

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 субъектом электроэнергетики, осуществляющим деятельность по производству электрической энергии (мощности) с использованием принадлежащей ему на праве собственности или на ином законном основании электростанции, в отношении которой данным субъектом электроэнергетики или иной организацией, получившей статус субъекта оптового рынка, на оптовом рынке в установленном порядке зарегистрирована группа точек поставки, в которой исполняются обязанности по поставке электрической энергии (мощности), производимой на такой электростанции

Договор № _____
возмездного оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в
электроэнергетике¹

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.

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

¹ В случае заключения договора с хозяйствующим субъектом, осуществляющим деятельность по производству, передаче и купле-продаже электрической энергии с использованием принадлежащих ему на праве собственности или ином законном основании электростанций и иных объектов электроэнергетики, непосредственно связанных между собой и (или) с принадлежащими ему энергопринимающими устройствами, преимущественно для удовлетворения собственных производственных нужд, участвующим в торговле на оптовом рынке электрической энергии (мощности) в качестве производителя (поставщика) электрической энергии, в договор дополнительно включаются условия, определяющие особенности технологического взаимодействия с таким хозяйствующим субъектом (в том числе в части осуществления оперативно-диспетчерского управления принадлежащими ему объектами электросетевого хозяйства).

В случае заключения договора с производителем электрической энергии (мощности), генерирующее оборудование которого представлено на оптовом рынке электрической энергии (мощности) другой организацией, получившей статус субъекта оптового рынка, в договор дополнительно включаются условия, определяющие особенности технологического взаимодействия с таким производителем в части обеспечения выполнения требований правил оптового рынка и договора о присоединении к торговой системе оптового рынка.

энергии, образующими в совокупности электроэнергетический режим Единой энергетической системы России (*далее – ЕЭС России*).

Управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России осуществляется Исполнителем на основе оперативных данных и телеметрической 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. Каждый диспетчерский центр Исполнителя определяет перечень линий электропередачи, оборудования и устройств электростанций Заказчика, в отношении которых он осуществляет диспетчерское управление или диспетчерское ведение (*далее – объекты диспетчеризации*). Информация о включении оборудования и устройств электростанций Заказчика в перечень объектов диспетчеризации с их распределением по способу управления доводится в письменном виде до сведения Заказчика.

2.3. Исполнитель определяет работников диспетчерских центров (диспетчеров), уполномоченных выдавать диспетчерские команды и разрешения по управлению электроэнергетическим режимом энергосистемы в операционной зоне соответствующего диспетчерского центра, а также осуществлять непосредственное воздействие на технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов диспетчеризации с помощью средств телеуправления из диспетчерского центра. Исполнитель обязан ежегодно до 01 января каждого года предоставлять Заказчику списки диспетчерского персонала по соответствующим диспетчерским центрам и своевременно уведомлять Заказчика о внесенных в них корректировках.

2.4. Заказчик определяет дежурных работников электростанций Заказчика, уполномоченных на осуществление мероприятий, обеспечивающих эксплуатацию объектов диспетчеризации, выполнение переключений, пусков, отключений, локализацию технологических нарушений и восстановление технологического режима работы объектов диспетчеризации, подготовку их к проведению ремонта (*далее – оперативный персонал*). Заказчик обязан ежегодно до 01 января каждого года представлять Исполнителю списки оперативного персонала отдельно по каждой электростанции, в состав которой входят объекты диспетчеризации, и своевременно уведомлять Исполнителя о внесенных в них корректировках.

2.5. 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 и регламентов в соответствии с Приложением № 1 к настоящему договору, являющихся обязательными для Сторон.

Положения, инструкции, регламенты и другие документы по вопросам организации оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России, управления электроэнергетическим режимом, регулирования частоты электрического тока, напряжения, производства переключений и иным вопросам осуществления оперативно-диспетчерского управления в операционных зонах соответствующих диспетчерских центров, разработанные и утвержденные Исполнителем в соответствии с Приложением № 1 к настоящему договору и (или) требованиями действующих нормативных правовых актов, направляются Исполнителем на электростанции Заказчика и являются обязательными для Сторон. Указанные

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

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).

2.6. Заказчик разрабатывает инструктивную документацию для оперативного персонала электростанций Заказчика на основании действующих нормативных правовых актов и соответствующих документов Исполнителя. Перечень документов Заказчика, подлежащих согласованию с Исполнителем, указан в Приложении № 1 к настоящему договору.

2.7. 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.

2.8. 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 телеуправления из диспетчерского центра.

2.9. Диспетчерская команда дается диспетчером Исполнителя по каналам связи оперативному персоналу электростанции Заказчика (иному уполномоченному работнику Заказчика – по решению диспетчерского центра Исполнителя в случаях, обусловленных технологическими особенностями взаимосвязанной работы электростанций Заказчика) и содержит указание совершить (воздержаться от совершения) конкретное действие (действия) по управлению технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов диспетчеризации.

Диспетчерское распоряжение дается на электростанцию Заказчика (в определенных Исполнителем случаях – Заказчику) в виде документа, определяющего содержание, порядок и сроки осуществления действий, связанных с управлением технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов диспетчеризации.

Диспетчерское разрешение выдается диспетчером Исполнителя по каналам связи оперативному персоналу электростанции Заказчика и содержит согласование на совершение действия (действий) по изменению технологического режима работы и эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации.

Порядок согласования, принятия решения, выдачи диспетчерских команд, распоряжений и разрешений по изменению технологического режима работы или

эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации определяется Исполнителем.

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

2.10. Заказчик (оперативный персонал Заказчика) обязан выполнить диспетчерские команды и распоряжения об изменении технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации.

Диспетчерские команды и распоряжения 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 (согласовании), полученных от Исполнителя (диспетчера соответствующего диспетчерского центра).

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

2.12. В случае оснащения электростанций Заказчика средствами дистанционного управления (телеуправления) 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 (телеуправления), осуществляемого из диспетчерских центров Исполнителя, определяются по согласованию между Исполнителем и Заказчиком.

2.13. При возникновении чрезвычайных обстоятельств (несчастный случай, возникший в результате эксплуатации оборудования, стихийное бедствие, пожар, авария и иные обстоятельства, создающие угрозу жизни и здоровью людей), влияющих на исполнение Заказчиком обязательств, принятых по настоящему договору, допускается изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации без диспетчерской команды (распоряжения) или разрешения Исполнителя с последующим незамедлительным его уведомлением о произведенных изменениях и причинах, их вызвавших.

Порядок действий диспетчерского персонала Исполнителя и оперативного персонала Заказчика по предотвращению развития и ликвидации технологических нарушений в работе объектов электроэнергетики Заказчика, в том числе в чрезвычайных обстоятельствах и при отсутствии (потере) связи с диспетчерскими

центрами Исполнителя, определяется инструкциями по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части ЕЭС России в операционных зонах соответствующих диспетчерских центров Исполнителя, а также инструкциями по предотвращению и ликвидации технологических нарушений в электрической части объектов электроэнергетики Заказчика, разработанными и утвержденными Заказчиком в соответствии с вышеуказанными инструкциями диспетчерских центров Исполнителя.

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 пункте 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. Обеспечивать соответствие технологического режима работы объектов диспетчеризации допустимым технологическим режимам работы электроэнергетического оборудования.

В случае если производство электрической энергии на электростанциях Заказчика осуществляется с использованием (утилизацией) побочных продуктов основного промышленного производства (доменного, коксового, конвертерного газов, масляных смесей, отходящего тепла технологического оборудования и т.п.), осуществлять управление технологическими режимами работы указанных электростанций с учетом особенностей их работы, обусловленных техническими и

технологическими режимами работы оборудования основного промышленного производства Заказчика, предусмотренных Приложением № 8 к настоящему договору.²

3.3.2. Задавать графики напряжения в контрольных пунктах, определенных диспетчерскими центрами Исполнителя, с указанием верхних и нижних границ регулирования напряжения.

3.3.3. Разрабатывать и утверждать нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики операционных зон диспетчерских центров Исполнителя (схемы энергосистемы), а также осуществлять рассмотрение и согласование нормальных схем электрических соединений и временных нормальных схем электрических соединений электростанций Заказчика, в состав которых входят объекты диспетчеризации.

3.3.4. Предоставлять Заказчику следующую информацию:

– о включении объектов диспетчеризации Заказчика в годовой и месячные графики ремонта, о согласовании заявок Заказчика на вывод объектов диспетчеризации в ремонт и из эксплуатации - в порядке и сроки, установленные действующим законодательством;

– информацию, связанную с обеспечением функционирования технологической инфраструктуры оптового рынка, – в объеме, порядке и сроки, предусмотренные договором о присоединении к торговой системе оптового рынка и регламентами оптового рынка, являющимися приложением к указанному договору (*далее – регламенты оптового рынка*);

– 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.

3.3.5. 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 необходимых для обеспечения их функционирования средств диспетчерского и технологического управления, в том числе систем телемеханики и связи (*далее - СДТУ*), требующих выполнения работ на объектах электроэнергетики Заказчика и смежных и (или) иных объектах электроэнергетики, технологически связанных с объектами электроэнергетики Заказчика (*далее – смежные объекты*), руководствоваться требованиями Приложений № 2 и № 6 к настоящему договору и требованиями стандартов, указанных в разделе 5 Приложения № 1 к договору.

3.3.6. При строительстве (реконструкции) объектов электроэнергетики Заказчика и их технологическом присоединении к электрическим сетям рассмотреть и согласовать полученные от Заказчика в соответствии с пунктом 4.1.28 настоящего договора документы либо направить Заказчику мотивированный отказ от их согласования (предложения по корректировке) в следующие сроки:

– техническое задание на разработку схемы выдачи мощности объектов по производству электрической энергии установленной генерирующей мощностью

² Указанное условие включается только в договор с хозяйствующим субъектом, осуществляющим деятельность по производству, передаче и купле-продаже электрической энергии с использованием принадлежащих ему на праве собственности или ином законном основании электростанций и иных объектов электроэнергетики, непосредственно связанных между собой и (или) с принадлежащими ему энергопринимающими устройствами, преимущественно для удовлетворения собственных производственных нужд.

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* (кроме рабочей документации, содержащей расчет и выбор параметров настройки (уставок) устройств РЗА) – 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 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, содержащая расчет и выбор параметров настройки (уставок) устройств 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 пунктом 4.1.28 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.

3.4. Исполнитель вправе:

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

3.4.2. Выдавать диспетчерские разрешения (отказ в согласовании) 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 электростанции Заказчика диспетчерской команды или разрешения диспетчера Исполнителя непосредственно перед началом

осуществления соответствующего изменения.

3.4.3. 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 – СМНР*)³, 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.

3.4.4. Контролировать выполнение Заказчиком требований положений, инструкций, регламентов и иных документов, утвержденных (согласованных) Исполнителем в соответствии с пунктом 2.5 договора и Приложением № 1 к настоящему договору.

3.4.5. При технологическом присоединении объектов электроэнергетики Заказчика к электрическим сетям в случае, если технические условия на технологическое присоединение указанных объектов подлежали согласованию с Исполнителем, участвовать в мероприятиях по проверке выполнения технических условий Заказчиком и сетевой организацией, 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.

