

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,

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.

Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы» (АО «СО ЕЭС»), именуемое в дальнейшем «Исполнитель», в лице 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 (мощности) и розничных рынков электрической энергии (*далее – услуга*) в порядке и на условиях, предусмотренных действующим законодательством и настоящим договором.

1.2. Заказчик оплачивает указанную в п. 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 управления 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

2. Общие положения.

2.1. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике осуществляется посредством централизованного круглосуточного и непрерывного управления взаимосвязанными технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, образующими в совокупности электроэнергетический режим Единой

¹ Настоящий пункт включается в договор в случае необходимости учета в договоре вопросов технологического взаимодействия между Исполнителем и Заказчиком в отношении принадлежащих Заказчику линий электропередачи, оборудования и устройств подстанций, относящихся к объектам диспетчеризации.

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 Исполнитель².

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 В случае если объект (объекты) электроэнергетики Заказчика, указанные в Приложении № 5 к настоящему договору, расположены на территории субъекта Российской Федерации, в котором создано представительство АО «СО ЕЭС», второй абзац п.2.2 договора необходимо изложить в следующей редакции:

«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 которых осуществляет Исполнитель, и представительства Исполнителя, созданные на территории соответствующих субъектов Российской Федерации.»

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 оперативного персонала, допущенного к производству переключений (в том числе лиц из числа административно-технического и ремонтного персонала, наделенных правами оперативного персонала), лиц, допущенных к ведению оперативных переговоров, лиц из числа административно-технического персонала, имеющих право подачи и согласования диспетчерских заявок отдельно по каждому объекту электроэнергетики Заказчика, в состав которого входят объекты диспетчеризации, и уведомлять Исполнителя о внесенных в них изменениях не позднее, чем за один рабочий день до ввода в действие таких изменений.

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 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 2.5 и 2.6 настоящего договора, руководствуются национальными стандартами, приведенными в Приложении № 1 к настоящему договору.

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. 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. Объем, структура, параметры и порядок дистанционного управления, осуществляемого из диспетчерских центров Исполнителя, определяются по согласованию между Исполнителем и Заказчиком.

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 пунктах 6.10, 6.11 Приложения № 1 к настоящему договору. Порядок и профиль такого информационного обмена определяются по согласованию между Сторонами.

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).

3.1.2. 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 электрической энергии и участие в процессе формирования резерва производственных энергетических мощностей.

3.1.4. Разработку и представление в уполномоченный федеральный орган исполнительной власти совместно с организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью мероприятий, технологических схем и программ развития ЕЭС России и участие в их реализации.

3.1.5. Участие в разработке генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики.

3.1.6. Участие в разработке схем и программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации.

3.1.7. 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*).

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

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

3.1.10. Регулирование частоты электрического тока (*далее – частота*), обеспечение функционирования системы автоматического регулирования частоты и мощности, режимной и противоаварийной автоматики, в том числе определение

принципов функционирования, параметров настройки, факторов запуска, объемов управляющих воздействий, места установки и объектов воздействия противоаварийной и режимной автоматики.

3.1.11. Организацию и управление режимами параллельной работы ЕЭС России и электроэнергетических систем иностранных государств, в том числе куплю-продажу электрической энергии (мощности) в целях технологического обеспечения совместной работы российской электроэнергетической системы и электроэнергетических систем иностранных государств в порядке, установленном правилами оптового рынка электрической энергии (мощности) (*далее – оптовый рынок*).

3.1.12. Участие в формировании и выдаче при технологическом присоединении объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии к единой национальной (общероссийской) электрической сети и к территориальным распределительным сетям технологических требований, обеспечивающих их работу в составе ЕЭС России.

3.1.13. 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.

3.1.14. Участие в расследовании причин аварий в электроэнергетике.

3.1.15. Обеспечение функционирования технологической инфраструктуры оптового рынка 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.

3.1.16. Рассмотрение инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, в уставных капиталах которых участвует государство, и сетевых организаций, а также подготовку замечаний и предложений к инвестиционным программам и их направление в уполномоченный федеральный орган исполнительной власти и органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации.

3.1.17. Осуществление контроля за своевременной и надлежащей реализацией инвестиционных программ генерирующих компаний, сформированных по результатам торговли мощностью.

3.1.18. Разработку и представление в уполномоченные органы исполнительной власти и соответствующие сетевые организации предложений по включению в инвестиционные программы сетевых организаций объектов электросетевого хозяйства, обеспечивающих выдачу и передачу на дальние расстояния мощности новых объектов по производству электрической энергии, определенных по результатам отбора мощности на конкурентной основе.

3.2. Указанный в п. 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.

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 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, о результатах рассмотрения Исполнителем заявлений Заказчика на вывод объектов диспетчеризации из эксплуатации - в порядке и сроки, установленные Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 26.07.2007 № 484, и документами, указанными в пунктах 2.6, 2.7 Приложения № 1 к настоящему договору;

- имеющуюся у Исполнителя информацию о результатах расследования причин аварий на объектах электроэнергетики, принадлежащих другим лицам, расположенных на территории операционных зон соответствующих диспетчерских центров Исполнителя, которые привели к повреждению оборудования или отключению объектов электроэнергетики Заказчика, – по запросу Заказчика в течение 5 (пяти) рабочих дней со дня получения запроса;

- 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), 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 п. 4.1.34 настоящего договора документы либо направить Заказчику мотивированный отказ от их согласования (предложения по корректировке) в следующие сроки³:

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

- схему выдачи мощности и 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 (в случае одностадийного проектирования создания (модернизации) РЗА (при отсутствии этапа разработки проектной документации) – техническое задание на разработку рабочей документации), проектную и рабочую документацию на создание (модернизацию) РЗА, СДТУ – в течение 10 (десяти) и 20 (двадцати) рабочих дней соответственно.

