

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

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

г. Москва

«___» _____ 2009 г.

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

1. Предмет Соглашения.

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

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

1.3. Отдельные права и обязанности Системного оператора по настоящему Соглашению от его имени осуществляет его филиал «*Региональное диспетчерское управление энергосистемы _____*» (РДУ), в операционную зону которого входят энергообъекты Потребителя, а в случаях, предусмотренных настоящим Соглашением – соответствующий филиал Системного оператора «*Объединенное диспетчерское управление _____*» (ОДУ) (*далее при совместном упоминании - диспетчерские центры*).

2. Общие положения.

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

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

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

2.2. Управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России осуществляется Системным оператором посредством выдачи диспетчерских команд, разрешений и распоряжений.

2.3. Системный оператор определяет работников диспетчерских центров (диспетчеров), уполномоченных выдавать диспетчерские команды и разрешения по управлению электроэнергетическим режимом энергосистемы в операционной зоне соответствующего диспетчерского центра. Системный оператор обязан ежегодно до 01 января каждого года представлять Потребителю списки диспетчерского персонала и своевременно уведомлять о внесенных в них корректировках.

2.4. Потребитель определяет дежурных работников энергообъектов и оперативно-технологических служб Потребителя (далее – *оперативный персонал*), уполномоченных на осуществление операций по изменению технологического режима работы или эксплуатационного состояния оборудования и устройств энергообъектов Потребителя. Потребитель обязан ежегодно в срок до 01 января каждого года представлять Системному оператору списки оперативного персонала, а также административно-технического персонала Потребителя, имеющего право контролировать производство переключений на энергообъекте, отдельно по каждому энергообъекту Потребителя, в состав которого входят объекты диспетчеризации, и своевременно уведомлять о внесенных в указанные списки корректировках.

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

Потребитель обеспечивает возможность выдачи диспетчерских команд и разрешений диспетчером Системного оператора непосредственно оперативному персоналу Потребителя по диспетчерским каналам связи, предоставляемым Потребителем в круглосуточном режиме. Передача диспетчерских команд через оперативный персонал электросетевых организаций допускается как временная схема до организации прямых каналов связи между энергообъектом Потребителя и диспетчерским центром Системного оператора.

2.5. Оперативный персонал Потребителя обязан выполнить диспетчерские команды и распоряжения об изменении технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации. Диспетчерские команды не подлежат исполнению в случае, если это создает угрозу жизни или здоровью людей, угрозу повреждения оборудования.

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

2.6. Системный оператор разрабатывает и утверждает регламенты, стандарты, положения, инструкции и другие документы по вопросам организации

оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России, регулирования напряжения, производства переключений и иным вопросам осуществления оперативно-диспетчерского управления в операционной зоне соответствующего диспетчерского центра.

Документы, утвержденные Системным оператором в соответствии с приложением № 1 к настоящему Соглашению и требованиями нормативных правовых актов, представляются Системным оператором Потребителю и являются обязательными для Сторон. Указанные документы вступают в силу для Потребителя по истечении 10 (десяти) дней с момента их получения, если самими указанными документами не установлен другой срок введения их в действие.

2.7. Потребитель разрабатывает инструктивную документацию для оперативного персонала энергообъектов и оперативно-технологических служб Потребителя на основании действующих нормативных правовых актов и соответствующих документов Системного оператора. Перечень документов Потребителя, подлежащих согласованию с Системным оператором, указан в приложении № 1 к настоящему Соглашению.

3. Порядок взаимодействия при планировании и управлении режимами работы ЕЭС России.

3.1. При планировании и управлении электроэнергетическим режимом работы ЕЭС России Системный оператор обязан:

3.1.1. Осуществлять расчет электроэнергетических режимов энергосистемы, определять допустимые перетоки мощности в сечениях и по ЛЭП, находящимся в диспетчерском управлении или ведении диспетчерских центров Системного оператора.

3.1.2. Разрабатывать и утверждать нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики операционных зон диспетчерских центров (схемы энергосистемы), а также осуществлять рассмотрение и согласование нормальных схем электрических соединений энергообъектов Потребителя, в состав которых входят объекты диспетчеризации.