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

3.4.7. 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.

3.4.8. 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

³ Требование распространяется на электростанции, участвующие в работе СМНР.

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

электростанций Заказчика и диспетчерские команды (распоряжения) по его корректировке.

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

4.1.5. Обеспечить соблюдение оперативным персоналом Заказчика оперативной дисциплины, не допуская действий, способных привести к возникновению недопустимых режимов, а также обеспечить возможность выдачи диспетчерских команд и разрешений диспетчером Исполнителя непосредственно оперативному персоналу электростанций Заказчика. Исполнитель осуществляет выбор электростанций Заказчика, оперативному персоналу которых непосредственно отдаются диспетчерские команды и разрешения.

4.1.6. Принять к исполнению положения, инструкции, стандарты, регламенты и иные документы, утвержденные Исполнителем и доведенные до сведения Заказчика в соответствии с пунктом 2.5 настоящего договора.

4.1.7. Предоставлять Исполнителю информацию в объемах и в сроки, предусмотренные действующим законодательством, иными нормативными правовыми актами, утвержденными в соответствии с ними документами Исполнителя, договором о присоединении к торговой системе оптового рынка и настоящим договором (в том числе Приложением № 7 к нему), для планирования развития ЕЭС России, планирования электроэнергетических режимов, управления электроэнергетическим режимом работы энергосистемы, настройки комплексов и устройств РЗА, включая обновляемую текущую информацию о технико-экономических характеристиках, паспортных данных, допустимых режимах работы и ограничениях энергетического оборудования Заказчика при различных режимах работы, а также о планах строительства (реконструкции, модернизации, технического перевооружения), ввода в эксплуатацию и вывода из эксплуатации (демонтажа оборудования) объектов электроэнергетики Заказчика.

4.1.8. При планируемом изменении технических параметров оборудования и устройств объектов электроэнергетики Заказчика, относящихся к объектам диспетчеризации, не менее чем за 6 (шесть) месяцев до осуществления изменений или в иной заблаговременно согласованный с Исполнителем срок, но не позднее чем за 2 (два) месяца до осуществления изменений уведомить об этом соответствующие диспетчерские центры Исполнителя в целях корректировки расчетных схем, используемых для расчетов установившихся режимов, параметров настройки устройств РЗА и соответствующих инструктивных документов.

4.1.9. Соблюдать требования к созданию (модернизации), техническому состоянию, работоспособности и организации эксплуатации энергетического 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. Обеспечивать функционирование СОТИАССО в соответствии с Техническими требованиями по организации обмена информацией, необходимой

для управления режимами ЕЭС России, указанными в Приложении № 2 к настоящему договору (*далее – Технические требования*), а также требованиями регламентов оптового рынка, в том числе:

- обеспечивать за свой счет круглосуточную работу двух независимых каналов связи между объектами электроэнергетики Заказчика и диспетчерскими центрами Исполнителя для передачи в режиме реального времени диспетчерских команд и технологической информации, необходимой для управления электроэнергетическим режимом работы энергосистемы;

- осуществлять передачу с объектов электроэнергетики Заказчика в диспетчерские центры Исполнителя технологической информации в соответствии с Техническими требованиями;

- 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.

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 после завершения выполнения мероприятий по созданию (модернизации) СОТИАССО объектов электроэнергетики Заказчика в соответствии с Техническими требованиями и требованиями регламентов оптового рынка. В дальнейшем оформление акта технического состояния СОТИАССО производится Заказчиком по требованию Исполнителя, но не чаще одного раза в три года.

4.1.11. В случае несоответствия СОТИАССО объекта электроэнергетики Заказчика указанным в пункте 4.1.10 договора техническим требованиям, выявленного после завершения мероприятий по созданию (модернизации) СОТИАССО объекта электроэнергетики Заказчика и подписания акта приемки СОТИАССО в промышленную эксплуатацию:

4.1.11.1. В месячный срок с момента получения от Исполнителя уведомления о несоответствии СОТИАССО объекта электроэнергетики Заказчика указанным техническим требованиям разработать и согласовать с Исполнителем программу модернизации СОТИАССО (*далее – программа модернизации*). В программе модернизации должны быть указаны основные этапы и сроки выполнения работ по приведению СОТИАССО в соответствие с Техническими требованиями и требованиями регламентов оптового рынка.

4.1.11.2. Выполнить предусмотренные программой модернизации мероприятия в согласованные сроки, в том числе разработать и согласовать с Исполнителем техническое задание на разработку проектной (рабочей) документации и проектную (рабочую) документацию на модернизацию СОТИАССО объекта электроэнергетики, осуществить монтаж, наладку необходимого оборудования и провести комплексные испытания СОТИАССО с участием соответствующих диспетчерских центров Исполнителя.

4.1.11.3. После завершения выполнения мероприятий по модернизации СОТИАССО объектов электроэнергетики Заказчика в целях их приведения в соответствие с Техническими требованиями и требованиями регламентов оптового

рынка оформить акт приемки модернизированной СОТИАССО в промышленную эксплуатацию и представить его для рассмотрения и утверждения в соответствующий диспетчерский центр Исполнителя.

4.1.11.4. 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.

Согласование Заказчиком и Исполнителем при составлении программы модернизации иных сроков устранения несоответствия СОТИАССО техническим требованиям, чем предусмотрены регламентами оптового рынка, не является основанием для освобождения Заказчика от регистрации признака технической неготовности СОТИАССО.

4.1.12. Обеспечивать размещение и эксплуатацию комплексов и устройств РЗА в соответствии с требованиями нормативных правовых актов, нормативно-технической документации и требованиями Исполнителя, в том числе обеспечивать выполнение заданий Исполнителя по объемам и местам подключения объектов электроэнергетики Заказчика под действие противоаварийной и режимной автоматики, параметрам настройки устройств РЗА, обеспечивать реализацию управляющих воздействий противоаварийной и режимной автоматики на объектах электроэнергетики Заказчика в соответствии с требованиями Исполнителя.

4.1.13. 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.

4.1.14. Осуществлять эксплуатацию электростанций 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.

4.1.15. 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 Исполнителем параметрами с учетом требований пунктов 4.1.17, 4.1.18 настоящего договора.

4.1.16. Обеспечивать контроль технического состояния оборудования и устройств электростанций, своевременное проведение их технического обслуживания и ремонта.

4.1.17. При участии электростанции Заказчика в первичном регулировании частоты, вторичном регулировании частоты и перетоков мощности, регулировании напряжения и реактивной мощности определять величину диапазона, предоставляемого Исполнителю электростанцией для соответствующего регулирования, исходя из фактического технического состояния оборудования электростанции.

4.1.18. При определении режимов и алгоритмов работы станционных устройств регулирования активной и реактивной мощности учитывать отклонения фактических технических параметров работы оборудования электростанции, участвующего в соответствующем регулировании, от его проектных параметров.

4.1.19. В целях обеспечения участия генерирующего оборудования гидроэлектростанции Заказчика в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности (АВРЧМ) обеспечить выполнение требований национального стандарта, указанного в пункте 6.4 Приложения № 1 к настоящему договору, при подключении групповых регуляторов активной мощности (ГРАМ) гидроэлектростанции Заказчика к централизованной системе автоматического регулирования частоты и перетоков мощности (ЦС АРЧМ) Исполнителя и в процессе дальнейшей эксплуатации гидроэлектростанции, в том числе оснастить гидроагрегаты стационарными системами контроля технического состояния, выполняющими функции автоматической защиты оборудования при отклонении значений контролируемых параметров за пределы допустимых диапазонов⁵.

4.1.20. 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 порядке⁶.

4.1.21. По заданию Исполнителя обеспечить в согласованные Сторонами сроки установку на соответствующих объектах электроэнергетики Заказчика устройств СМПР и осуществлять передачу на сервер соответствующего диспетчерского центра Исполнителя данных СМПР в формате и в сроки, согласованные Исполнителем. Осуществлять техническое и оперативное обслуживание регистраторов СМПР в соответствии с инструкциями Исполнителя.

4.1.22. Обеспечивать передачу в соответствующий диспетчерский центр Исполнителя данных АИИС КУЭ в формате, порядке и сроки, предусмотренные договором о присоединении к торговой системе оптового рынка.

4.1.23. В соответствии с требованиями нормативных правовых актов и в установленном Исполнителем порядке 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.

4.1.24. Ежегодно в установленные Исполнителем сроки представлять на согласование в диспетчерские центры Исполнителя проекты нормальных схем электрических соединений электростанций Заказчика с указанием на них диспетчерских наименований оборудования, а также диспетчерских наименований коммутационных аппаратов, которыми может быть изменено эксплуатационное состояние оборудования, относящегося к объектам диспетчеризации. Предоставлять в диспетчерские центры Исполнителя утвержденные нормальные схемы электрических соединений электростанций Заказчика на следующий год не позднее 25 декабря текущего года.

4.1.25. В соответствии с требованиями нормативных правовых актов участвовать в разработке и принимать к исполнению графики аварийного

⁵ Требование распространяется на гидроэлектростанции установленной мощностью более 100 МВт.

⁶ Требование распространяется на электростанции установленной мощностью 500 МВт и более при величине установленной мощности турбоагрегата (гидроагрегата) 150 (100) МВт и более.

ограничения режима потребления электрической энергии (мощности).

4.1.26. Участвовать в противоаварийных и специализированных тренировках, проводимых Исполнителем.

4.1.27. Представлять Исполнителю на согласование планы (программы) по строительству (реконструкции) объектов электроэнергетики, а также предоставлять Исполнителю актуализированную информацию о текущих планах строительства (реконструкции, модернизации) объектов электроэнергетики Заказчика, в том числе по запросу Исполнителя в течение 5 (пяти) рабочих дней со дня получения запроса. При корректировке согласованных объемов и сроков строительства (реконструкции) объектов электроэнергетики обеспечивать согласование с Исполнителем соответствующих изменений.

4.1.28. При строительстве (реконструкции) объектов по производству электрической энергии Заказчика и их технологическом присоединении к электрическим сетям представлять на рассмотрение и согласование в соответствующие диспетчерские центры Исполнителя (в случае если в соответствии с договором об осуществлении технологического присоединения подготовка проектной документации и (или) разработка схемы выдачи мощности возложены на сетевую организацию – обеспечить представление Исполнителю сетевой организацией) следующие документы:

- 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, содержащая расчет и выбор параметров настройки (уставок) устройств 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).

4.1.29. 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 технических условий на технологическое присоединение, технического задания на разработку проектной документации и проектной документации.

4.1.30. 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.

4.1.31. При создании (модернизации) комплексов и устройств РЗА, СДТУ, а также при строительстве (реконструкции, модернизации, техническом перевооружении) объектов электроэнергетики Заказчика и (или) смежных объектов, требующих выполнения работ по созданию (модернизации) РЗА, СДТУ на объектах электроэнергетики Заказчика, обеспечить соблюдение и учет требований Приложений № 2 и № 6 к настоящему договору и требований стандартов, указанных в разделе 5 Приложения № 1 к настоящему договору. При создании (модернизации) СДТУ осуществлять взаимодействие в порядке, аналогичном предусмотренному стандартом, указанным в пункте 5.3 Приложения № 1 к договору, для создания (модернизации) комплексов и устройств РЗА.