Течение указанных сроков начинается со дня, следующего за днем получения Исполнителем соответствующего документа в полном объеме, необходимом для рассмотрения Исполнителем. Указанные сроки могут быть увеличены по

³ В случае если Заказчик владеет на праве собственности или ином законном основании объектами электросетевого хозяйства высшим классом напряжения 110 кВ и выше, п. 3.3.6 договора необходимо дополнить после абзаца третьего новым абзацем следующего содержания:

«← 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;»

инициативе Исполнителя соответственно на 5 (20) рабочих дней. Исполнитель обязан уведомить Заказчика о необходимости увеличения сроков рассмотрения соответствующего документа в письменной форме с указанием причины продления сроков.

При отсутствии в составе проектной или рабочей документации на создание (модернизацию) РЗА материалов, позволяющих выполнить ее полноценный анализ и рассмотрение, Исполнитель вправе отказать в рассмотрении такой документации, направив Заказчику письменное уведомление с указанием недостающих материалов.

Рабочая документация на создание (модернизацию) РЗА, должна быть согласована не позднее чем за 1 (один) месяц до ввода в работу объекта электроэнергетики (нового (реконструированного) энергетического или электротехнического оборудования и/или комплекса и устройства РЗА) или в иной согласованный Сторонами срок в зависимости от сложности вводимого объекта при условии ее предоставления Исполнителю в установленные п. 4.1.34 настоящего договора сроки.

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

3.3.8. При предотвращении развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистемы и технологических нарушений в работе объектов электроэнергетики Заказчика, в состав которых входят объекты диспетчеризации, обеспечивать принятие действий и мер в соответствии с ПТФ, Правилами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 854, 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 п.2.4 Приложения № 1 к настоящему договору.

3.3.9. При организации и выполнении переключений в электроустановках руководствоваться Правилами переключений в электроустановках, утвержденными приказом Минэнерго России от 13.09.2018 № 757, и инструкциями, указанными в п.2.8 Приложения № 1 к настоящему договору.

3.3.10. 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.

3.3.11. 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 (п. 2.12 приложения № 1 к договору).

3.3.12. 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).

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*)⁴, 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

⁴ Требование распространяется на электростанции установленной мощностью 500 МВт и более при величине установленной мощности турбоагрегата (гидроагрегата) 150 (100) МВт и более.

условий Заказчиком и сетевой организацией, осмотре (обследовании) присоединяемых объектов должностным лицом органа Ростехнадзора. 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. Участвовать в расследовании причин аварий на объектах электроэнергетики Заказчика в составе комиссий, созданных уполномоченным федеральным органом исполнительной власти или Заказчиком, в соответствии с Правилами расследования причин аварий в электроэнергетике, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 28.10.2009 № 846 (далее – Правила расследования аварий).

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:

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 Заказчик. 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.⁵

4.1.5. Обеспечить соблюдение оперативным персоналом Заказчика оперативной дисциплины, не допуская действий, способных привести к

⁵ При заключении договора в отношении солнечных электростанций 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.»

возникновению недопустимых режимов, 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 п. 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 действующим законодательством, иными нормативными правовыми актами, утвержденными в соответствии с ними документами Исполнителя и настоящим договором (в том числе Приложением № 6 к нему), для планирования развития ЕЭС России, планирования электроэнергетических режимов, управления электроэнергетическим режимом работы энергосистемы, настройки комплексов и устройств РЗА, корректировки расчетных моделей, 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 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 п. 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.

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 систем обмена технологической информацией объектов электроэнергетики Заказчика с автоматизированной системой Системного оператора (*далее – СОТИАССО*), систем мониторинга работы системных регуляторов, автоматизированной информационно – измерительной системы коммерческого учёта 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 (или актом приемки СОТИАССО в промышленную эксплуатацию), составленным по установленной Исполнителем форме. 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.

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 п. 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 оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России (Приложение № 9 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) и 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, 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.

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

4.1.14.6. Обеспечивать учет информации, полученной в соответствии с абз.4 п.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 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 № 98⁶.

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 действующих 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 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

⁶ Пункт 4.1.14.7 не включается в договор в случае его заключения с субъектом электроэнергетики, владеющим на праве собственности или ином законном основании только солнечной (ветровой) электростанцией.

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 объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 26.07.2007 № 484, и в установленном Исполнителем порядке (п. 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 Требованиями к графическому исполнению схем разрабатывать (актуализировать) и представлять на согласование в соответствующие диспетчерские центры Исполнителя 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 установленном ими формате в течение 10 рабочих дней со дня проведения соответствующего замера.

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

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

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 оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 854, и документа, указанного в п. 2.7 приложения № 1 к договору.

4.1.29. Выполнять переключения в электроустановках объектов электроэнергетики Заказчика в соответствии с Правилами переключений в электроустановках, утвержденными приказом Минэнерго России от 13.09.2018 № 757, 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 энергосистемы на работу в вынужденном режиме и условиями работы в вынужденном режиме, утвержденными приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 99.

4.1.32. Участвовать 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. В отношении электростанций установленной генерирующей мощностью 5 МВт и более наряду с указанной информацией ежегодно до 1 июля предоставлять в диспетчерские центры Исполнителя информацию о планах по строительству,

реконструкции, вводу в эксплуатацию, выводу из эксплуатации объектов по производству электрической энергии (мощности) на предстоящие 7 лет.

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 документы⁸:

- техническое задание на разработку схемы выдачи мощности и схему выдачи мощности объектов по производству электрической энергии установленной генерирующей мощностью более 5 МВт;

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

- изменения, вносимые в вышеуказанные документы.

При этом рабочая документация на создание (модернизацию) РЗА, должна быть предоставлена Заказчиком на рассмотрение и согласование Исполнителю не менее чем за 6 месяцев до ввода в работу объекта электроэнергетики (нового (реконструированного) энергетического или электротехнического оборудования и/или комплексов и устройств РЗА) или в иной заблаговременно согласованный с Исполнителем срок в зависимости от сложности вводимого объекта, но не позднее чем за 2 (два) месяца до ввода в работу объекта электроэнергетики (соответствующего оборудования и/или комплексов и устройств РЗА).

4.1.35. 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.

4.1.36. 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.

