управления режимами ЕЭС России (Приложение № 2 к настоящему договору).

3. Информация, необходимая для формирования и корректировки диспетчерского графика работы электростанций:

3.1. Плановые почасовые графики нагрузки генерирующего оборудования и информацию об актуальных технических параметрах генерирующего оборудования, 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 Исполнителем осуществляется выбор состава включенного генерирующего оборудования и генерирующего оборудования, находящегося в резерве.

3.2. 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).

4. Информация о фактической выработке электрической энергии за прошедший месяц с указанием суммарных объемов электрической энергии, продаваемых Заказчиком на розничном рынке по договорам с гарантирующим поставщиком, договорам с иными покупателями (потребителями) электрической энергии – до 7-го числа следующего месяца.

5. Информация о фактической выработке, потреблении электрической энергии и ее поставке (продаже) на розничном рынке за прошедший календарный год (с детализацией по электростанциям Заказчика) с указанием суммарных объемов электрической энергии, вырабатываемых с использованием принадлежащей Заказчику электростанции и продаваемых Заказчиком 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 Заказчика – ежегодно до 20 января следующего года, а также по запросу ДЦ в течение 10 дней со дня получения запроса.

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

7. Данные АИИС КУЭ объектов электроэнергетики Заказчика – на сервер соответствующего ДЦ в формате и в сроки, согласованные Исполнителем, а также данные коммерческого учета электрической энергии за прошедший месяц до 7-го числа следующего месяца в согласованном с Исполнителем формате.

8. 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.

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

10. Другая информация, необходимая Исполнителю для планирования и управления режимами работы ЕЭС России и проектирования развития электроэнергетических систем, представляемая в соответствии с нормативными правовыми актами и по запросу ДЦ.

Приложение № 5
к Договору возмездного оказания услуг
по оперативно – диспетчерскому
управлению в электроэнергетике
от «___»_____ 20__ г. №_____

**Перечень электростанций Заказчика,
находящихся на территории операционных зон
диспетчерских центров Исполнителя**

1. Операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ (наименование):
 - 1.1. Операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» РДУ (наименование):
 - 1.1.1. _____ (наименование электростанции) (диспетчерское наименование – _____)⁴⁰.
 - 1.1.2.

⁴⁰ Если наименование электростанции в правоустанавливающих (договорных, бухгалтерских и др.) документах отличается от ее диспетчерского наименования, то наряду с наименованием такой электростанции дополнительно указывается ее диспетчерское наименование.

Приложение № 6
к Договору возмездного оказания услуг
по оперативно – диспетчерскому
управлению в электроэнергетике
от «___» _____ 20__ г. № _____

ФОРМА

СОГЛАСОВАНО

Заместитель генерального
директора Филиала
АО «СО ЕЭС» ОДУ _____
(наименование ОДУ)

(подпись) (Ф.И.О.)
«___» _____ 20__ г.

СОГЛАСОВАНО

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

(подпись) (Ф.И.О.)
«___» _____ 20__ г.

УТВЕРЖДАЮ

(должность руководителя от Заказчика)

(подпись) (Ф.И.О.)
«___» _____ 20__ г.

СОГЛАСОВАНО

(должность технического руководителя от Заказчика)

(подпись) (Ф.И.О.)
«___» _____ 20__ г.

ПРОГРАММА

**модернизации систем обмена технологической информацией объектов
электроэнергетики «_____» (наименование Заказчика)
с автоматизированной системой АО «СО ЕЭС»**

1. Организация передачи в Филиал АО «СО ЕЭС» (наименование РДУ) технологической информации с объектов электроэнергетики «(наименование Заказчика)» должна осуществляться в соответствии с Техническими требованиями по организации обмена информацией, необходимой для управления режимами ЕЭС России (Приложение № 2 к Договору возмездного оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике от _____ № _____, заключенному между АО «СО ЕЭС» и «(наименование Заказчика)»).