4.1.32. При вводе в эксплуатацию построенных (реконструированных) объектов электроэнергетики Заказчика, энергетического или электротехнического оборудования и (или) комплексов и устройств РЗА, СДТУ объекта электроэнергетики Заказчика:

4.1.32.1. Не менее чем за 6 (шесть) месяцев до ввода в работу объекта электроэнергетики 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 Исполнителю информацию о технических параметрах 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, параметров настройки устройств РЗА и подготовки оперативной документации по оборудованию и устройствам, относящимся к объектам диспетчеризации.

4.1.32.2. Не менее чем за 3 (три) месяца до пробного пуска (постановки под нагрузку) объекта электроэнергетики, соответствующего его оборудования 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 (пусковая) схема электрических соединений объекта электроэнергетики должна быть передана Исполнителю не позднее чем за 2 (два) месяца до планируемого ввода объекта электроэнергетики в работу (пробного пуска).

4.1.32.3. Согласовать с Исполнителем программы испытаний, пробных пусков и комплексного опробования оборудования объекта электроэнергетики (*далее – испытания*), для проведения которых требуется изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации.

4.1.32.4. В течение 10 дней со дня окончания испытаний предоставить Исполнителю информацию о результатах проведенных испытаний, включая скорректированные технические характеристики оборудования и устройств объекта электроэнергетики Заказчика.

4.1.32.5. 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 направить Исполнителю предложение о включении таких объектов диспетчеризации в месячный график ремонта.

4.1.33. Предоставлять Исполнителю документы и информацию о техническом состоянии объектов электроэнергетики Заказчика; обеспечивать доступ уполномоченных представителей Исполнителя на объекты электроэнергетики Заказчика для участия в осуществлении мероприятий по контролю за техническим состоянием объектов электроэнергетики Заказчика, влияющих на надежность и безопасность функционирования ЕЭС России, и оказывать Исполнителю содействие в их проведении.

4.1.34. Обеспечивать своевременное устранение нарушений, выявленных в процессе осуществления контроля за техническим состоянием объектов электроэнергетики Заказчика и выполнением им требований, предусмотренных настоящим договором.

4.1.35. Немедленно сообщать Исполнителю обо всех происшедших нарушениях нормального режима и о ходе аварийно-восстановительных работ на объектах электроэнергетики Заказчика, в состав которых входят объекты диспетчеризации.

4.1.36. 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, и оперативно передавать Исполнителю информацию об указанных параметрах.⁷

4.1.37. Участвовать в установленном Правительством РФ порядке 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 Правительством РФ 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.

4.1.38. 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.

4.1.39. 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, его перемаркировку, а также изменение установленной мощности

⁷ Требование распространяется на электростанции, использующие газ в качестве основного или резервного топлива.

электростанции Заказчика (разрешение на ввод объекта в эксплуатацию, оформленное в соответствии с законодательством РФ о градостроительной деятельности, 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; акт о перемаркировке оборудования и документы, обосновывающие перемаркировку основного энергетического оборудования; документы (акты, протоколы и др.), содержащие результаты испытаний генерирующего оборудования и подтверждающие их проведение с учетом требований Исполнителя, и др.).

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

4.1.41. 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.

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 установленном Правительством РФ порядке 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 РФ 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 пунктом 5.3 настоящего Договора.

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

5.3. Величина установленной генерирующей мощности (МВт) электростанций, принадлежащих Заказчику на праве собственности или ином законном основании, указанных в Приложении № 5 к настоящему договору, определяется на основании данных, содержащихся в Реестре лиц, подлежащих обязательному обслуживанию АО «СО ЕЭС» при оказании услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике (*далее – Реестр*), ведение которого осуществляется Исполнителем в соответствии с утвержденными Правительством РФ 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 пунктом 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 РФ федерального органа исполнительной власти. В случае изменения уполномоченным Правительством РФ 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 РФ 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 РФ.

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, недостаточной для исполнения денежного обязательства полностью, Исполнитель, не учитывая назначение платежа, указанное в платежном поручении Заказчиком, засчитывает поступающие от Заказчика платежи в следующей последовательности:

- в первую очередь погашается основная задолженность, возникшая за предыдущие расчетные периоды, начиная с более ранних;
- во вторую очередь погашается пеня, рассчитанная в соответствии с п. 6.2 договора, при условии признания ее Заказчиком;

- в третью очередь производится оплата услуги за текущий расчетный период.

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 сроков оплаты услуг, указанных в пункте 5.7 настоящего договора, Заказчик обязуется уплатить Исполнителю пеню в размере 1/130 ключевой ставки Центрального банка Российской Федерации за каждый день просрочки. Пеня начисляется на неуплаченную в срок сумму.

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.

К обстоятельствам непреодолимой силы относятся: война и военные действия, гражданские волнения, эпидемии, блокады, эмбарго, наводнения пожар, землетрясение или иные стихийные бедствия, а также принятие органами исполнительной и законодательной власти Российской Федерации нормативных правовых актов, препятствующих исполнению условий настоящего договора. 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.

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

8. Изменение и дополнение условий договора.

8.1. Настоящий договор может быть изменен или дополнен 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.

В этом случае условия настоящего договора применяются к отношениям Сторон в части, не противоречащей нормативным правовым актам Российской Федерации по вопросам, связанным с осуществлением оперативно-диспетчерского

управления в электроэнергетике, вступившим в силу после заключения настоящего договора, начиная с момента вступления соответствующих нормативных правовых актов в силу.

Отказ от внесения изменений в настоящий договор в целях приведения его в соответствие с вновь принятыми нормативными правовыми актами является основанием для изменения договора в судебном порядке по требованию любой из Сторон.

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.

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.

10.1. Настоящий договор вступает в силу с момента его заключения Сторонами и действует в течение 12 (двенадцати) месяцев со дня заключения.

10.2. Условия настоящего договора применяются к отношениям Сторон,

возникшим до заключения договора, начиная с 00 часов «__» _____ 20__ года.

10.3. Действие настоящего договора считается продленным на следующий календарный год, если за 30 дней до окончания срока его действия не последует письменного уведомления какой-либо из Сторон договора о расторжении договора, заключении договора на иных условиях или внесении изменений и дополнений в настоящий договор ⁸.

11. Заключительные положения.

11.1. Отдельные права и обязанности Исполнителя по настоящему договору от его имени осуществляют его филиалы (объединенные диспетчерские управления и региональные диспетчерские управления), в операционную зону которых входят объекты диспетчеризации, управление взаимосвязанными технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием которых осуществляет Исполнитель⁹.

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

11.3. 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.

11.4. Настоящий договор составлен в двух экземплярах, имеющих одинаковую юридическую силу, по одному для каждой из Сторон.

11.5. Лица, подписавшие настоящий договор от имени Сторон, подтверждают свои полномочия на подписание договора, включая все приложения

⁸ В случае если объекты электроэнергетики, указанные в Приложении № 5 к настоящему договору, принадлежат Заказчику на ином, чем право собственности, законном основании, условия раздела 10 договора необходимо изложить в следующей редакции:

«10.1 Настоящий договор вступает в силу с момента его заключения Сторонами. Договор действует в течение 12 (двенадцати) месяцев со дня заключения, но не более срока наличия 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 гражданско-правовых договоров (далее – срок владения и пользования).

Действие настоящего договора считается продленным на следующие 12 (двенадцать) месяцев в пределах срока владения и пользования, если за 30 дней до окончания срока действия настоящего договора не последует письменного уведомления какой-либо из Сторон о расторжении договора, заключении договора на иных условиях или внесении изменений и дополнений в настоящий договор.

В случае если срок владения и пользования составляет менее 12 (двенадцати) месяцев с момента заключения настоящего договора или его пролонгации соответственно, настоящий договор действует в течение срока владения и пользования.

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

10.3. Заказчик обязан в письменной форме уведомить Исполнителя о прекращении аренды имущества, подписании акта приема-передачи (возврата) имущества от арендатора арендодателю, заключении в отношении объекта электроэнергетики, указанного в Приложении № 5 к настоящему договору, или входящих в его состав зданий, сооружений и оборудования иного договора, в соответствии с которым к Заказчику переходят права владения и пользования данным объектом (входящими в его состав зданиями, сооружениями, оборудованием), в 10-дневный срок со дня подписания соответствующих документов с приложением их копий.».

⁹ 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», пункт 11.1 договора необходимо изложить в следующей редакции:

«11.1. Отдельные права и обязанности Исполнителя по настоящему договору от его имени осуществляют филиалы, в операционную зону которых входят объекты диспетчеризации, управление взаимосвязанными технологическими режимами работы которых осуществляет Исполнитель в соответствии с настоящим договором, и представительства Исполнителя.».

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. Общие требования к релейной защите и автоматике.

12.7. Приложение № 7. Перечень основной информации, передаваемой Заказчиком в диспетчерские центры Исполнителя для планирования и управления режимами работы ЕЭС России.

12.8. Приложение № 8. Особенности производства электрической энергии на электростанции Заказчика с учетом технических и технологических режимов работы оборудования основного промышленного производства Заказчика.¹⁰

13. Адреса и реквизиты Сторон.

Исполнитель:

АО «СО ЕЭС»

Место нахождения: 109074, г. Москва,

Китайгородский пр-д, д.7, стр.3.

ИНН/КПП 7705454461/774850001

расчетный счет 40702810000005292190

банк АО АКБ «Еврофинанс Моснарбанк»

г. Москва, к/с 30101810900000000204

БИК 044525204

Заказчик:

¹⁰ Указанное приложение включается только в договор с хозяйствующим субъектом, осуществляющим деятельность по производству, передаче и купле-продаже электрической энергии с использованием принадлежащих ему на праве собственности или ином законном основании электростанций и иных объектов электроэнергетики, непосредственно связанных между собой и (или) с принадлежащими ему энергопринимающими устройствами, преимущественно для удовлетворения собственных производственных нужд, в случае если производство электрической энергии на электростанции Заказчика осуществляется с использованием (утилизацией) побочных продуктов основного промышленного производства (доменного, коксового, конвертерных газов, масляных смесей, отходящего тепла технологического оборудования и т.п).

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

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.

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

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

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

2.10. 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. Общие технические требования для подключения ГЭС к ЦС (ЦКС) АРЧМ.¹²

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

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 технологических нарушений в электрической части объектов электроэнергетики Заказчика.

3.2. Нормальные схемы электрических соединений и временные нормальные схемы электрических соединений электростанций Заказчика, в состав которых входят объекты 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.

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.

¹² Пункт 2.13 включается в раздел 2 настоящего приложения только в случае заключения договора с субъектом электроэнергетики, владеющим на праве собственности или ином законном основании гидроэлектростанцией установленной мощностью более 100 МВт.

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 59012820.29.240.001-2010 «Технические правила организации в ЕЭС России автоматического ограничения снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности (автоматическая частотная разгрузка)» (утвержден и введен в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 31.12.2009 № 509).

5.2. 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, приказом АО «СО ЕЭС» от 22.09.2016 № 254).