4.1.37. При вводе построенных (реконструированных) 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 и нормативных правовых актов Минэнерго России, утверждаемых в соответствии с ПТФ, в том числе:

⁸ В случае если Заказчик владеет на праве собственности или ином законном основании объектами электросетевого хозяйства высшим классом напряжения 110 кВ и выше, п. 4.1.34 договора необходимо дополнить после абзаца третьего новым абзацем следующего содержания:

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

4.1.37.1. Не менее чем за 6 (шесть) месяцев до ввода в работу объекта электроэнергетики (оборудования, устройства) или в иной заблаговременно согласованный с Исполнителем срок в зависимости от сложности вводимого объекта (но не позднее чем за 2 (два) месяца до ввода в работу нового (реконструированного) энергетического или электротехнического оборудования и/или комплексов и устройств РЗА) предоставить в диспетчерские центры Исполнителя:

- информацию о технических параметрах, характеристиках и паспортных данных оборудования и устройств объекта электроэнергетики, сроках ввода его (их) в эксплуатацию и иную информацию, необходимую для расчетов электрических режимов сети, расчетов устойчивости, токов короткого замыкания, подготовки инструктивно-технической и оперативной документации по оборудованию и устройствам, относящимся к объектам диспетчеризации, – в соответствии с требованиями ПТФ и нормативными правовыми актами Минэнерго России;

- документы и информацию, необходимую для выполнения расчетов и выбора параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования устройств РЗА – в соответствии с Правилами взаимодействия при настройке устройств РЗА.

4.1.37.2. Не менее чем за 3 (три) месяца до пробного пуска генерирующего оборудования (постановки под напряжение электросетевого оборудования объекта электроэнергетики) разработать и представить на согласование Исполнителю проект нормальной схемы электрических соединений объекта электроэнергетики (в случае поэтапного ввода объекта в эксплуатацию – временной (пусковой) нормальной схемы электрических соединений). Утвержденная Заказчиком нормальная (временная нормальная) схема электрических соединений объекта электроэнергетики должна быть передана Исполнителю не позднее чем за 2 (два) месяца до планируемого пробного пуска генерирующего оборудования (постановки под напряжение электросетевого оборудования объекта электроэнергетики).

4.1.37.3. Обеспечить настройку вновь вводимых (модернизированных) устройств РЗА на объектах электроэнергетики Заказчика в соответствии с Правилами взаимодействия при настройке устройств РЗА.

4.1.37.4. 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.

4.1.37.5. Обеспечить проведение с участием представителей Исполнителя проверки выполнения технических решений, предусмотренных техническими условиями на технологическое присоединение к электрическим сетям (далее – ТУ), проектной и рабочей документацией. До подачи соответствующей диспетчерской заявки обеспечить предоставление Исполнителю копии разрешения органа Ростехнадзора на допуск соответствующих электроустановок в эксплуатацию, а также одного из следующих документов, оформленных по результатам вышеуказанной проверки выполнения технических решений:

- акта о выполнении ТУ (этапа ТУ), согласованного Исполнителем и утвержденного сетевой организацией, - в случае технологического присоединения объекта электроэнергетики Заказчика к электрическим сетям;

- справки о выполнении основных технических решений, оформленной Заказчиком и согласованной Исполнителем, - в случае проверки выполнения технических решений по реконструкции, модернизации объекта электроэнергетики

за рамками процедуры технологического присоединения;

- уведомления о возможности включения оборудования по режиму работы энергосистемы, подписанного Исполнителем, - в случае, если Заказчиком инициировано включение в работу в составе энергосистемы электротехнического оборудования объекта электроэнергетики, мероприятия по монтажу и вводу в эксплуатацию которого не выделены в отдельный этап реализации проекта или этап технологического присоединения.

4.1.37.6. В течение 10 дней со дня окончания испытаний (за исключением комплексных испытаний генерирующего оборудования) предоставить Исполнителю информацию о результатах проведенных испытаний, включая скорректированные технические характеристики оборудования и устройств объекта электроэнергетики Заказчика.

4.1.37.7. 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 и определения общесистемных технических параметров и характеристик генерирующего оборудования, утвержденными приказом Минэнерго России от 11.02.2019 № 90.

4.1.37.8. 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.

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

4.1.38. 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.

4.1.39. Осуществлять мониторинг параметров газоснабжения электростанций, на которых вводятся графики перевода на резервные виды топлива при похолоданиях или ограничения снабжения газом в случае нарушения технологического режима работы газотранспортной системы при авариях. Предоставлять в диспетчерские центры Исполнителя по их запросам информацию о допустимом минимальном и максимальном давлении газа перед газораспределительными пунктами, а также ежедневно информацию о

фактическом минимальном давлении газа за прошедшие сутки.⁹

4.1.40. Участвовать в порядке, установленном Правилами расследования аварий, в расследовании причин аварий в электроэнергетике в составе комиссий, созданных уполномоченным федеральным органом исполнительной власти. Обеспечивать расследование аварий в работе объектов электроэнергетики Заказчика, установление причин которых отнесено Правилами расследования аварий к полномочиям Заказчика; оформлять результаты расследования причин аварий на объектах электроэнергетики Заказчика с использованием АРМ «База аварийности» и в трехдневный срок после окончания расследования представлять оформленные акты в единый специализированный программный комплекс учета и анализа аварийности в электроэнергетике Российской Федерации, поддерживаемый Исполнителем. Обеспечивать выполнение мероприятий, предусмотренных актами расследования аварий.

4.1.41. 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.

4.1.42. 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 органов 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).

4.1.43. 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.

4.1.44. 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 факсом платежного поручения об оплате с отметкой банка о принятии к исполнению.

⁹ Требование распространяется на электростанции, использующие газ в качестве основного или резервного топлива.

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. Участвовать в порядке, установленном Правилами расследования аварий, в расследовании причин аварий на объектах электроэнергетики Заказчика в составе комиссий, созданных уполномоченным федеральным органом исполнительной власти.