3.1.3. Разрабатывать, утверждать и доводить до Потребителя типовые программы переключений по выводу в ремонт и вводу в работу объектов диспетчеризации Потребителя, находящихся в диспетчерском управлении диспетчерских центров Системного оператора.

3.1.4. Задавать графики напряжения в контрольных пунктах электрической сети, определенных диспетчерскими центрами Системного оператора, с указанием верхних и нижних границ регулирования напряжения.

3.1.5. Осуществлять регулирование частоты электрического тока, определять параметры настройки устройств релейной защиты, объёмы, места размещения, места реализации управляющих воздействий и параметры настройки устройств противоаварийной и режимной автоматики.

3.1.6. Определять требования к графикам аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) (*далее – графики аварийного ограничения*), осуществлять рассмотрение и согласование графиков аварийного ограничения, разработанных сетевыми организациями.

3.1.7. Обеспечивать соответствие технологического режима работы объектов диспетчеризации допустимым технологическим режимам работы и условиям работы электроэнергетического оборудования с учетом особенностей работы энергообъектов

Потребителя, обусловленных техническими и технологическими режимами работы оборудования основного промышленного производства Потребителя.

3.1.8. Разрабатывать на основании предложений Потребителя диспетчерские графики работы электростанций Потребителя, генерирующее оборудование которых отнесено к объектам диспетчеризации, и доводить их до оперативного персонала электростанций Потребителя в виде обязательного для исполнения документа. Информация, представляемая Потребителем для формирования диспетчерского графика работы электростанции, указана в приложении № 2 к настоящему Соглашению.

3.2. Потребитель обязан:

3.2.1. Выполнять заданный Системным оператором диспетчерский график работы электростанций Потребителя и диспетчерские команды (распоряжения) по его корректировке.

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

3.2.3. Представлять Системному оператору информацию, необходимую для планирования и управления режимами работы ЕЭС России, в соответствии с приложением № 2 к настоящему Соглашению и иную информацию в объемах и порядке, предусмотренных действующими нормативными правовыми актами, а также разработанными и утвержденными в соответствии с ними документами Системного оператора.

3.2.4. Ежегодно не позднее 15 ноября (при вводе в работу новых или реконструированных энергообъектов – за 3 (три) месяца до ввода их в работу) представлять Системному оператору на согласование нормальные схемы электрических соединений энергообъектов Потребителя, в состав которых входят объекты диспетчеризации. Утвержденные нормальные схемы электрических соединений энергообъектов Потребителя на следующий год должны быть переданы Системному оператору не позднее 25 декабря текущего года (при вводе в работу новых или реконструированных энергообъектов – за 2 месяца до ввода их в работу).

3.2.5. При планируемом изменении параметров ЛЭП и оборудования энергообъектов Потребителя, относящихся к объектам диспетчеризации, в срок не менее чем за 6 (шесть) месяцев до осуществления изменений уведомить об этом соответствующий диспетчерский центр Системного оператора в целях корректировки расчетных схем, используемых для расчетов установившихся режимов, параметров настройки устройств релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики (*далее – РЗА*) и инструктивных документов.

3.2.6. Незамедлительно сообщать диспетчерскому персоналу Системного оператора обо всех изменениях эксплуатационного состояния и технологического режима работы объектов диспетчеризации, в том числе произошедших автоматически действием устройств РЗА, с указанием состава изменений и перечня работавших устройств и причин, вызвавших их срабатывание.

3.2.7. Осуществлять фактические действия по вводу аварийных ограничений режима потребления по диспетчерской команде (распоряжению) Системного оператора, в том числе переданных через соответствующий персонал первичных

(вторичных) получателей команд о вводе графиков аварийного ограничения, определенных в установленном порядке.

3.2.8. Участвовать в специализированных тренировках по отработке действий по применению графиков временного отключения потребления электрической энергии.