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

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

5.5. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.005-2011 «Правила переключений в электроустановках» (утвержден и введен в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 25.10.2011 № 325, с изменениями, утвержденными приказом ОАО «СО ЕЭС» от 29.07.2014 № 201, приказом АО «СО ЕЭС» от 20.02.2017 № 48).

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

5.7. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.27.100.005-2016 «Порядок подготовки заключений о возможности вывода из эксплуатации генерирующего оборудования электростанций, относящегося к объектам диспетчеризации» (утвержден и введен в действие приказом АО «СО ЕЭС» от 01.09.2016 № 232).

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

5.9. 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 приказом АО «СО ЕЭС» от 30.03.2018 № 75).

5.10. 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).

5.11. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.008-2016 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики разгрузки при коротких замыканиях. Устройства фиксации тяжести короткого замыкания. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом АО «СО ЕЭС» от 13.04.2017 № 104).¹³

5.12. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.011-2016 «Релейная защита и автоматика. Устройства синхронизированных векторных измерений. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом АО «СО ЕЭС» от 20.03.2017 № 75).¹⁴

5.13. 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).¹⁵

5.14. 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).¹⁶

5.15. 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).

5.16. 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).¹⁷

¹³ Пункт 5.11 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.

¹⁴ Пункт 5.12 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.

¹⁵ Пункт 5.13 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 5.14 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.

¹⁷ Пункт 5.16 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.

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 56865-2016 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Технический учет и анализ функционирования. Общие требования» (утвержден приказом Росстандарта от 24.02.2016 № 66-ст).

6.4. ГОСТ Р 56969-2016 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Обеспечение согласованной работы централизованных систем автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности и автоматики управления активной мощностью гидравлических электростанций. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 16.06.2016 № 647-ст).¹⁸

6.5. 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).

6.6. 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).

6.7. ГОСТ Р 58085-2018 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 13.03.2018 № 129-ст).

Примечание:

1. Документ, указанный в пункте 3.1 настоящего приложения, подлежит согласованию с соответствующим филиалом Исполнителя в части порядка действий оперативного персонала по предотвращению и ликвидации технологических нарушений в электрической части объектов электроэнергетики Заказчика, в состав которых входят

¹⁸ Пункт 6.4 включается в раздел 6 настоящего приложения в случае заключения договора с субъектом электроэнергетики, владеющим на праве собственности или ином законном основании гидроэлектростанцией установленной генерирующей мощностью более 100 МВт.

объекты диспетчеризации, а также порядка действий оперативного персонала Заказчика 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.

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 на основе оперативных данных и телеметрической информации, передаваемых с объектов генерации в режиме реального времени в диспетчерские центры Исполнителя с помощью систем обмена технологической информацией с автоматизированной системой Системного оператора (СОТИАССО). В диспетчерский центр Исполнителя (ДЦ) должны осуществляться сбор и передача следующей информации:

- телеметрическая информация о технологических режимах работы и эксплуатационном состоянии объектов диспетчеризации (телеизмерения и телесигнализация);
- параметры настройки режимной и противоаварийной автоматики;
- информация систем автоматического управления нормальными и аварийными режимами, в том числе информация систем автоматического регулирования частоты и перетоков мощности (АРЧМ);
- информация системы управления балансирующим рынком;
- информация об аварийных событиях и процессах;
- голосовая информация, обеспечивающая ДЦ управление технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов диспетчеризации.

1.2. Настоящие технические требования определяют:

- принципы организации каналов связи;
- требования к организации телефонной связи для оперативных переговоров и организации производственно-технологической телефонной связи;
- общие требования по организации обмена телеинформацией;
- требования к составу передаваемой телеинформации;
- требования к регистраторам аварийных событий и к составу и обмену информацией об аварийных событиях и процессах;
- требования к обмену информацией систем автоматического регулирования частоты и перетоков мощности¹⁹.

1.3. Технические требования касаются круга параметров, требования к которым были определены подсистемами, указанными в пункте 1.1 и действовавшими на момент формирования данных технических требований. При развитии указанных подсистем или при появлении новых подсистем данные

¹⁹ Настоящий буллит включается в п. 1.2 настоящего приложения только в случае заключения договора с субъектом электроэнергетики, владеющим на праве собственности или ином законном основании гидроэлектростанцией установленной мощностью более 100 МВт.

технические требования должны быть дополнены с учетом требований этих подсистем и приняты к выполнению.

1.4. Требования к организации передачи информации для противоаварийной автоматики приведены в стандарте АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.004-2018 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом АО «СО ЕЭС» от 30.03.2018 № 75) и Приложении № 6 к настоящему договору.

1.5. Требования к рабочему месту оператора объекта генерации, управляемого в рамках балансирующего рынка, установлены Регламентом оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России (приложение № 9 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).

2. Требования к организации каналов связи.

2.1. Общие технические требования по организации первичной сети связи.

2.1.1. Между ДЦ и соответствующим объектом генерации должна быть организована технологическая сеть связи. Технологическая сеть связи должна быть организована на базе цифровых систем связи по двум каналам связи, организация которых исключает возможность их одновременного отказа (вывода из работы) по общей причине (далее – независимые каналы связи).

2.1.2. Для автоматизированных подсистем управления системы управления режимами ЕЭС, в том числе для передачи телеметрической информации и диспетчерских команд, технологическая сеть связи должна иметь коэффициент готовности каждого направления обмена информацией не менее 0,999 и время восстановления не более 11 минут в неделю.

2.1.3. Для подсистем управления, работающих в автоматическом режиме без участия человека, технологическая сеть связи должна иметь коэффициент готовности и время восстановления, устанавливаемые требованиями надежности работы этих систем.

2.1.4. Общий коэффициент готовности и время восстановления технологической сети связи должны удовлетворять требованиям всех работающих подсистем управления.

2.1.5. Полоса пропускания технологической сети связи должна выбираться так, чтобы обеспечивался обмен информацией с необходимыми объемами и параметрами обмена, устанавливаемыми требованиями работающих подсистем оперативно-диспетчерского управления, включая телефонную связь.

2.2. Организация телефонной связи.

2.2.1. Диспетчеру по каждому направлению передачи команд и ведения оперативных переговоров с оперативным персоналом объектов электроэнергетики Заказчика, в состав которых входят объекты диспетчеризации, должна быть предоставлена полнодоступная резервированная телефонная связь для оперативных переговоров с возможностью занятия без ручного набора номера основного и резервного телефонного канала. Предоставляемые каналы связи для оперативных переговоров не должны коммутироваться на промежуточных АТС. Допускается

организация постоянного транзитного соединения каналов и их кроссконнекция в цифровых потоках.

2.2.2. Типы интерфейсов и сигнализации, используемых для организации каналов связи для оперативных переговоров, должны быть согласованы с Системным оператором.

2.2.3. Оконечным оборудованием телефонной связи для оперативных переговоров должны быть устройства, обеспечивающие связь без набора номера, при этом должна быть обеспечена автоматическая регистрация (запись) всех переговоров диспетчерского персонала Исполнителя с оперативным персоналом Заказчика с сохранением записей в соответствии с установленным порядком.

2.2.4. Телефонная связь другого назначения (производственно-технологическая) может организовываться как по каналам связи для оперативных переговоров с приоритетом диспетчера, так и по каналам иных технологических сетей связи и сети связи общего пользования.

2.2.5. В случае потери каналов связи для оперативных переговоров должна быть предусмотрена возможность использования диспетчером для передачи команд и ведения оперативных переговоров производственно-технологической телефонной связи с возможностью выхода на телефонную сеть общего пользования и телефонные сети связи других субъектов электроэнергетики или потребителей электрической энергии путем набора номера.

3. Требования к составу и обмену телеинформацией.

3.1. Общие требования.

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

3.1.2. По каждой точке измерения должна быть обеспечена возможность измерения и передачи значений напряжения, тока, активной, реактивной и полной мощности по каждой фазе и суммарных значений.

3.1.3. Передаваемая телеинформация должна содержать метки единого астрономического времени.

3.1.4. Детализированный перечень сигналов, измеряемых величин и способов их передачи должен быть согласован с Системным оператором.

3.1.5. В тракте телеметрической информации должны использоваться многофункциональные измерительные преобразователи с классом точности не хуже 0,5S (допускается – не хуже 0,5), подключаемые к клеммам измерительных трансформаторов класса точности не хуже 0,5S (допускается – не хуже 0,5).

Для обеспечения единства измерений в группах точек поставки (ГТП) рекомендуется использовать для системы коммерческого учета и для системы диспетчерского управления общий многофункциональный измерительный преобразователь с характеристиками, удовлетворяющими требованиям обеих систем. Измерительный преобразователь должен иметь горячее резервирование или быть задублирован

3.1.6. Суммарное время на измерение и передачу телеметрической информации (телеизмерений, телесигнализации) с объекта диспетчеризации в диспетчерский центр устанавливается требованиями подсистем автоматизированной системы оперативно-диспетчерского управления,

использующих эту информацию, и должно лежать в пределах не более 1-2 (одной – двух) секунд.

3.1.7. Вероятность появления ошибки телеметрической информации должна соответствовать первой категории систем телемеханики ГОСТ 26.205-88.

3.1.8. Протокол передачи телеинформации должен соответствовать протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-101 или ГОСТ Р МЭК 60870-5-104. Реализация протоколов ГОСТ Р МЭК 60870-5-101 (ГОСТ Р МЭК 60870-5-104) должна быть согласована с ДЦ.

3.1.9. Передача телеметрической информации в ДЦ должна осуществляться без промежуточной обработки (напрямую).

3.2. Типовой состав телеизмерений на объектах генерации:

3.2.1. Величины действующих значений модулей напряжений от всех ТН 110 кВ и выше распределительных устройств электростанции и на генераторном напряжении. При выдаче мощности электростанции на напряжении ниже 110 кВ – от ТН секций и систем шин распределительных устройств выдачи мощности.

3.2.2. Величины тока, активной и реактивной мощности каждого генератора.

3.2.3. Величины тока, перетоков активной и реактивной мощности в каждой фазе отдельно по каждой линии электропередачи (ЛЭП) 110 кВ и выше, присоединенной к распределительному устройству. Для ЛЭП ниже 110 кВ указанные параметры передаются только по объектам диспетчеризации.

3.2.4. Величины токов, перетоков активной и реактивной мощности по высокой стороне трансформаторов 110 кВ и выше. Для трансформаторов ниже 110 кВ указанные параметры передаются только по объектам диспетчеризации. Для трансформаторов собственных нужд передаются только величины суммарного перетока активной и реактивной мощности по всем трансформаторам собственных нужд.

3.2.5. Величины токов, перетоков активной и реактивной мощности отдельно по стороне высшего, среднего и низшего напряжений каждого автотрансформатора связи распределительных устройств различных классов напряжений. Для автотрансформаторов, работающих в режиме выдачи мощности со стороны низкого напряжения также величина тока в общей обмотке.

3.2.6. Величины токов, перетоков активной и реактивной мощности отдельно по каждому обходному, секционному и шиносоединительному выключателю 110 кВ и выше распределительных устройств. Для обходных, секционных и шиносоединительных выключателей ниже 110 кВ указанные параметры передаются только по объектам диспетчеризации.