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 рынка электрической энергии (мощности) и розничных рынков электрической энергии;

- величины установленной генерирующей мощности (МВт) электростанций (электростанции), принадлежащих Заказчику на праве собственности или ином законном основании, определяемой в соответствии с п. 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.

5.4. Изменение эксплуатационного состояния электростанции Заказчика (вывод электростанции, энергоблока или энергетического оборудования электростанции в ремонт, нахождение их в резерве или консервации на срок менее одного года, а также ввод электростанции, энергоблока или энергетического оборудования электростанции в работу из ремонта, резерва или после консервации на срок менее одного года) основанием для изменения величины установленной генерирующей мощности электростанций Заказчика, используемой для расчета стоимости услуги по настоящему договору, не является.

5.5. Величина установленной генерирующей мощности электростанций Заказчика по состоянию на дату заключения настоящего договора, определенная на основании данных Реестра, дополнительно фиксируется Сторонами в акте об установленной генерирующей мощности электростанций Заказчика, находящихся на территории операционных зон диспетчерских центров Исполнителя (*далее – Акт*), составленном по указанной в Приложении № 4 к настоящему договору форме.

При изменении перечня или величины установленной генерирующей мощности электростанций Заказчика в соответствии с п. 5.3 настоящего договора Акт подлежит переоформлению. При этом стоимость услуги (размер оплаты) по настоящему договору определяется исходя из величины установленной генерирующей мощности электростанций Заказчика, указанной в Реестре, независимо от даты согласования (переоформления) Акта Сторонами.

Заказчик обязан рассмотреть и подписать полученный от Исполнителя Акт в течение 15 (пятнадцати) календарных дней со дня его получения либо, в случае несогласия с Актом, в тот же срок направить Исполнителю письменный мотивированный отказ от подписания Акта с приложением обосновывающих позицию Заказчика документов. До урегулирования Сторонами разногласий по Акту расчеты за услугу, оказываемую по настоящему договору, осуществляются по данным, содержащимся в Реестре.

5.6. 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.

5.7. Оплата услуги, оказываемой Исполнителем в расчетном периоде, осуществляется Заказчиком в порядке предварительной оплаты.

Заказчик обязан оплатить услугу в размере, определенном в соответствии с пунктами 5.2 – 5.6 настоящего договора, путем перечисления денежных средств на расчетный счет Исполнителя в полном объеме в срок до 1-го числа месяца, следующего за расчетным периодом. Днем оплаты считается день поступления денежных средств на расчетный счет Исполнителя.

5.8. По окончании расчетного периода Заказчик и Исполнитель обязаны подписать Акт об оказании услуг по форме согласно Приложению № 3 к настоящему договору.

Акт об оказании услуг составляется Исполнителем в двух экземплярах и направляется для подписания Заказчику. 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 втором настоящего пункта срок услуга считается оказанной в расчетном периоде надлежащим образом и принятой Заказчиком в полном объеме.

5.9. По окончании расчетного периода Исполнитель направляет Заказчику счет-фактуру в сроки, предусмотренные действующим законодательством Российской Федерации.

5.10. Исполнитель и Заказчик услуг 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 погашается пеня, рассчитанная в соответствии с п. 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 п. 5.7 настоящего договора, Заказчик обязуется уплатить Исполнителю пению в размере 1/130 ключевой ставки Центрального банка Российской Федерации, действующей в соответствующий период, за каждый день просрочки. Пеня начисляется на неуплаченную в срок сумму с 1-ого числа месяца, следующего за расчетным периодом.

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 п. 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 будут приняты нормативные правовые акты, устанавливающие обязательные для Сторон правила, иные, чем предусмотрены настоящим договором, Стороны обязаны привести настоящий договор в соответствие с вновь принятыми нормативными правовыми актами.

Отказ от внесения изменений в настоящий договор в целях приведения его в соответствие с вновь принятыми нормативными правовыми актами, 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 в соответствие с вновь принятыми нормативными правовыми актами, устанавливающими обязательные для Сторон правила, условия настоящего договора применяются к отношениям Сторон в части, не противоречащей указанным актам, начиная с момента вступления соответствующих актов в силу.

8.3. При переходе права собственности или иного права на объекты электроэнергетики и (или) расположенные на них объекты 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 10 дней письменно уведомить Исполнителя о предстоящем переходе права собственности или иного права на указанные объекты;
- уведомить приобретателя о наличии обязательств по настоящему договору.

Копия акта приема-передачи объектов электроэнергетики или их части в 10-тидневный срок с момента подписания акта направляется Заказчиком Исполнителю.

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 или разделительным балансом,

утвержденным уполномоченным органом управления Заказчика, с момента завершения реорганизации.

8.4. При планируемом изменении юридического лица, осуществляющего эксплуатационное (в том числе оперативное) обслуживание объекта электроэнергетики Заказчика, в состав которого входят объекты диспетчеризации, Заказчик обязан не менее чем за 2 (два) месяца до передачи функций по эксплуатационному обслуживанию другому лицу письменно уведомить об этом Исполнителя.

Заказчик обязан предоставить Исполнителю копию договора и (или) иного документа, определяющего распределение функций, прав, обязанностей по эксплуатационному обслуживанию соответствующего оборудования и устройств объекта электроэнергетики между Заказчиком и таким лицом и порядок взаимодействия между ними по вопросам, урегулированным настоящим договором.

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 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

¹⁰ В случае если электростанция, указанная в Приложении № 5 к настоящему договору, принадлежит Заказчику на ином, чем право собственности, законном основании, установленном договором аренды или иным подобным договором, условия раздела 10 договора необходимо изложить в следующей редакции:

«10.1. Настоящий договор вступает в силу с момента его заключения Сторонами и действует с учетом положений пункта 10.4 настоящего договора до окончания у Заказчика права владения и пользования (аренды) в отношении объекта электроэнергетики, указанного в Приложении № 5 к настоящему договору (входящих в его состав зданий, сооружений и оборудования), возникшего на основании договора аренды от _____ № _____, заключенного между Заказчиком (арендатор) и _____ (арендодатель) (далее – Договор аренды), или иных гражданско-правовых договоров, по которым Заказчику передано право владения и пользования указанным объектом электроэнергетики (входящими в его состав зданиями, сооружениями и оборудованием).