3.2.9. Обеспечивать по заданиям Системного оператора проведение два раза в год в характерные дни и часы контрольных замеров потокораспределения, нагрузок и уровней напряжения, а также обеспечивать по заданию Системного оператора проведение внеочередных замеров параметров оборудования и режима. Представлять результаты контрольных и внеочередных замеров в соответствующий диспетчерский центр в определенном Системным оператором формате.

3.2.10. Не позднее двух дней со дня проведения замера представлять Системному оператору результаты замеров нагрузок, проводимых каждую третью среду месяца за час максимума, по энергопринимающим установкам, подключенным под действие противоаварийной автоматики и (или) включенным в графики аварийного ограничения.

4. Порядок взаимодействия при выводе ЛЭП, оборудования и устройств в ремонт и из эксплуатации.

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

Формирование графиков ремонта осуществляется Системным оператором с учетом результатов рассмотрения предложений иных владельцев объектов электросетевого хозяйства, объектов по производству электрической энергии, а также ожидаемых балансов электрической энергии (мощности) по операционной зоне соответствующего диспетчерского центра и необходимости координации, по возможности, сроков проведения ремонта на технологически связанных объектах.

4.2. Потребитель вправе запрашивать у Системного оператора и своевременно получать информацию о причинах отказа во включении принадлежащих потребителю ЛЭП, оборудования и устройств, относящихся к объектам диспетчеризации, в годовой или месячный график ремонта или изменения сроков вывода указанных объектов в ремонт по сравнению со сроками, содержащимися в предложении Потребителя.

4.3. Системный оператор осуществляет согласование вывода из работы (ввода в работу) ЛЭП, оборудования и устройств РЗА и СДТУ, относящихся к объектам диспетчеризации, путем рассмотрения и согласования диспетчерских заявок на изменение эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации и выдачи диспетчерских разрешений.

Потребитель вправе запрашивать у Системного оператора и получать информацию о причинах отказа в согласовании диспетчерской заявки на вывод в ремонт объекта диспетчеризации, принадлежащего Потребителю, а также об условиях, при выполнении которых вывод в ремонт указанного объекта может быть согласован.

4.4. Изменение эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации в соответствии с согласованной диспетчерской заявкой может быть начато только после получения оперативным персоналом Потребителя диспетчерской команды или

разрешения диспетчерского персонала Системного оператора непосредственно перед началом осуществления указанного изменения.

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

4.6. Вывод из эксплуатации ЛЭП, оборудования и устройств энергообъектов Потребителя, относящихся к объектам диспетчеризации, осуществляется по согласованию с Системным оператором и уполномоченным федеральным органом исполнительной власти.

Решение о выводе объекта диспетчеризации из эксплуатации оформляется актом о выводе ЛЭП, оборудования из эксплуатации, утверждаемым Потребителем и подлежащим согласованию с Системным оператором.

5. Порядок взаимодействия при нарушениях нормального режима электрической части энергосистемы.

5.1. Порядок действий диспетчерского персонала Системного оператора и оперативного персонала Потребителя по предотвращению развития и ликвидации технологических нарушений в работе энергообъектов Потребителя, в том числе в чрезвычайных обстоятельствах и при отсутствии (потере) связи с диспетчерскими центрами Системного оператора, определяется инструкцией по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части ЕЭС России в операционной зоне соответствующего диспетчерского центра Системного оператора и соответствующими инструкциями Потребителя, разработанными и утвержденными в соответствии с инструкцией Системного оператора.

5.2. В чрезвычайных обстоятельствах (несчастный случай, возникший в результате эксплуатации оборудования, стихийное бедствие, пожар, авария, иные обстоятельства, создающие угрозу жизни и здоровью людей) допускается изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации без диспетчерской команды или разрешения Системного оператора с последующим незамедлительным его уведомлением о произведенных изменениях и причинах, их вызвавших.

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

Потребитель представляет Системному оператору информацию, необходимую для разработки и принятия решений о применении мер, направленных на локализацию и ликвидацию РВР, предотвращение нарушения электроснабжения и (или) ликвидацию его последствий, в соответствии с Правилами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и Правилами создания и функционирования штабов по обеспечению безопасности электроснабжения.