3.2.7. Величины реактивной мощности компенсирующих устройств.

3.2.8. Величины частоты электрического тока от ТН 110 кВ и выше секций и систем шин, ЛЭП (при выдаче мощности электростанции на напряжении ниже 110 кВ – от ТН секций и систем шин распределительных устройств выдачи мощности), если есть вероятность выделения электростанции или ее части на изолированную работу.

3.2.9. Величины перетоков активной мощности присоединений, на которые воздействует ПА, кроме АЧР (для присоединений, подключенных под ПА, действующую на отключение нагрузки потребителей электрической энергии,

допустимо получать суммарную величину по присоединениям каждой очереди отдельно).

3.2.10. Величины температуры наружного воздуха и скорости ветра.

3.3. Типовой состав телесигналов на объектах генерации:

3.3.1. Телесигнализация состояния коммутационных аппаратов (выключателей, разъединителей, заземляющих ножей) 110 кВ и выше установленных в распределительных устройствах электростанций. Телесигнализация состояния коммутационных аппаратов ниже 110 кВ – только для объектов диспетчеризации.

3.3.2. Телесигнализация состояния каждого генератора на электростанции (режим генераторный, двигательный, синхронного компенсатора).

3.3.3. Аварийно-предупредительная телесигнализация (АПТС), содержащая общие предупредительные и аварийные сигналы о возникновении нарушений в работе оборудования («отключение от защит», «отключение от ПА»).

3.3.4. Телесигнализация номера положения анцапф РПН автотрансформаторов и трансформаторов связи распределительных устройств различных классов напряжений, специальных регулировочных трансформаторов.

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 автоматизированных систем управления технологическими процессами объектов электроэнергетики, а также с использованием устройств системы мониторинга переходных режимов.

4.2. Требования к автономным РАС, их применению на объектах электроэнергетики, составу, записи и передаче информации об аварийных событиях с использованием автономных РАС приведены в стандарте АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.006-2015 «Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 24.11.2015 № 380, с изменениями, утвержденными приказом АО «СО ЕЭС» от 13.12.2017 № 310).

4.3. Все автономные РАС в пределах объекта генерации должны обеспечивать передачу сохранённой информации об аварийном событии на технологические сервера объекта генерации, с которых должна осуществляться автоматическая передача данных в ДЦ в соответствии с требованиями к каналам передачи технологической информации.

4.4. Передача данных регистрации аварийных событий от микропроцессорных терминалов РЗА осуществляется немедленно по устному запросу ДЦ или автоматически.

4.5. Информация об аварийных событиях, поступающая с автономных РАС, должна храниться не менее трех (3) лет на технологических серверах объекта генерации, а доступ к ней персонала ДЦ должен осуществляться посредством электронного обмена данными с клиентскими рабочими местами, устанавливаемыми в ДЦ.

4.6. Данные регистрации аварийных событий и процессов должны представляться немедленно по устному запросу или автоматически в ДЦ - при

наличии на объекте электроэнергетики Заказчика цифровых средств осциллографирования и регистрации аварийных событий и процессов, а при отсутствии цифровых средств осциллографирования - в течение первого рабочего дня, следующего за днем запроса. Копии осциллограмм должны представляться не позднее следующего рабочего дня.

4.7. В ДЦ подлежат передаче показания приборов, предназначенных для определения места повреждения на ЛЭП и результаты определения места повреждения на ЛЭП.

5. Требования к организации информационного обмена с системой АРЧМ²⁰

5.1. Измерение и передача полного объема телеинформации до системы АРЧМ ДЦ должны производиться циклически не реже одного раза в секунду.

5.2. Организация взаимодействия с системой АРЧМ ДЦ должна соответствовать Общим техническим требованиям для подключения ГЭС к ЦС (ЦКС) АРЧМ.

5.3. Обмен телеинформацией должен быть организован с использованием протоколов ГОСТ Р МЭК 60870-5-101 или ГОСТ Р МЭК 60870-5-104.

Исполнитель:

Заместитель
Председателя Правления

_____ С.А. Павлушко

Заказчик:

_____ / _____

²⁰ Раздел 5 включается в состав настоящего приложения только в случае заключения договора с субъектом электроэнергетики, владеющим на праве собственности или ином законном основании гидроэлектростанцией установленной мощностью более 100 МВт.

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 - _____²¹, установленная генерирующая мощность – _____, _____ (расшифровка прописью) МВт.

1.1.2.

Исполнитель:

_____/_____

Заказчик:

_____/_____

Исполнитель:

Заместитель
Председателя Правления

_____ С.А. Павлушко

Заказчик:

_____/_____
Приложение № 5

²¹ 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.

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 -
_____ ²².

1.1.2.

Исполнитель:

Заместитель

Председателя Правления

_____ С.А. Павлушко

Заказчик:

_____ / _____

²² 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.

Общие требования к релейной защите и автоматике

1. Принятые сокращения.

<i>КЗ</i>	– короткое замыкание;
<i>ЛЭП</i>	– линия электропередачи;
<i>АТ</i>	– автотрансформатор;
<i>Т</i>	– трансформатор;
<i>ШР</i>	– шунтирующий реактор;
<i>ШСВ</i>	– шиносоединительный выключатель;
<i>СВ</i>	– секционный выключатель;
<i>ТТ</i>	– трансформатор тока;
<i>ТН</i>	– трансформатор напряжения;
<i>АСУ ТП</i>	– автоматизированная система управления технологическим процессом подстанции, электростанции;
<i>АРН</i>	– автоматическое регулирование напряжения;
<i>АРЧМ</i>	– автоматическое регулирование частоты и перетоков активной мощности;
<i>УПАСК</i>	– устройство передачи аварийных сигналов и команд;
<i>РЗ</i>	– релейная защита;
<i>АПНУ</i>	– автоматика предотвращения нарушения устойчивости;
<i>АЛАР</i>	– автоматика ликвидации асинхронного режима;
<i>АОПН</i>	– автоматика ограничения превышения напряжения;
<i>ВОЛС</i>	– волоконная оптическая линия связи;
<i>КЛС</i>	– кабельная линия связи;
<i>ДЗШ</i>	– дифференциальная защита сборных шин;
<i>ДЗЛ</i>	– дифференциальная защита линии;
<i>ДФЗ</i>	– дифференциально-фазная защита;
<i>УРОВ</i>	– устройство резервирования отказа выключателей;
<i>АПВ</i>	– автоматическое повторное включение;
<i>ТАПВ</i>	– трехфазное АПВ;
<i>УТАПВ</i>	– ускоренное ТАПВ;
<i>ОАПВ</i>	– однофазное АПВ;
<i>ЗНР</i>	– защита от неполнофазного режима;
<i>ВЛ</i>	– воздушная линия электропередачи.

2. Требования к противоаварийной автоматике.

Требования к противоаварийной автоматике регламентируются положениями стандарта АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.004-2018 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика. Нормы и требования»

(утвержден и введен в действие приказом АО «СО ЕЭС» от 30.03.2018 № 75), а также иных стандартов АО «СО ЕЭС», указанных в Приложении № 1 к настоящему договору.

3. Требования к режимной автоматике, выполняющей функции системного значения.

3.1. Общие требования.

3.1.1. Режимная автоматика, выполняющая функции системного значения, должна реализовывать следующие функции в нормальном режиме:

- автоматического регулирования напряжения;
- автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности.

3.1.2. Для выполнения указанных функций генераторы, синхронные компенсаторы, статические компенсаторы, трансформаторы, автотрансформаторы энергосистемы должны иметь автоматические устройства, установка и эксплуатация которых осуществляются собственниками объектов электроэнергетики, на которых установлены устройства.

3.1.3. Принципы действия устройств режимной автоматики, выполняющей функции системного значения, их состав должны определяться при проектировании реконструкции или сооружения объекта электроэнергетики в соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок и должны быть согласованы Системным оператором.

3.2. Устройства режимной автоматики на электростанциях.

3.2.1. На электростанциях, независимо от формы собственности, в зависимости от технических требований устанавливаются следующие автоматические устройства режимной автоматики системного значения:

- автоматический регулятор частоты и активной мощности на каждом генераторе;
- автоматический регулятор возбуждения на каждом генераторе;
- групповой регулятор активной мощности;
- групповой регулятор реактивной мощности.

3.2.2. На трансформаторах собственных нужд должны быть установлены автоматические регуляторы напряжения под нагрузкой.

3.2.3. На трансформаторах, автотрансформаторах связи с энергосистемой должны быть установлены автоматические регуляторы напряжения под нагрузкой.

3.2.4. На блочных трансформаторах при наличии технических обоснований может быть предусмотрена установка устройств РПН.

3.3. Устройства режимной автоматики на подстанциях, независимо от формы собственности объекта:

3.3.1. На трансформаторах и автотрансформаторах должны быть установлены автоматические регуляторы напряжения под нагрузкой.

3.3.2. На синхронных и статических компенсаторах должны быть установлены автоматические регуляторы напряжения.

3.4. Устройства режимной автоматики на объектах Системного оператора.

3.4.1. На объектах СО должны размещаться центры управления системой АРЧМ ОЭС, ЕЭС.

4. Требования к релейной защите (РЗ) и сетевой автоматике электрической сети 330-750 кВ.

4.1. Общие требования к РЗ и сетевой автоматике электрической сети 330-750 кВ.

4.1.1. При реконструкции объектов электроэнергетики морально и физически устаревшие устройства РЗ и сетевой автоматики должны заменяться на устройства, выполненные на микропроцессорной элементной базе. При этом на объектах электроэнергетики должны быть решены вопросы электромагнитной совместимости.

4.1.2. Надежность РЗ и сетевой автоматики электрической сети 330-750 кВ должна обеспечиваться эффективным резервированием построения комплекса. Должны применяться следующие виды резервирования:

- ближнее резервирование в качестве основного вида;
- дальнее резервирование в качестве дополнительного к ближнему резервированию.

РЗ должна удовлетворять требованиям быстродействия, селективности, чувствительности и надежности.

4.1.3. Количество ТТ, вторичных обмоток и их классов точности должны обеспечивать раздельное подключение устройств разного назначения.

4.1.4. Основные и резервные защиты любого элемента сети должны включаться на разные вторичные обмотки ТТ.

4.1.5. По цепям питания защит от ТН должно предусматриваться резервирование с ручным переводом цепей на другой ТН.

4.1.6. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии должна подключаться к отдельной вторичной обмотке ТН и ТТ.

4.1.7. При наличии на выключателях двух электромагнитов отключения действие устройств РЗ должно предусматриваться на каждый электромагнит.

4.1.8. При создании (модернизации) РЗ и сетевой автоматики электрической сети 330-750 кВ должны учитываться вопросы интеграции РЗ и сетевой автоматики с АСУ ТП объектов электроэнергетики. Интеграция должна осуществляться только на информационном уровне. При этом действие основных функций РЗ и сетевой автоматики не должно зависеть от состояния АСУ ТП.

4.2. РЗ и сетевая автоматика ЛЭП 330-750 кВ.