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

10.1. Настоящий договор вступает в силу с момента его заключения Сторонами и 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.

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 и применяются на безвозмездной основе до момента заключения Сторонами соглашения о технологическом взаимодействии в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России.

11. Заключительные положения.

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

10.3. Заказчик обязан в письменной форме уведомить Исполнителя в 10-дневный срок со дня подписания соответствующих документов с приложением их копий:

- о прекращении аренды или иного основания владения и пользования объектом электроэнергетики, указанным в Приложении № 5 к настоящему договору, или входящими в его состав зданиями, сооружениями и оборудованием;
- о подписании акта приема-передачи (возврата) имущества от Заказчика арендодателю по Договору аренды, либо иному лицу по договору, в соответствии с которым к Заказчику перешли права владения и пользования данным объектом;
- о заключении в отношении объекта электроэнергетики, указанного в Приложении № 5 к настоящему договору, или входящих в его состав зданий, сооружений и оборудования договора аренды или иного договора, в соответствии с которым к Заказчику переходят права владения и пользования данным объектом (входящими в его состав зданиями, сооружениями, оборудованием).

10.4. 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 и применяются на безвозмездной основе до момента заключения Сторонами соглашения о технологическом взаимодействии в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России.»

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 является дата наступления более позднего из следующих событий:

- ввод вышеуказанной электрической станции 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;
- выполнение технических условий на технологическое присоединение электростанции к электрическим сетям, подтвержденное актом о выполнении технических условий, утвержденным сетевой организацией и согласованным Исполнителем.»

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 двух экземплярах, имеющих одинаковую юридическую силу, по одному для каждой из Сторон.

11.4. Лица, подписавшие настоящий договор от имени Сторон, подтверждают свои полномочия на подписание договора, включая все приложения к нему, а также свидетельствует 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. Форма акта об установленной генерирующей мощности электростанций Заказчика, находящихся на территории операционных зон диспетчерских центров Исполнителя.

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

12.6. Приложение № 6. Перечень основной информации, передаваемой Заказчиком в диспетчерские центры Исполнителя для планирования и управления режимами работы ЕЭС России.

12.7. Приложение № 7. 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»

Место нахождения: 109074, г. Москва,

Китайгородский пр-д, д.7, стр.3.

ИНН/КПП 7705454461/775050001

расчетный счет 40702810000005292190

банк АО АКБ «ЕВРОФИНАНС

МОСНАРБАНК»

г. Москва, к/с 30101810900000000204

БИК 044525204

Заказчик:

Заместитель
Председателя Правления

_____ С.А. Павлушко

_____ / _____

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) и Заказчика (филиала Заказчика) при осуществлении функций оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России.

1.2. Положение о взаимоотношениях филиала АО «СО ЕЭС» (ОДУ, РДУ), представительства АО «СО ЕЭС» в _____ (*название субъекта Российской Федерации, на территории которого создано представительство*), и Заказчика при осуществлении функций оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России и оперативного обслуживания объектов электроэнергетики.¹¹

1.3. Регламент взаимодействия филиала АО «СО ЕЭС» (ОДУ, РДУ) и Заказчика (филиала Заказчика) при эксплуатации 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

¹¹ Указанное положение разрабатывается и утверждается в случае, если на территории субъекта Российской Федерации, в пределах которого расположены объекты электроэнергетики Заказчика, создано представительство Исполнителя. В указанном случае в отношении таких объектов электроэнергетики разработка и утверждение между соответствующими филиалами Заказчика и Исполнителя отдельного положения о взаимоотношениях, указанного в п. 1.1 раздела 1 настоящего приложения, не требуется.

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. Положение о порядке вывода из эксплуатации объектов электроэнергетики.

2.11. 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.

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

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

2.14. Инструкция по предупреждению возникновения гололеда и осуществлению плавки гололеда на проводах и грозозащитных тросах линий электропередачи¹².

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.

3.6. Программы плавки гололеда на проводах и грозозащитных тросах

¹² Пункт 2.14. включается в раздел 2 настоящего приложения только в случае наличия у Заказчика на праве собственности или ином законном основании воздушной линии электропередачи (воздушного участка кабельно-воздушной линии электропередачи), относящейся к объектам диспетчеризации, и (или) в случае если оборудование объекта электроэнергетики Заказчика задействовано в схеме плавки гололеда на линиях электропередачи, относящихся к объектам диспетчеризации.

линий электропередачи, относящихся к объектам диспетчеризации¹³.

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

5.2. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.160.20.004-2019 «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).¹⁴

5.3. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.008-2015 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Автоматика ликвидации асинхронного режима. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 24.12.2015 № 418, с изменениями, утвержденными приказами АО «СО ЕЭС» от 30.03.2018 № 75, от 18.03.2019 № 74).

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

5.5. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.008-2016 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики разгрузки при коротких замыканиях. Устройства фиксации тяжести короткого замыкания. Нормы и требования»

¹³ Пункты 3.5, 3.6 включаются в раздел 2 настоящего приложения только в случае наличия у Заказчика на праве собственности или ином законном основании воздушной линии электропередачи (воздушного участка кабельно-воздушной линии электропередачи), относящейся к объектам диспетчеризации, на которой предусмотрена плавка гололеда.

¹⁴ Пункт 5.2 не включается в раздел 5 настоящего приложения в случае заключения договора с субъектом электроэнергетики, владеющим на праве собственности или ином законном основании только солнечной (ветровой) электростанцией.