2. Перечень объектов электроэнергетики «(наименование Заказчика)», системы обмена технологической информацией которых с автоматизированной системой Системного оператора (далее – СОТИАССО) требуют модернизации (реконструкции), с указанием конкретных точек измерения и состава телеинформации, подлежащей передаче в диспетчерские центры АО «СО ЕЭС» после модернизации, приведен в таблице № 1.

Таблица № 1

**Перечень объектов электроэнергетики «(наименование Заказчика)»,
СОТИАССО которых подлежит модернизации (реконструкции)**

№ п/п	Диспетчерское наименование (сокращенное диспетчерское наименование) элемента схемы объекта электроэнергетики, на котором производятся измерения ТИ, ТС	Состав телеинформации		Примечание
		Необходимые ТИ, ТС	в т.ч. новые ТИ, ТС	
1	2	3	4	5

3. Сроки модернизации оборудования и организации цифровых каналов связи для отдачи диспетчерских команд и передачи телеинформации в филиалы АО «СО ЕЭС» с объектов электроэнергетики «(наименование Заказчика)» приведены в таблице № 2.

Таблица № 2

Сроки модернизации оборудования и организации цифровых каналов связи для отдачи диспетчерских команд и передачи телеинформации в филиалы АО «СО ЕЭС» с объектов электроэнергетики «(наименование Заказчика)»

№ п/п	Наименование объекта электроэнергетики	Срок организации основного канала	Срок организации резервного канала	Срок сдачи СОТИАССО в промышленную эксплуатацию	Направление обмена информацией
1	2	3	4	5	6

4. Основные организационно-технические мероприятия, необходимые для реализации модернизации (расширения) СОТИАССО объектов электроэнергетики «(наименование Заказчика)», организации цифровых каналов связи для отдачи диспетчерских команд и передачи телеинформации в соответствующие диспетчерские центры, а также требующие согласования и взаимодействия с филиалами АО «СО ЕЭС», приведены в таблице 3.

Основные организационно-технические мероприятия, необходимые для реализации модернизации (расширения) СОТИАССО объектов электроэнергетики «(наименование Заказчика)»

№ п/п	Выполняемые мероприятия	Дата начала выполнения мероприятия	Дата окончания выполнения мероприятия	Примечание
1	2	3	4	5
	Наименование объекта электроэнергетики Заказчика			
1.	Проведение анализа исходного состояния СОТИАССО (измерительного комплекса, систем управления, систем телемеханики, систем регистрации аварийных событий, имеющихся каналов связи для отдачи диспетчерских команд и передачи телеинформации в филиалы АО «СО ЕЭС»)			
2.	Разработка технического задания на модернизацию (расширение) СОТИАССО			
3.	Согласование с соответствующими филиалами АО «СО ЕЭС» РДУ и ОДУ технического задания на модернизацию (расширение) СОТИАССО			
4.	Разработка проекта модернизации (расширения) СОТИАССО			
5.	Согласование с соответствующими филиалами АО «СО ЕЭС» РДУ и ОДУ проекта модернизации (расширения) СОТИАССО			
6.	Приобретение необходимого для модернизации (расширения) СОТИАССО оборудования в соответствии с проектной документацией			
7.	Выполнение монтажных работ			
8.	Выполнение пусконаладочных работ			
9.	Разработка и согласование с соответствующими филиалами АО «СО ЕЭС» РДУ и ОДУ программы и методики комплексных испытаний СОТИАССО			
10.	Комплексные испытания СОТИАССО. Приемка СОТИАССО объекта электроэнергетики Заказчика в опытную эксплуатацию			

№ п/п	Выполняемые мероприятия	Дата начала выполнения мероприятия	Дата окончания выполнения мероприятия	Примечание
1	2	3	4	5
11.	Опытная эксплуатация СОТИАССО объекта электроэнергетики Заказчика			
12.	Приемка СОТИАССО объекта электроэнергетики Заказчика в промышленную эксплуатацию			
	<i>И т.д. по другим объектам электроэнергетики Заказчика</i>			