4.2.1. На каждой стороне ЛЭП 330-750 кВ должен устанавливаться комплекс РЗ, состоящий не менее чем из двух устройств РЗ.

При этом микропроцессорный терминал РЗ, независимо от количества выполняемых функций, является одним устройством РЗ.

Все устройства РЗ должны реализовывать функцию быстродействующей защиты от всех видов коротких замыканий.

В составе комплекса РЗ на каждой стороне ЛЭП как минимум одно устройство должно выполняться на принципе ступенчатых защит с

реализацией быстрогодействия с помощью разрешающих (блокирующих) сигналов.

Три устройства РЗ должны устанавливаться в обязательном порядке в следующих случаях:

- на ЛЭП, отходящих от атомных электростанций;
- на межгосударственных линиях электропередачи;
- на ЛЭП, при коротком замыкании на которых не обеспечивается принцип дальнего резервирования;
- на ЛЭП, при коротком замыкании на которых и отказе быстродействующих защит увеличение времени отключения короткого замыкания приводит к нарушению устойчивости энергосистемы.

- 4.2.2. Ступенчатые резервные защиты могут выполняться как в виде отдельного устройства защиты, действующего при всех видах КЗ, так и в виде двух устройств защиты, каждое из которых действует при определенных видах КЗ (при междуфазных и коротких замыканиях на землю).
- 4.2.3. Устройства РЗ и сетевой автоматики, устанавливаемые на одной ЛЭП со всех ее сторон, должны удовлетворять требованию аппаратной и функциональной совместимости.
Устройства РЗ смежных ЛЭП должны отвечать требованию взаимной совместимости с защитами рассматриваемой ЛЭП для обеспечения селективности действия при дальнем резервировании.
- 4.2.4. Быстродействие защит должно удовлетворять требованиям обеспечения устойчивости параллельной работы генераторов энергосистемы при отключении КЗ и требованиям обеспечения устойчивости нагрузки потребителей.
- 4.2.5. На ЛЭП 330 кВ и выше должны устанавливаться устройства передачи команд по высокочастотному каналу по ЛЭП, по КЛС или по ВОЛС для обеспечения быстрого отключения ЛЭП с двух сторон (телеускорение) от резервных защит, а также для передачи команд телеотключения и сигналов противоаварийной автоматики.
- 4.2.6. На ступенчатых резервных защитах от междуфазных КЗ и от КЗ на землю, действующих с выдержкой времени и охватывающих всю длину ЛЭП (с коэффициентом чувствительности не менее 1,2), должно предусматриваться оперативное и автоматическое ускорение ступеней, используемое при опробовании ЛЭП и оборудования напряжением.
- 4.2.7. Защиты, имеющие цепи напряжения, неисправность которых может привести к ложному действию защиты, должны автоматически блокироваться при нарушении цепей напряжения.
- 4.2.8. Дистанционные защиты должны иметь автоматическую блокировку ступеней, которые могут неправильно работать при качаниях в энергосистеме.
- 4.2.9. Для ликвидации неполнофазных режимов на ЛЭП должна предусматриваться защита ЗНР, действующая на отключение 3-х фаз ЛЭП с запретом АПВ, пуском УРОВ, остановом высокочастотного передатчика дифференциально-фазной защиты на данном конце ЛЭП и пуском команды на противоположный конец ЛЭП для телеотключения.
- 4.2.10. На каждой стороне ЛЭП 330-750 кВ должно предусматриваться автоматическое повторное включение (ОАПВ и ТАПВ). УТАПВ должно

предусматриваться только тогда, когда это эффективно для снижения объема управляющих воздействий противоаварийной автоматики.

Пуск ОАПВ и УТАПВ должен осуществляться от быстродействующих защит.

- 4.2.11. При выполнении РЗ на микропроцессорной элементной базе следует предусматривать фазоселективность каждого терминала и его действия без дополнительных задержек на отключение поврежденной фазы при однофазных КЗ, а при многофазных КЗ на отключение трех фаз. Действие с выдержкой времени следует выполнять на отключение трех фаз.
- 4.2.12. ТАПВ следует предусматривать отдельно на каждый выключатель.
- 4.2.13. В устройствах ТАПВ должны быть предусмотрены следующие функциональные возможности:
- автоматическое ускорение РЗ при опробовании напряжением ЛЭП вручную и от ТАПВ;
 - контроль отсутствия напряжения на линии;
 - контроль наличия напряжения на линии;
 - контроль отсутствия напряжения на шинах;
 - контроль наличия напряжения на шинах;
 - проверка синхронизма (при необходимости улавливание синхронизма);
 - ускоренное включение от ТАПВ;
 - фиксация действия быстродействующих защит;
 - однократность действия;
 - двукратность действия.
- 4.2.14. На каждой стороне ЛЭП должна быть реализована функция определения места повреждения на линии (как правило, методом двухстороннего замера).
- 4.2.15. Вновь устанавливаемые устройства РЗ и сетевой автоматики должны быть выполнены на микропроцессорной элементной базе.
- 4.2.16. Допускается при реконструкции (модернизации) РЗ и сетевой автоматики оставлять в работе электромеханические и микроэлектронные устройства, если они обеспечивают функциональную совместимость и требуемые технические характеристики и надежность.
- 4.2.17. В качестве основной защиты ЛЭП должны предусматриваться защиты от всех видов КЗ с абсолютной селективностью. При наличии волоконно-оптического канала связи предпочтение должно отдаваться ДЗЛ.
- 4.2.18. Вывод устройств РЗ и сетевой автоматики ЛЭП должен производиться отключающими устройствами без отсоединения проводов на клеммах по цепям тока, напряжения, отключения выключателей, пуска УРОВ каждого выключателя, передачи команд РЗ или ПА.

4.3. РЗ АТ (Т) и ШР 330-750 кВ.

- 4.3.1. При выполнении РЗ на АТ (Т) необходимо предусматривать защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:
- однофазных и многофазных КЗ в обмотках и на выводах (ошиновке);
 - витковых замыканий в обмотках;
 - токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
 - токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
 - токов неполнофазного режима;

- частичного пробоя изоляции вводов высшего и среднего напряжения;
 - понижения уровня масла.
- 4.3.2. На ШР необходимо предусматривать защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:
- однофазных КЗ в обмотках и на выводах;
 - витковых замыканий в обмотках;
 - частичного пробоя изоляции вводов высокого напряжения;
 - понижения уровня масла.
- 4.3.3. Для повышения надежности действия РЗ АТ (Т) она должна быть разделена на две-три группы по цепям питания оперативным током, цепям переменного напряжения и тока.
- 4.3.4. На АТ (Т) 330-750 кВ должно устанавливаться по два комплекта дифференциальных защит.
- 4.3.5. Для обеспечения высокой чувствительности дифференциальной защиты АТ (Т) следует предусматривать отдельные дифференциальные защиты ошинок АТ (Т) напряжением 110 кВ и выше, если АТ (Т) с этой стороны подключен к сети через два выключателя и более. На напряжении 330-750 кВ ошиновка АТ (Т) должна защищаться не менее чем двумя быстродействующими защитами.
Следует предусматривать отдельную дифференциальную защиту ошиновки низшего напряжения токоограничивающего реактора, вольтодобавочного трансформатора. Должен быть решен вопрос обеспечения работы УРОВ выключателей высшего напряжения АТ (Т) при КЗ на стороне низшего напряжения.
- 4.3.6. Газовая защита АТ (Т) 330-750 кВ должна иметь устройство контроля изоляции цепей, приходящих на газовое реле, и действующее в случае неисправности цепей с выдержкой времени на сигнал. Газовая защита АТ (Т) 330-750 кВ должна иметь по два контакта на газовом реле для каждой ступени для возможности их отдельного использования в разных комплектах защиты.
- 4.3.7. В резервных защитах АТ (Т) должно предусматриваться автоматическое и оперативное ускорение отдельных ступеней.
- 4.3.8. Защиты, имеющие цепи напряжения, неисправность которых может привести к ложному действию защиты, должны автоматически блокироваться при нарушении цепей напряжения.
- 4.3.9. Дистанционные защиты должны иметь блокировку ступеней, которые могут неправильно работать при качаниях в энергосистеме.
- 4.3.10. На ШР должны предусматриваться два комплекта основных защит. В составе каждого комплекта должна быть продольная дифференциальная токовая защита и поперечная дифференциальная токовая защита.
- 4.3.11. Конструктивно в каждом устройстве релейной защиты АТ (Т), ШР должна быть предусмотрена возможность его полного вывода из работы с выводом всех выходных цепей, по которым возможно отключение выключателей или пуск УРОВ при работе на устройстве.
- 4.4. РЗ и сетевая автоматика сборных шин 330-750 кВ.**
- 4.4.1. Для повышения надежности работы энергосистемы, предотвращения нарушений динамической устойчивости и улучшения условий согласования резервных защит линий разного класса напряжений необходимо

устанавливать по два комплекта дифференциальных защит сборных шин (ДЗШ) на напряжении 330 кВ и выше.

- 4.4.2. Для двойной системы шин с одним выключателем на присоединение ДЗШ должна выполняться по схеме для фиксированного распределения присоединений. При этом в ДЗШ и УРОВ должна предусматриваться возможность изменения фиксации при переводе присоединений с одной системы шин на другую.
- 4.4.3. ДЗШ должна иметь контроль исправности вторичных цепей ТТ, действующий с выдержкой времени на вывод защиты из работы и на сигнал. При этом весьма желательно иметь контроль исправности нулевых проводов от ТТ.
- 4.4.4. Выключатели присоединений должны входить в зону ДЗШ.
- 4.4.5. При наличии ТТ с двух сторон выключателей схема релейной защиты должна выполняться так, чтобы выключатель входил в зону действия ДЗШ и в зону действия защиты присоединения.
- 4.4.6. Конструктивно в ДЗШ должна быть предусмотрена возможность полного вывода защиты из работы. Вывод должен производиться отключающими устройствами (блоками) без отсоединения проводов на клеммах по цепям тока, напряжения, отключения выключателей, пуска УРОВ каждого выключателя и т.д.
- 4.4.7. Должна быть предусмотрена возможность выполнения АПВ шин.

4.5. УРОВ 330-750 кВ.

- 4.5.1. УРОВ на напряжении 330-750 кВ должен устанавливаться во всех случаях, независимо от эффективности дальнего резервирования.
- 4.5.2. Конструктивно УРОВ 330-750 кВ должен предусматриваться отдельно для каждого выключателя с возможностью независимого обслуживания каждого устройства.
- 4.5.3. УРОВ 330-750 кВ должен действовать на отключение с запретом АПВ смежных с отказавшим выключателей, через которые возможна подача напряжения на участок схемы с отказавшим выключателем..
- 4.5.4. При КЗ на шинах и отказе выключателя линии, через который она коммутируется на шины, УРОВ должен обеспечивать также отключение с противоположной стороны этой ЛЭП с запретом АПВ.
- 4.5.5. При КЗ на присоединении и отказе общего выключателя данного присоединения и смежной ЛЭП УРОВ должен обеспечивать также отключение с противоположной стороны этой ЛЭП с запретом АПВ.