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

6.1. Потребитель представляет Системному оператору на согласование до утверждения планы (схемы, программы) развития и реконструкции объектов электросетевого хозяйства и электростанций Потребителя, а также актуализированную информацию о текущих планах строительства, реконструкции, модернизации энергообъектов Потребителя, в том числе по запросу Системного оператора в течение 5 (пяти) рабочих дней с момента получения запроса. При корректировке согласованных объемов и сроков выполнения мероприятий по строительству (реконструкции) электрических станций и электрических сетей Потребитель обеспечивает согласование с Системным оператором вносимых изменений.

6.2. При технологическом присоединении энергообъектов и энергопринимающих установок Потребителя к электрическим сетям Системный оператор в установленных нормативными правовыми актами случаях рассматривает и согласовывает полученные от соответствующей сетевой организации технические условия на технологическое присоединение указанных энергообъектов (установок) и отступления от них.

Согласованию с Системным оператором также подлежат техническое задание на разработку проектной документации, проектная документация на технологическое присоединение энергообъектов Потребителя к электрическим сетям, а при строительстве (реконструкции) и технологическом присоединении объектов по производству электрической энергии – также техническое задание на разработку схемы выдачи мощности, схема выдачи мощности объектов по производству электрической энергии установленной мощностью 5 МВт и более и техническое задание на разработку проектной документации на строительство (реконструкцию, модернизацию) объектов электросетевого хозяйства, обеспечивающих выдачу мощности присоединяемого объекта по производству электрической энергии.

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

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

6.4. Представитель Системного оператора вправе участвовать в осмотре (обследовании) присоединяемых энергообъектов и энергопринимающих установок Потребителя, технические условия, на технологическое присоединение которых подлежали согласованию с Системным оператором. Позиция Системного оператора по вопросу о выполнении сетевой организацией и Потребителем технических условий и возможности работы присоединяемых энергообъектов (установок) в составе ЕЭС России фиксируется в акте о выполнении технических условий либо в протоколе осмотра (обследования) присоединяемого энергообъекта (установки) и

учитывается при подписании акта об осуществлении технологического присоединения.

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

6.6. При вводе в эксплуатацию построенных (реконструированных) объектов электросетевого хозяйства высшим номинальным классом напряжения 110 кВ и выше, объектов по производству электрической энергии установленной мощностью 5 МВт и более Потребитель обязан:

6.6.1. Не менее чем за 6 (шесть) месяцев до ввода в работу энергообъекта предоставить Системному оператору информацию о технических параметрах и паспортных данных оборудования и устройств энергообъекта, сроках ввода его в эксплуатацию и иную информацию, необходимую для расчетов электрических режимов сети, расчетов устойчивости, токов короткого замыкания, параметров настройки устройств РЗА, а также для подготовки оперативной документации по оборудованию систем технологического управления, находящемуся в диспетчерском управлении или ведении диспетчерских центров Системного оператора.

6.6.2. Согласовать с соответствующим диспетчерским центром Системного оператора программы испытаний, пробных пусков и комплексного опробования оборудования энергообъекта (*далее – испытания*), для проведения которых требуется изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации.

6.6.3. В течение 10 дней со дня окончания испытаний предоставить Системному оператору информацию о результатах проведенных испытаний, включая скорректированные технические характеристики оборудования и устройств энергообъекта Потребителя.

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

6.7. При строительстве энергообъектов Потребителя, а также при создании (модернизации) систем РЗА, телемеханики и связи, автоматизированных систем технологического управления энергообъектами Потребитель обеспечивает выполнение общих требований к системам релейной защиты и автоматики, противоаварийной и режимной автоматики, надежности и качеству передачи управляющей информации от систем противоаварийной автоматики для реализации автоматического противоаварийного управления, установленных Системным оператором, а также технических требований по организации обмена технологической информацией с диспетчерскими центрами Системного оператора, указанных в приложении № 3 к настоящему Соглашению.