(утвержден и введен в действие приказом АО «СО ЕЭС» от 13.04.2017 № 104).¹⁵

5.6. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.011-2016 «Релейная защита и автоматика. Устройства синхронизированных векторных измерений. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом АО «СО ЕЭС» от 20.03.2017 № 75).¹⁶

5.7. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.002-2017 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики разгрузки при перегрузке по мощности. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом АО «СО ЕЭС» от 31.03.2017 № 89).¹⁷

5.8. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.003-2017 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики ограничения повышения частоты. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом АО «СО ЕЭС» от 06.04.2017 № 94).¹⁸

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

5.10. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.003-2018 «Релейная защита и автоматика. Концентраторы синхронизированных векторных данных. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом АО «СО ЕЭС» от 09.04.2018 № 84).¹⁹

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

5.12. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.008-2018 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства фиксации отключения и фиксации состояния линий электропередачи, электросетевого и генерирующего оборудования. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом АО «СО ЕЭС» от 29.12.2018

¹⁵ Пункт 5.5 включается в раздел 5 настоящего приложения в случае заключения договора с субъектом электроэнергетики, владеющим на праве собственности или ином законном основании электростанцией установленной генерирующей мощностью 100 МВт или более.

¹⁶ Пункт 5.6 включается в раздел 5 настоящего приложения в случае заключения договора с субъектом электроэнергетики, владеющим на праве собственности или ином законном основании электростанцией установленной генерирующей мощностью 500 МВт или более или имеющей распределительное устройство классом напряжения 220 кВ и выше

¹⁷ Пункт 5.7 включается в раздел 5 настоящего приложения в случае заключения договора с субъектом электроэнергетики, владеющим на праве собственности или ином законном основании электростанцией установленной генерирующей мощностью 100 МВт или более.

¹⁸ Пункт 5.8 включается в раздел 5 настоящего приложения в случае заключения договора с субъектом электроэнергетики, владеющим на праве собственности или ином законном основании электростанцией установленной генерирующей мощностью 100 МВт или более.

¹⁹ Пункт 5.10 включается в раздел 5 настоящего приложения в случае заключения договора с субъектом электроэнергетики, владеющим на праве собственности или ином законном основании электростанцией установленной генерирующей мощностью 500 МВт или более или имеющей распределительное устройство классом напряжения 220 кВ и выше.

№ 323).

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

5.14. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.001-2020 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом АО «СО ЕЭС» от 27.02.2020 № 43).²⁰

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

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

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

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

6.4. ГОСТ Р 57114-2016 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения» (утвержден приказом Росстандарта от 04.10.2016 № 1302-ст).

6.5. ГОСТ Р 57382-2017 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Стандартный ряд номинальных и наибольших рабочих напряжений» (утвержден приказом Росстандарта от 16.01.2017 № 12-ст).

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

6.7. ГОСТ Р 55105-2019 «Единая энергетическая система и изолированно

²⁰ Пункт 5.14 включается в раздел 5 настоящего приложения в случае заключения договора с субъектом электроэнергетики, владеющим на праве собственности или ином законном основании электростанцией, имеющей распределительное устройство классом напряжения 220 кВ и выше.

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).

6.8. 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).

6.9. 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).

6.10. 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).

6.11. 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).

6.12. 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).²¹

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 5 настоящего приложения документов при разработке документации для оперативного персонала объектов электроэнергетики Заказчика ссылки на указанные документы Исполнителя являются обязательными.

3. Стандарты, указанные в разделе 5 настоящего приложения, размещаются на сайте Исполнителя в сети Интернет. Заказчик присоединяется к указанным стандартам путем заключения настоящего договора, а в дальнейшем (при внесении изменений в раздел 5 настоящего приложения или указанные в нем стандарты) - путем заключения соответствующего дополнительного соглашения к настоящему договору.

4. Национальные стандарты, указанные в разделе 6 настоящего приложения, размещаются на сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарта) в сети Интернет. Заказчик присоединяется к указанным стандартам путем заключения настоящего договора, а в дальнейшем (при внесении изменений в раздел 6 настоящего приложения или указанные в нем стандарты) - путем заключения соответствующего дополнительного соглашения к настоящему договору.

5. Документ, указанный в п. 2.3 настоящего приложения, направляется Заказчику

²¹ Пункт 6.12 включается в раздел 6 настоящего приложения в случае заключения договора с субъектом электроэнергетики, владеющим на праве собственности или ином законном основании ветровой электростанцией.

(соответствующим филиалам Заказчика) только в части отдельных приложений, информации, относящихся к его объектам электроэнергетики, в составе и объеме, определенном диспетчерскими центрами Исполнителя.

6. При применении стандартов Исполнителя, указанных в разделе 5 настоящего приложения, в том числе при определении используемой в них терминологии, взамен ссылочных СТО 59012820.29.020.004-2018 и ГОСТ Р 55105-2012 необходимо руководствоваться положениями ГОСТ Р 55105-2019, указанного в п. 6.7 настоящего приложения.

Исполнитель:

Заказчик:

Заместитель
Председателя Правления

_____ С.А. Павлушко

_____ / _____

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)) ;
- 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 регистраторам аварийных событий и к составу и обмену информацией 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, оборудованием (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 цифровых систем связи по двум независимым каналам связи. Каналы связи должны быть организованы до узлов доступа, определенных 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 информации в ДЦ.

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

2.1.5. Цифровые каналы связи должны организовываться в технологических сетях связи или в сетях связи операторов с использованием технологий коммутации каналов (TDM) и/или коммутации пакетов (IP). Каналы, организованные в сети с коммутацией пакетов (виртуальной частной сети) должны поддерживать механизмы приоритизации трафика (QoS), гарантировать передачу 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 и 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:

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

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

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

2.1.11. Исполнительные схемы организации каналов связи и передачи информации между объектом электроэнергетики и ДЦ разрабатываются в бумажном и электронном виде (в графическом редакторе) и утверждаются уполномоченными лицами Заказчика и ДЦ. Исполнительные схемы должны по своему содержанию соответствовать требованиям, указанным в пунктах 2.1.9 и 2.1.10 настоящих Технических требований, и полностью соответствовать проектным решениям по организации канала связи, фактически реализованным на этапе пуско-наладочных и монтажных работ. На исполнительных схемах каналов связи и передачи информации также дополнительно должны быть указаны границы эксплуатационной ответственности по обслуживанию каналов связи между Заказчиком, владельцами смежных объектов электроэнергетики и ДЦ, определенные в соответствии с актами разграничения зон эксплуатационной ответственности.