4.6. РЗ и сетевая автоматика обходного выключателя, ШСВ и СВ 330-750 кВ

- 4.6.1. Устройства РЗ и сетевой автоматики обходного выключателя 330-750 кВ должны обеспечивать все функции релейной защиты и сетевой автоматики любых ЛЭП и оборудования при включении в работу (переводе) их через обходной выключатель. Выходные цепи, цепи переменного тока и напряжения основных защит указанных ЛЭП и оборудования при включении в работу (переводе) их через обходной выключатель должны иметь возможность перевода на обходной выключатель.
- 4.6.2. РЗ ШСВ и СВ должна выполняться так, чтобы ее можно было использовать при опробовании напряжением системы шин и элементов, подключенных к шинам.

5. Требования к РЗ и сетевой автоматике электрической сети 110-220 кВ.

5.1. Общие требования к РЗ и сетевой автоматике электрической сети 110-220 кВ.

- 5.1.1. Надежность РЗ и сетевой автоматики электрической сети 110-220 кВ должна обеспечиваться эффективным резервированием построения комплекса. Должны применяться следующие виды резервирования:
- ближнее резервирование в качестве основного вида;
 - дальнейшее резервирование в качестве дополнительного к ближнему резервированию.
- 5.1.2. Количество ТТ, вторичных обмоток и их классов точности должны обеспечивать раздельное подключение устройств разного назначения.
- 5.1.3. Каждое устройство основной и резервной защиты любого элемента сети должно включаться на разные вторичные обмотки ТТ.
- 5.1.4. По цепям питания защит от ТН должно предусматриваться резервирование с ручным переводом цепей на другой ТН.
- 5.1.5. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии должна подключаться к отдельной вторичной обмотке ТН, ТТ.
- 5.1.6. При создании (модернизации) комплексов и устройств РЗ и сетевой автоматики электрической сети 110-220 кВ должны учитываться вопросы интеграции РЗ и сетевой автоматики с АСУ ТП объектов электроэнергетики. При этом основные функции РЗ и сетевой автоматики должны быть автономными и не связываться с АСУ ТП. Интеграция должна осуществляться только на информационном уровне.

5.2. РЗ и сетевая автоматика ЛЭП 110-220 кВ.

- 5.2.1. РЗ на каждой стороне ЛЭП 110 - 220 кВ должна включать в себя основную и резервную защиту. Должны быть предусмотрены мероприятия, обеспечивающие отстройку основной защиты от КЗ за трансформаторами отпаечных подстанций. В случае если ЛЭП является кабельной или кабельно-воздушной линией, необходимо предусматривать две основные защиты.
- 5.2.2. Резервная защита должна обладать достаточной чувствительностью в пределах всей зоны дальнего резервирования. В противном случае необходимо предусматривать дополнительные мероприятия по усилению ближнего резервирования элементов, не имеющих дальнего резервирования.
- 5.2.3. Ступенчатые резервные защиты могут выполняться как в виде отдельного устройства РЗ, действующего при всех видах КЗ, так и в виде нескольких устройств РЗ, каждое из которых действует при определенных видах КЗ.
- 5.2.4. Устройства РЗ и сетевой автоматики, устанавливаемые на одной ЛЭП со всех ее сторон, должны удовлетворять требованию функциональной совместимости.
- 5.2.5. Устройства РЗ смежных ЛЭП, обеспечивающие резервирование устройств защиты рассматриваемой ЛЭП, должны отвечать требованию взаимной совместимости с защитами рассматриваемой ЛЭП для обеспечения селективности действия.
- 5.2.6. Быстродействие защит должно удовлетворять требованиям обеспечения устойчивости параллельной работы генераторов энергосистемы при

отключении КЗ и требованиям обеспечения устойчивости нагрузки потребителей.

В случае если невозможно обеспечить требуемое быстродействие защит, при отсутствии основной защиты на линиях должна предусматриваться установка двух основных защит.

- 5.2.7. На ступенчатых резервных защитах от междуфазных КЗ и от КЗ на землю должно предусматриваться оперативное ускорение по времени ступеней, действующих с выдержкой времени и охватывающих всю длину ЛЭП с коэффициентом чувствительности не менее 1,2.
- 5.2.8. Защиты, имеющие цепи напряжения, неисправность которых может привести к ложному действию защиты, должны автоматически блокироваться при нарушении цепей напряжения.
- 5.2.9. Дистанционные защиты должны иметь блокировку от качаний в энергосистеме.
- 5.2.10. При пофазном управлении выключателями для ликвидации неполнофазных режимов на ЛЭП должна предусматриваться защита от неполнофазного режима (ЗНР), действующая на отключение 3-х фаз с запретом АПВ, пуском УРОВ, останом высокочастотного передатчика дифференциально-фазной защиты на данном конце и на передачу команды телеотключения на противоположный конец ЛЭП, если канал для передачи команд на данной ЛЭП предусматривается по другим причинам.
- 5.2.11. На каждой стороне ЛЭП 110-220 кВ должно предусматриваться ТАПВ.
- 5.2.12. При подсоединении ЛЭП к шинам через два выключателя, ТАПВ следует предусматривать отдельно на каждый выключатель.
- 5.2.13. Исходя из совокупности конкретных условий места установки ТАПВ в энергосистеме, могут быть использованы следующие функциональные возможности в ТАПВ:
 - автоматическое ускорение релейной защиты при опробовании напряжением ЛЭП вручную и от ТАПВ;
 - контроль отсутствия напряжения на линии;
 - контроль наличия напряжения на линии;
 - контроль отсутствия напряжения на шинах;
 - контроль наличия напряжения на шинах;
 - проверка синхронизма (при необходимости улавливание синхронизма);
 - несинхронное включение от ТАПВ;
 - ускоренное включение от ТАПВ;
 - фиксация действия быстродействующих защит;
 - однократность действия;
 - двукратность действия.
- 5.2.14. На каждой стороне ЛЭП должна быть реализована функция определения места повреждения на линии (как правило двухстороннее).
- 5.2.15. Вновь устанавливаемые устройства РЗ и сетевой автоматики должны быть выполнены на микропроцессорной элементной базе.
- 5.2.16. Допускается при реконструкции (модернизации) РЗ и сетевой автоматики оставлять в работе электромеханические и микроэлектронные устройства, если они обеспечивают функциональную совместимость и требуемые технические характеристики и надежность.

- 5.2.17. Устройства релейной защиты ЛЭП 110-220 кВ могут дополняться устройствами передачи команд по высокочастотному каналу или по оптоволоконному каналу.
- 5.2.18. В качестве основной защиты ЛЭП 110-220 кВ должны предусматриваться защиты от всех видов КЗ с абсолютной селективностью. Преимущество должно отдаваться высокочастотной защите, работающей по высокочастотному каналу данной ЛЭП, при необходимости с устройствами блокировки при КЗ за отпаечными трансформаторами. При наличии ВОЛС целесообразно применять ДЗЛ.
- 5.2.19. Конструктивно в каждом устройстве РЗ ЛЭП должна быть предусмотрена возможность его полного вывода из работы с выводом всех выходных цепей, по которым возможно отключение выключателей, пуск УРОВ при работе на устройстве, передача команд РЗ или ПА.
- 5.3. РЗ и сетевая автоматика АТ (Т) 110-220 кВ**
- 5.3.1. На АТ (Т) 110-220 кВ необходимо предусматривать защиты от следующих видов повреждений:
- многофазных КЗ в обмотках и на выводах (ошиновке);
 - однофазных КЗ в обмотке и на выводах (ошиновке) 110-220 кВ;
 - витковых замыканий в обмотках;
 - токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
 - токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
 - неполнофазного режима;
 - понижения уровня масла.
- 5.3.2. Для повышения надежности действия РЗ АТ (Т) она должна быть разделена минимум на две группы по цепям питания оперативным током, цепям переменного напряжения и тока.
- 5.3.3. На АТ 220 кВ и Т 110-220 кВ мощностью 63 МВА и более должно устанавливаться по два комплекта дифференциальных защит в целях повышения надежности отключения КЗ в АТ (Т) и улучшения условий селективности действия резервных защит, установленных на примыкающих к АТ (Т) ЛЭП разного класса напряжений. Указанные комплекты защит должны быть включены по цепям оперативного тока и цепям трансформаторов тока с соблюдением принципов ближнего резервирования.
- 5.3.4. Газовая защита АТ (Т) 110-220 кВ должна иметь устройство контроля изоляции цепей оперативного тока, приходящих на газовое реле, и действующее в случае неисправности цепей с выдержкой времени на вывод газовой защиты из работы и на сигнал. Газовая защита АТ (Т) 110-220 кВ должна иметь по два контакта на газовом реле для каждой ступени для возможности их отдельного использования в разных комплектах защиты.
- 5.3.5. Резервные защиты АТ (Т) должны удовлетворять требованию совместимости в части согласования их характеристик с характеристиками резервных защит ЛЭП прилегающей сети.
- 5.3.6. Резервная защита АТ (Т) должна обладать достаточной чувствительностью в пределах всей зоны дальнего резервирования. В противном случае необходимо предусматривать дополнительные мероприятия по усилению ближнего резервирования элементов, не имеющих дальнего резервирования.

- 5.3.7. В резервных защитах АТ (Т) должно предусматриваться автоматическое и оперативное ускорение отдельных ступеней.
 - 5.3.8. Защиты, имеющие цепи напряжения, неисправность которых может привести к ложному действию защиты, должны автоматически блокироваться при нарушении цепей напряжения.
 - 5.3.9. Дистанционные защиты должны иметь блокировку от качаний в энергосистеме.
 - 5.3.10. На одиночно работающих Т (АТ) 110-220 кВ можно использовать АПВ, когда отключение Т приводит к обесточению нагрузки потребителей с запретом работы при автоматическом отключении от основных защит Т (АТ) (газовой защиты, ДЗТ).
 - 5.3.11. Конструктивно в каждом устройстве РЗ АТ (Т) должна быть предусмотрена возможность его полного вывода из работы с выводом всех выходных цепей, по которым возможно отключение выключателей или пуск УРОВ при работе на устройстве.
- 5.4. РЗ сборных шин 110-220 кВ**
- 5.4.1. Для сборных шин напряжением 110-220 кВ должны предусматриваться отдельные устройства РЗ шин, в некоторых случаях для ответственных узлов - по два комплекта.
 - 5.4.2. Измерительные органы ДЗШ должны иметь специальную отстройку от переходных и установившихся токов небаланса (например, измерительные органы, включенные через насыщающиеся трансформаторы тока, органы с торможением и др.)
 - 5.4.3. Для двойной системы шин с одним выключателем на присоединение ДЗШ должна выполняться по схеме для фиксированного распределения присоединений. При этом в ДЗШ и УРОВ должны предусматриваться возможность изменения фиксации токовых и оперативных цепей при переводе присоединений с одной системы шин на другую.
 - 5.4.4. ДЗШ должна иметь контроль исправности вторичных цепей трансформаторов тока, действующий с выдержкой времени на вывод защиты из работы и на сигнал. При этом весьма желательно иметь контроль исправности нулевых проводов от ТТ.
 - 5.4.5. Выключатели присоединений должны входить в зону ДЗШ.
 - 5.4.6. При наличии ТТ с двух сторон выключателей схема РЗ должна выполняться так, чтобы выключатель входил в зону действия ДЗШ и в зону действия защиты присоединения.
 - 5.4.7. Конструктивно в ДЗШ должна быть предусмотрена возможность полного вывода защиты из работы с выводом всех внешних цепей, по которым возможно ошибочное отключение выключателей или ошибочный пуск УРОВ при работе на ДЗШ.
- 5.5. УРОВ 110-220 кВ.**
- 5.5.1. На напряжении 110-220 кВ УРОВ должен устанавливаться во всех случаях.
 - 5.5.2. Конструктивно УРОВ 110-220 кВ может выполняться как одно целое устройство на систему шин, секцию, распределительное устройство или отдельно для каждого выключателя, что дает возможность независимого обслуживания каждого устройства.
 - 5.5.3. УРОВ 110-220 кВ должен действовать на отключение с запретом АПВ смежных с отказавшим выключателей, через которые возможна подача напряжения на участок схемы с отказавшим выключателем. При КЗ на

шинах и отказе выключателя линии, через который она коммутируется на шины, УРОВ должен предусматривать останов высокочастотного передатчика высокочастотной защиты на данном конце ЛЭП и посылка команды телеотключения на противоположный конец этой ЛЭП с запретом АПВ при наличии такой возможности.