6.8. При создании (модернизации) систем РЗА согласованию с Системным оператором подлежит проектная и рабочая документация по системам и устройствам РЗА, являющимся объектами диспетчеризации диспетчерских центров Системного

оператора. Рабочая документация по РЗА представляется Потребителем в соответствующий диспетчерский центр не позднее чем за 6 месяцев до ввода энергообъекта или устройств РЗА в работу.

Диспетчерский центр не позднее чем за 2 месяца до ввода энергообъекта или устройства РЗА в работу выдает Потребителю параметры настройки устройств РЗА.

Исполнительные принципиальные схемы устройств РЗА, являющихся объектами диспетчеризации, должны быть направлены Потребителем в службу РЗА соответствующего диспетчерского центра Системного оператора в течение одного месяца после ввода оборудования, устройств РЗА в работу.

7. Порядок взаимодействия по вопросам технического контроля и расследования причин аварий и иных технологических нарушений.

7.1. Системный оператор:

7.1.1. Участвует в осуществлении уполномоченным федеральным органом исполнительной власти контроля за техническим состоянием энергообъектов Потребителя, влияющих на надежность и безопасность функционирования ЕЭС России, а также за соблюдением Потребителем требований технических регламентов и нормативных документов, действующих до вступления их в силу.

7.1.2. Участвует в проверке готовности энергообъектов Потребителя к работе в осенне-зимний период.

7.1.3. Участвует в расследовании технологических нарушений на энергообъектах Потребителя, технологический режим работы или эксплуатационное состояние которых влияют (могут повлиять) на электроэнергетический режим работы энергосистемы, в составе созданных в установленном порядке комиссий.

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

7.3. Потребитель обязан:

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

7.3.2. Обеспечивать доступ уполномоченных представителей Системного оператора на энергообъекты Потребителя, в состав которых входят объекты диспетчеризации, для осуществления мероприятий по контролю в соответствии с пунктом 7.1 настоящего Соглашения и оказывать Системному оператору содействие в их проведении.

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

7.3.4. Передавать Системному оператору информацию об авариях и иных технологических нарушениях в работе энергообъектов Потребителя в сроки и объемах, предусмотренных действующим порядком передачи оперативной информации о технологических нарушениях на объектах электроэнергетики и в

установках потребителей электрической и тепловой энергии, а также документы и информацию о результатах расследования аварий и иных технологических нарушений в работе энергообъектов Потребителя.

7.3.5. Обеспечивать расследование в установленном порядке аварий и иных технологических нарушений в работе энергообъектов Потребителя.

7.3.6. При планируемом изменении юридического или физического лица, ответственного за эксплуатационное состояние энергообъектов Потребителя, в состав которых входят объекты диспетчеризации, не менее чем за 2 (два) месяца до передачи эксплуатационной ответственности другому лицу письменно уведомить об этом Системного оператора.

7.4. Потребитель вправе участвовать в расследовании технологических нарушений, затрагивающих, наряду с энергообъектами Потребителя, объекты электроэнергетики других лиц, в составе созданных в установленном порядке комиссий.

8. Организация системы обмена технологической информацией.

8.1. Обмен технологической информацией между Сторонами обеспечивается системами обмена технологической информацией энергообъектов Потребителя с автоматизированной системой Системного оператора (СОТИАССО), а также системами обмена другими видами технологической информации (системой межмашинного обмена, автоматизированной информационно-измерительной системой коммерческого учета электрической энергии, посредством Web-обмена, электронной почты и др.). Требования к организации СОТИАССО приведены в приложении № 3 к настоящему Соглашению.

8.2. Потребитель обязан:

8.2.1. Организовать и обеспечивать круглосуточную работу двух независимых (основного и резервного) каналов связи между энергообъектами Потребителя и соответствующим диспетчерским центром Системного оператора (РДУ) для передачи в режиме реального времени диспетчерских команд и информации о технологическом режиме работы объектов диспетчеризации, необходимой для управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России. В случае отсутствия (потери) связи между энергообъектом Потребителя и РДУ оперативный персонал Потребителя обязан принять меры к восстановлению связи. При этом должны быть использованы любые виды связи.