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 полнодоступные резервируемые каналы связи (с возможностью занятия без ручного набора номера основного и резервного телефонного канала). Предоставляемые каналы связи для оперативных переговоров не должны коммутироваться на промежуточных АТС. Допускается организация постоянного транзитного соединения каналов и их кроссконнекция в цифровых потоках.

2.2.2. При использовании спутниковых каналов связи для организации 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 допускается использование общих каналов передачи данных с пакетной коммутацией при условии организации гарантированной полосы пропускания и использования соответствующего приоритета в обслуживании при передаче телефонного трафика по технологии VoIP.

2.2.4. В случае полной потери каналов телефонной связи для оперативных переговоров должна быть предусмотрена дополнительная возможность установления связи путем набора номера диспетчером 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. Протокол передачи телеинформации в ДЦ должен соответствовать ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004.

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

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

3.1.4. Присвоение меток времени должно осуществляться в измерительных

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

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

3.1.6. Передача ТИ в ДЦ должна осуществляться в инженерных единицах измеряемых величин.

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

3.1.8. Передача в ДЦ ТС состояний КА должна осуществляться одним обобщенным сигналом положения КА, формируемым методом одновременного получения двух сигналов от одного КА: «включен» и «отключен» соответственно, получаемых с помощью нормально замкнутого и нормального разомкнутого контактов, отнесенных к одному положению КА. При этом передача обобщенного параметра ТС должна выполняться с использованием идентификаторов типа информации в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006:

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

- для опроса – кадр <M_DP_NA_1> 3 (двухэлементная информация).

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

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

3.1.11. В тракте ТИ должны использоваться многофункциональные измерительные преобразователи или контроллеры со следующими характеристиками:

- класс точности не хуже 0,5 (для строящихся, реконструируемых объектов не хуже 0,5S);

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

3.1.12. При измерении метеорологических параметров (температуры

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

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

3.1.14. Формуляр, включающий в себя настройки протокола, информационного обмена с ДЦ, перечни ТИ, ТС, АПТС, сигналов дистанционного управления (при наличии), должен быть согласован с ДЦ.

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

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

3.1.17. Передача телеинформации в ДЦ должна осуществляться без промежуточной обработки. Под промежуточной обработкой понимается любое преобразование информации на уровне прикладного протокола аппаратно-программными средствами промежуточных пунктов, находящихся в тракте передачи данных между объектом электроэнергетики и ДЦ.

3.1.18. 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.²²

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

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

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

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

²² В случае заключения договора с субъектом электроэнергетики, владеющим на праве собственности или ином законном основании солнечной или ветровой электростанцией, п. 3.1.18 настоящего приложения необходимо изложить в следующей редакции:

«3.1.18. Перечень параметров телеинформации, передаваемой в ДЦ, определяется ДЦ на основании типового состава ТИ и ТС, указанного в пунктах 3.2 - 3.4 настоящего приложения.»

параметры передаются только по объектам диспетчеризации.

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

3.2.8. ТИ действующего значения тока в одной фазе, перетоков активной и реактивной мощности отдельно по стороне высшего, среднего и низшего напряжений, номер положения анцапф РПН каждого автотрансформатора и трехобмоточного трансформатора 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.

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

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

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

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

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

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

3.3. Типовой состав ТС 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. АПТС по оборудованию 110 кВ и выше объекта электроэнергетики в объеме, указанном в таблице 1 настоящих Технических требований.

Таблица 1

Параметр АПТС	Примечание
Неисправность (неготовность) выключателя	Обобщенный сигнал о неисправностях, приводящих к блокированию управления выключателем
Срабатывание основных РЗ присоединения (ЛЭП, АТ (Т))	ЛЭП – сигнал по каждому устройству (для ЛЭП, соответствующих критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление). АТ (Т) – сигнал по каждому устройству (с фиксацией срабатывания ступеней (зон))

Параметр АПТС	Примечание
Срабатывание резервных РЗ присоединения (ЛЭП, АТ (Т))	ЛЭП – сигнал по каждому устройству (с фиксацией срабатывания ступеней (зон) – для ЛЭП, соответствующих критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление). АТ (Т) – сигнал по каждому устройству (с фиксацией срабатывания ступеней (зон)). Формируется при действии устройства (функции) РЗ на отключение выключателей
Срабатывание РЗ присоединения (УКРМ, блок «генератор-трансформатор»)	Сигнал по каждому устройству основных и резервных РЗ. Формируется при действии устройства (функции) РЗ на отключение выключателей
Срабатывание ДЗШ (ДЗОШ)	Формируется при действии устройства (функции) РЗ на отключение выключателей
Срабатывание УРОВ выключателя	Формируется при действии устройства (функции) РЗ на отключение смежных присоединений
Срабатывание устройства ПА	1. Сигнал срабатывания по каждому из следующих устройств (функций) ПА: АОПО, АЛАР, АОПН, АРПМ. 2. Сигналы срабатывания ЛАПНУ по ступеням управляющих воздействий. Формируется при действии устройства (функции) ПА на выдачу управляющего воздействия
Неисправность устройства ПА	1. Сигнал неисправности по каждому из следующих устройств (функций) ПА: АОПО, АЛАР, АОПН, ФОЛ, АРПМ. 2. Сигнал неисправности ЛАПНУ 3. Сигнал неисправности УПАСК
Срабатывание АПВ (ТАПВ, ОАПВ) выключателей ЛЭП, соответствующей критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление	Формируется при действии устройства (функции) АПВ на включение выключателя
Запрет АПВ выключателей ЛЭП, соответствующей критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление	Формируется при получении сигнала запрета АПВ устройством (функцией) АПВ

3.4. Типовой состав телеинформации, передаваемой в ДЦ с солнечной (ветровой) электростанции.²³

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 электросетевого оборудования 6-35 кВ СЭС/ВЭС (по границе балансовой принадлежности) для каждого распределительного устройства (РУ), к которому подключена СЭС/ВЭС;

²³ Пункт 3.4 включается в раздел 3 настоящего приложения только в случае заключения договора с субъектом электроэнергетики, владеющим на праве собственности или ином законном основании солнечной или ветровой электростанцией.