5.5.4. При КЗ на присоединении и отказе общего выключателя данного присоединения и смежной ЛЭП УРОВ должен предусматривать останов высокочастотного передатчика высокочастотной защиты на данном конце смежной ЛЭП и посылку команды телеотключения на противоположный конец этой ЛЭП с запретом АПВ, если таковая возможность имеется.

5.5.5. Схема УРОВ должна быть выполнена таким образом, чтобы предотвращалось их случайное действие на отключение выключателей смежных присоединений.

5.6. РЗ и сетевая автоматика обходного выключателя, ШСВ и СВ 110-220 кВ.

5.6.1. Устройства РЗ и сетевой автоматики обходного выключателя 110-220 кВ должны обеспечивать все функции релейной защиты и сетевой автоматики любых ЛЭП и оборудования при включении в работу (перевode) их через обходной выключатель. Выходные цепи, цепи переменного тока и напряжения основных защит указанных ЛЭП и оборудования при включении в работу (перевode) их через обходной выключатель должны иметь возможность перевода на обходной выключатель.

5.6.2. Релейная защита ШСВ и СВ, обходного выключателя должна выполняться так, чтобы ее можно было использовать при опробовании напряжением системы шин.

6. Требования к регистрации аварийных событий и процессов.

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

6.2. Требования к автономным РАС, их применению на объектах электроэнергетики, составу, записи и передаче информации об аварийных событиях с использованием автономных РАС регламентируются положениями стандарта АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.006-2015 «Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 24.11.2015 № 380, с изменениями, утвержденными приказом АО «СО ЕЭС» от 13.12.2017 № 310).

6.3. При применении устройств РЗ и сетевой автоматики на микропроцессорной элементной базе ими должна осуществляться регистрация параметров электромагнитных переходных процессов, фактов срабатывания пусковых и измерительных органов устройств РЗ и сетевой автоматики, фактов действия устройств РЗ и сетевой автоматики на изменение состояния коммутационных аппаратов и на пуск команд.

- 7. Требования по организации каналов связи для функционирования РЗА.**
- 7.1. Для передачи информации, обеспечивающей функционирование противоаварийной или режимной автоматики, с объектов электросетевого хозяйства высшим классом напряжения 110 кВ и выше и электростанций установленной мощностью 5 МВт и более независимо от класса напряжения их присоединения к электрической сети должно быть организовано не менее двух независимых каналов связи в каждом направлении передачи информации.
 - 7.2. Для передачи сигналов и команд противоаварийной и режимной автоматики должен использоваться дублированный режим передачи информации.
 - 7.3. Каждый канал связи, обеспечивающий функционирование устройств РЗ, осуществляющих функцию основной защиты ЛЭП, должен быть организован по выделенному каналу, независимому от каналов связи для других устройств РЗ той же ЛЭП.
 - 7.4. Организация каналов связи, обеспечивающих функционирование устройств РЗ ЛЭП классом напряжения 220 кВ и выше, должна исключать возможность одновременной потери функциональности основных защит разных ЛЭП по общей причине.
 - 7.5. Передача сигналов и команд РЗ должна осуществляться без промежуточной обработки.
 - 7.6. Организация высокочастотных каналов связи по грозотросам ВЛ для передачи сигналов и команд РЗА не допускается.
 - 7.7. При организации высокочастотных каналов связи по фазным проводам ВЛ с совмещением передачи сигналов и команд РЗА, технологической телефонной связи и телеметрической информации, должна быть организована приоритетная передача команд РЗА.
 - 7.8. Каналы радиорелейной связи, высокочастотной связи по ВЛ и спутниковой связи должны выполняться с учетом обеспечения запаса по перекрываемому затуханию с учетом неблагоприятных погодных условий (туман, изморозь, гололед, дождь).
 - 7.9. Для передачи команд РЗА высокочастотные каналы связи по ВЛ должны дополнительно обеспечивать запас по перекрываемому затуханию при возможных коротких замыканиях на ВЛ, по проводам которой организован высокочастотный канал.
 - 7.10. При организации каналов связи должны выполняться условия по обеспечению электромагнитной совместимости.
 - 7.11. Должен обеспечиваться непрерывный автоматический контроль исправности каналов связи для РЗА. При неисправности канала связи, выявленной в процессе автоматического контроля, должна обеспечиваться автоматическая блокировка устройств РЗА, если эта неисправность может привести к неправильным действиям устройств РЗА, с возможностью автоматической и (или) ручной деблокировки, а также формирование сигнала неисправности канала соответствующих устройств РЗА.
 - 7.12. Каналы связи, обеспечивающие функционирование РЗА, организуемые в цифровых системах передачи по волоконно-оптическим, кабельным или радиорелейным линиям связи, должны иметь согласованные с устройствами РЗА электрические или оптические интерфейсы. Согласование интерфейсов может выполняться как со стороны цифровых систем передачи, так и со стороны устройств РЗА.

7.13. Для микропроцессорных устройств РЗА, имеющих линейные оптические интерфейсы, должна предусматриваться возможность организации их работы по выделенным оптическим волокнам волоконно – оптического кабеля при условии соответствия его протяженности ресурсным возможностям оптических интерфейсов. При превышении допустимой протяженности или невозможности выделения оптических волокон организация каналов связи, обеспечивающих функционирование микропроцессорных устройств РЗА, по волоконно-оптическим линиям связи осуществляется через мультиплексоры цифровых систем передачи.

8. Прочие требования.

8.1. Микропроцессорные устройства РЗА должны обеспечивать правильное функционирование в диапазоне частоты электрического тока 45 – 55 Гц.

Исполнитель:

Заместитель
Председателя Правления

_____ С.А. Павлушко

Заказчик:

_____/_____

Приложение № 7
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 приказом Минэнерго России от 23.07.2012 № 340 «Об утверждении перечня предоставляемой субъектами электроэнергетики информации, форм и порядка ее предоставления» перечнем информации, предоставляемой субъектами электроэнергетики, – в объеме, по формам, в сроки и порядке, предусмотренном указанным приказом для передачи информации в диспетчерские центры (далее – ДЦ).

2. Телеметрическая информация – 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 электростанции (в том числе о предполагаемом составе и параметрах генерирующего оборудования) – в соответствии с правилами оптового рынка и договором о присоединении к торговой системе оптового рынка.

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

5. Данные коммерческого учета электрической энергии – в объеме, форматах и сроки, установленные договором о присоединении к торговой системе оптового рынка.

6. Предложения по выработке и поставке электрической энергии и мощности – в соответствии с Порядком формирования сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках ЕЭС России по субъектам Российской Федерации, утвержденным уполномоченным федеральным органом исполнительной власти.

7. Предложения по суточной процентной разбивке прогнозного месячного объема потребления, выработки и перетоков электрической энергии, предусмотренного утвержденным уполномоченным федеральным органом исполнительной власти сводным прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии (мощности), – в определенные ДЦ сроки.

8. Годовые и месячные графики ремонта оборудования электростанции, не относящегося к объектам диспетчеризации, вывод в ремонт или консервацию которого приведет к снижению рабочей мощности электростанции, – в согласованные с ДЦ сроки.

9. Заявленные значения ограничений установленной мощности электростанций на предстоящий год, месяц, а также документы для согласования ограничений установленной мощности электростанций, расположенных в неценовых зонах оптового рынка, – в соответствии с утвержденными Исполнителем

Техническими требованиями к генерирующему оборудованию участников оптового рынка.

10. Прогнозный месячный баланс мощности нагрузки и потребления – в установленных ДЦ форматах и сроки.

11. Фактический баланс мощности по итогам календарного месяца – в течение 5 рабочих дней со дня окончания месяца.

12. Показатели мониторинга параметров газоснабжения электростанций²³:
 – допустимое минимальное и максимальное давление газа перед газораспределительным пунктом – по запросу ДЦ;
 – фактическое минимальное давление газа за прошедшие сутки - ежесуточно.

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

14. Утвержденные принципиальные тепловые схемы электростанций Заказчика - 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.

15. Другая информация, необходимая Исполнителю для планирования и управления режимами работы ЕЭС России, представляемая в соответствии с нормативными правовыми актами, договором о присоединении к торговой системе оптового рынка и по запросу.

Исполнитель:

Заместитель
 Председателя Правления

_____ С.А. Павлушко

Заказчик:

 _____ / _____

²³ Требование распространяется на электростанции, использующие газ в качестве основного или резервного топлива.

Приложение № 8
к Договору возмездного оказания услуг
по оперативно – диспетчерскому
управлению в электроэнергетике
от «___»_____ 20__ г. №_____

**Особенности производства электрической энергии на электростанции
Заказчика с учетом технических и технологических режимов работы
оборудования основного промышленного производства Заказчика ²⁴**

²⁴ Указанное приложение включается только в договор с хозяйствующим субъектом, осуществляющим деятельность по производству, передаче и купле-продаже электрической энергии с использованием принадлежащих ему на праве собственности или ином законном основании электростанций и иных объектов электроэнергетики, непосредственно связанных между собой и (или) с принадлежащими ему энергопринимающими устройствами, преимущественно для удовлетворения собственных производственных нужд.

В данном приложении к договору должны быть указаны:

1. Особенности работы оборудования электростанции с использованием (утилизацией) побочных продуктов основного промышленного производства Заказчика (доменного, коксового, конверторного газов, масляных смесей, отходящего тепла технологического оборудования и т.п.). Краткое описание технологического процесса. Графики нагрузки потребителей по характерным дням недели. Условия покрытия электропотребления собственной генерацией.

2. Ограничения мощности, связанные с особенностями основного промышленного производства Заказчика. Техническое обоснование.

3. Маневренность генерирующего оборудования в характерных режимах работы. Особенности выбора состава оборудования в различных режимах. Диапазон регулирования активной мощности. Техническое обоснование.

4. Диапазон регулирования реактивной мощности генерирующего оборудования. Техническое обоснование.