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

8.2.3. Осуществить модернизацию СОТИАССО энергообъектов Потребителя в соответствии с Техническими требованиями по организации обмена технологической информацией с диспетчерскими центрами Системного оператора, указанными в приложении № 3 к настоящему Соглашению (*далее – Технические требования*), и обеспечивать обмен технологической информацией в соответствии с данными Техническими требованиями. Для этого:

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

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

9. Обеспечение функционирования систем автоматического управления режимом и РЗА.

9.1. Системный оператор:

9.1.1. Разрабатывает основные направления развития систем РЗА в операционных зонах соответствующих диспетчерских центров.

9.1.2. Определяет потребность в установке новых устройств РЗА, алгоритмы, структурные и принципиальные схемы функционирования, параметры настройки, факторы пуска, объемы и диапазоны управляющих воздействий, места установки и объекты воздействия систем (устройств) РЗА, относящихся к объектам диспетчеризации, а также требования к организации эксплуатации указанных систем.

9.1.3. Задает (в том числе посредством выдачи заданий соответствующим сетевым организациям) объемы нагрузки Потребителя, подключаемой под действие противоаварийной автоматики, в том числе автоматики частотной разгрузки (АЧР) и специальной автоматики отключения нагрузки (САОН), выполняет расчеты параметров настройки (уставок) устройств противоаварийной автоматики, относящихся к объектам диспетчеризации, и выдает соответствующие задания Потребителю.

9.1.4. Осуществляет проверку соответствия параметров настройки устройств РЗА заданиям Системного оператора и планируемым режимам работы энергосистемы.

9.1.5. Определяет (разрабатывает) и передает Потребителю информацию и инструктивную документацию в соответствии со Стандартом ОАО «СО ЕЭС» «Релейная защита и автоматика, противоаварийная автоматика. Организация взаимодействия служб релейной защиты и автоматики в ЕЭС России» (пункт 4.3. приложения № 1 к настоящему Соглашению).

9.2. Потребитель обязан:

9.2.1. Обеспечивать размещение, работоспособность, настройку и организацию эксплуатации устройств РЗА в соответствии с требованиями нормативных правовых актов, нормативно-технической документации и требованиями диспетчерских центров Системного оператора.

9.2.2. Выполнять задания диспетчерских центров Системного оператора (в том числе выданные через соответствующие сетевые организации) по объемам, очередности и местам (районам) подключения нагрузки (генерации) под действие противоаварийной и режимной автоматики, настройке уставок устройств РЗА.

9.2.3. Информировать Системного оператора о выполнении его заданий по подключению энергообъектов и энергопринимающих установок Потребителя под действие противоаварийной и режимной автоматики, об изменении параметров настройки (уставок) устройств РЗА, в том числе представлять в соответствующие диспетчерские центры сведения о фактическом подключении энергообъектов и энергопринимающих установок Потребителя под действие АЧР и САОН с указанием величины отключаемой мощности.

9.2.4. Обеспечивать реализацию управляющих воздействий систем противоаварийной и режимной автоматики на энергообъекты и энергопринимающие установки Потребителя.

9.2.5. Ежегодно в срок до 1 октября представлять Системному оператору перечень объектов Потребителя, отнесенных к I и II категориям надёжности электроснабжения, а также перечень объектов Потребителя, ограничение режима потребления электрической энергии которых ниже уровня аварийной брони не допускается.

9.2.6. Проводить анализ работы устройств РЗА по результатам срабатывания указанных устройств, размещенных на энергообъектах и энергопринимающих установках Потребителя, и информировать Системного оператора о результатах такого анализа.

9.2.7. Представлять в соответствующие диспетчерские центры Системного оператора инструкции по эксплуатации систем и устройств РЗА, разработанные на основе соответствующих инструктивных документов диспетчерского центра.