– 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;

– доступная максимальная активная мощность СЭС/ВЭС (по данным АСУ ТП при текущем уровне инсоляции/скорости ветра (в случае выдачи мощности СЭС/ВЭС на РУ разных объектов электроэнергетики – отдельно по группам генерирующего оборудования, подключенным к РУ каждого объекта электроэнергетики));

– доступный диапазон регулирования реактивной мощности СЭС/ВЭС по данным АСУ ТП при текущей фактической активной мощности электростанции (в случае выдачи мощности электростанции на РУ разных объектов электроэнергетики – отдельно по группам генерирующего оборудования, подключенным к РУ каждого объекта электроэнергетики);

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

– дополнительные параметры, обеспечивающие возможность реализации функций дистанционного управления режимом работы СЭС/ВЭС из ДЦ.

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 СМНР.

4.2. Применение на объектах электроэнергетики автономных РАС, запись, хранение и передача в ДЦ информации об аварийных событиях с использованием автономных РАС должны осуществляться в соответствии с Требованиями к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами РЗА, а также к принципам функционирования устройств и комплексов РЗА, утвержденными приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 101 (далее – Требования к оснащению устройствами РЗА), 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).

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

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

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

4.6. Применение на объектах электроэнергетики устройств и программно-технических комплексов СМПР, сбор и передача в ДЦ информации о переходных событиях с использованием устройств и программно-технических комплексов СМПР должны осуществляться в соответствии с Требованиями к оснащению устройствами РЗА и положениями стандарта АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.001-2019 «Релейная защита и автоматика. Система мониторинга переходных режимов ЕЭС России. Нормы и требования (утвержден и введен в действие приказом АО «СО ЕЭС» от 18.03.2019 № 74).

4.7. В случае, если данные СМПР используются для целей функционирования противоаварийной автоматики, организация и характеристики применяемых каналов связи должны соответствовать требованиям раздела 5 настоящих Технических требований.

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

5.1. При организации передачи в 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).

Примечание:

1. В случае если выполнение требований, указанных в пунктах 3.1.4, 3.1.5 настоящих Технических требований, не обеспечивается в рамках существующей СОТИАССО, допускается их выполнение при новом строительстве (реконструкции) объектов электроэнергетики Заказчика.

2. В случае, если передаваемый в ДЦ с объектов электроэнергетики Заказчика объем АПТС не соответствует требованиям, указанным в п. 3.3.3 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. 3.3.3 настоящих Технических требований обеспечить сбор и передачу в ДЦ всего объема АПТС при новом строительстве (реконструкции) объектов электроэнергетики Заказчика.

Исполнитель:

Заместитель

Председателя Правления

_____ С.А. Павлушко

Заказчик:

_____ / _____

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

ФОРМА

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 (*далее – услуга*) в соответствии с Договором возмездного оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике от «__» _____ 20__ г. № _____ (*далее – Договор*) в _____ в полном объеме
(указывается месяц и год)

в порядке и на условиях, предусмотренных Договором, на сумму _____ руб., в том числе НДС на сумму _____ руб.
(указывается сумма прописью) (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:

_____/_____

Исполнитель:

Заместитель
Председателя Правления

С.А. Павлушко

Заказчик:

_____/_____

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

ФОРМА

АКТ
об установленной генерирующей мощности электростанций
Заказчика, находящихся на территории операционных зон
диспетчерских центров Исполнителя,
по состоянию на «__» _____ 20__ года

г. Москва

«__» _____ 20__ г.

Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы» (АО «СО ЕЭС»), именуемое в дальнейшем «Исполнитель», в лице Заместителя Председателя Правления С.А. Павлушко, действующего на основании доверенности от ____ . _____ 20__ № _____, с одной стороны, и _____, именуемое в дальнейшем «Заказчик», в лице _____, действующего на основании _____, с другой стороны, настоящим удостоверяют, что величина установленной генерирующей мощности электростанций Заказчика по состоянию на «__» _____ 20__ года составляет _____, _____ (расшифровка прописью) МВт, в том числе по электростанциям, находящимся на территории операционных зон диспетчерских центров Исполнителя:

1. Операционная зона диспетчерского центра АО «СО ЕЭС» ОДУ
(наименование):

1.1. Операционная зона диспетчерского центра АО «СО ЕЭС» РДУ
(наименование):

1.1.1. Электростанция (наименование), диспетчерское наименование - _____²⁴, установленная генерирующая мощность – _____, _____
(расшифровка прописью) МВт.

1.1.2.

Исполнитель:

_____/_____

Заказчик:

_____/_____

Исполнитель:

Заместитель
Председателя Правления

_____ С.А. Павлушко

Заказчик:

_____/_____

²⁴ 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 № 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 диспетчерского центра АО «СО ЕЭС» ОДУ
(наименование):

1.1. Операционная зона диспетчерского центра АО «СО ЕЭС» РДУ
(наименование):

1.1.1. Электростанция (наименование), диспетчерское наименование -
_____²⁵.

1.1.2.

Исполнитель:

Заместитель

Председателя Правления

_____ С.А. Павлушко

Заказчик:

_____ / _____

²⁵ 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. № _____

**Перечень основной информации,
передаваемой Заказчиком в диспетчерские центры Исполнителя для
планирования и управления режимами работы ЕЭС России**

1. Информация в соответствии с установленным Правилами предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденными приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 102, 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, представляемая в соответствии с нормативными правовыми актами и по запросу ДЦ.

Исполнитель:

Заместитель

Председателя Правления

_____ С.А. Павлушко

Заказчик:

_____ / _____

Приложение № 7
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	
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>

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
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>

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
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
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>			

Исполнитель:

Заместитель

Председателя Правления

_____ С.А. Павлушко

Заказчик:

_____ / _____