9.2.8. Представлять в соответствующие диспетчерские центры Системного оператора информацию, а также документы для рассмотрения и согласования в соответствии со Стандартом ОАО «СО ЕЭС» «Релейная защита и автоматика, противоаварийная автоматика. Организация взаимодействия служб релейной защиты и автоматики в ЕЭС России» (пункт 4.3. приложения № 1 к настоящему Соглашению).

10. Изменение и дополнение условий Соглашения.

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

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

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

10.3. Переход права собственности или иного права на объекты электросетевого хозяйства Потребителя к другому лицу (*далее – приобретатель*) в результате возмездного или безвозмездного отчуждения указанных объектов, передачи их в аренду, совершения Потребителем иных действий по распоряжению данным имуществом, а также переход прав на указанные объекты в порядке универсального правопреемства не являются основаниями для расторжения настоящего Соглашения.

В этих случаях Потребитель обязан не менее чем за месяц письменно уведомить Системного оператора о предстоящем переходе права собственности или иного права на указанные объекты электросетевого хозяйства, а также уведомить приобретателя о наличии обязательств по настоящему Соглашению.

При заключении между Потребителем и приобретателем соглашения о замене стороны в Соглашении либо соглашения о передаче приобретателю прав и обязанностей по Соглашению в части, касающейся переданного ему имущества, такое соглашение подлежит предварительному согласованию с Системным оператором.

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

11. Ответственность Сторон. Разрешение споров.

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

11.2. Все споры и разногласия, возникающие из настоящего Соглашения или в связи с ним, в том числе касающиеся его заключения, действия, исполнения, изменения, дополнения, прекращения или действительности, Стороны будут разрешать путем проведения переговоров, если иное не предусмотрено условиями настоящего Соглашения.

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

12. Заключительные положения.

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

12.2. Каждая из Сторон обязана уведомить другую Сторону об изменении своих реквизитов, и такое уведомление будет вступать в силу для другой Стороны с даты получения соответствующего уведомления.

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

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

13. Перечень приложений к настоящему Соглашению

Неотъемлемыми частями настоящего Соглашения являются следующие приложения:

13.1. Приложение № 1. Перечень основных документов, определяющих порядок взаимодействия Потребителя и Системного оператора при осуществлении функций оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России в операционных зонах диспетчерских центров Системного оператора.

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

13.3. Приложение № 3. Технические требования по организации обмена технологической информацией с диспетчерскими центрами Системного оператора.

14. Юридические адреса и подписи Сторон:

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

_____ / _____

М.п.

Потребитель:

Тел.: _____

Факс: _____

_____ / _____

М.п.

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

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

1.1. Положение об организации оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России в операционной зоне филиала ОАО «СО ЕЭС» РДУ.

1.2. Перечень объектов диспетчеризации операционной зоны филиала ОАО «СО ЕЭС» РДУ с их распределением по способу управления.

1.3. Положение по управлению режимами работы энергосистемы в операционной зоне филиала ОАО «СО ЕЭС» РДУ.

1.4. Инструкция по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части ЕЭС России в операционной зоне филиала ОАО «СО ЕЭС» РДУ.

1.5. Инструкция о порядке ведения оперативных переговоров диспетчерским персоналом филиала ОАО «СО ЕЭС» РДУ.

1.6. Регламент формирования в филиале ОАО «СО ЕЭС» РДУ годовых и месячных графиков ремонта ЛЭП, оборудования и технического обслуживания устройств РЗА и СДТУ.

1.7. Положение о порядке оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы и эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации филиала ОАО «СО ЕЭС» РДУ.

1.8. Инструкция по производству переключений в электроустановках ЕЭС России в операционной зоне филиала ОАО «СО ЕЭС» РДУ.

1.9. Перечень типовых программ и типовых бланков переключений по выводу в ремонт и включению в работу объектов диспетчеризации, требующих согласования с филиалом ОАО «СО ЕЭС» РДУ.

1.10. Положение о порядке вывода из эксплуатации объектов электроэнергетики.

1.11. 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.

1.12. Порядок распределения функций по расчету и заданию уставок устройств РЗА ЛЭП и оборудования объектов электроэнергетики, не находящихся в диспетчерском управлении филиала ОАО «СО ЕЭС» РДУ, между службой РЗА филиала ОАО «СО ЕЭС» РДУ и Потребителем.

1.13. Инструкции по оперативному обслуживанию устройств РЗА, находящихся в диспетчерском управлении филиала ОАО «СО ЕЭС» РДУ.

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

2.1. Инструкция по предотвращению и ликвидации технологических нарушений в электрической части объектов электросетевого хозяйства Потребителя.

2.2. Нормальные схемы электрических соединений объектов электросетевого хозяйства Потребителя, в состав которых входят объекты диспетчеризации.

2.3. Типовые программы и типовые бланки переключений по выводу в ремонт и вводу в работу объектов диспетчеризации Потребителя (согласно утвержденному РДУ перечню).

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

3.1. Инструкция по производству переключений в электроустановках Потребителя.

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

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

4.1. Стандарт ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.240.007-2008 «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем» (утв. и введен в действие распоряжением ОАО «СО ЕЭС» от 24.09.2008 № 114р).

4.2. Стандарт ОАО «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).

4.3. Стандарт ОАО «СО ЕЭС» «Релейная защита и автоматика, противоаварийная автоматика. Организация взаимодействия служб релейной защиты и автоматики в ЕЭС России» (утв. приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 04.10.2007 № 618, ОАО «СО ЕЭС» присоединилось к стандарту решением Совета директоров от 18.12.2007 № 60).

4.4. Стандарт ОАО РАО «ЕЭС России» «Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС и изолированно работающих энергосистемах России. Требования к организации и осуществлению процесса, техническим средствам» (утв. приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 31.08.2007 № 535).

4.5. Стандарт ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.240.008-2008 «Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования» (утв. и введен в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 23.12.2008 № 457).

Примечания:

1. Документ, указанный в пункте 2.1 настоящего приложения, подлежит согласованию с РДУ в части порядка действий оперативного персонала по предотвращению и ликвидации технологических нарушений в электрической части энергообъектов Потребителя, в состав которых входят объекты диспетчеризации, а

также порядка действий оперативного персонала Потребителя в случае отсутствия (потери) связи с РДУ.

2. В случае использования потребителем указанных в разделах 1 и 4 настоящего приложения документов при разработке документации для оперативного персонала (энергообъектов) Потребителя ссылки на указанные документы Системного оператора являются обязательными.

3. Стандарты, указанные в разделе 4 настоящего приложения, размещаются на сайте Системного оператора в сети Интернет. Потребитель присоединяется к указанным стандартам путем заключения настоящего Соглашения.

Системный оператор:

_____/_____
М.п.

Потребитель:

_____/_____
М.п.

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

1. Информация, представляемая ежегодно, а также по запросу РДУ в течение 5 рабочих дней со дня получения запроса.

1.1. Перечень электростанций и объектов электросетевого хозяйства (подстанций и ЛЭП) номинальным классом напряжения 110 кВ и выше, принадлежащих Потребителю на праве собственности или ином законном основании, с указанием границ балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности.

1.2. В отношении принадлежащих Потребителю электростанций, а также подстанций и ЛЭП номинальным классом напряжения 110 кВ и выше, в состав которых входят объекты диспетчеризации:

1.2.1. Характеристики ЛЭП, силовых трансформаторов (автотрансформаторов), измерительных трансформаторов, синхронных двигателей, синхронных компенсаторов, батарей статических конденсаторов, токоограничивающих и шунтирующих реакторов и иного оборудования подстанций.

1.2.2. Для электростанций установленной мощностью 5 МВт и выше, в состав которых входят объекты диспетчеризации:

– установленная мощность (поагрегатно и суммарно по электростанции), МВт;

– располагаемая мощность по месяцам года (поагрегатно и суммарно по электростанции), МВт;

– сведения об изменении установленной мощности электростанции Потребителя (разрешение на ввод объекта в эксплуатацию, акт приемки законченного строительством объекта, акт приемки оборудования в эксплуатацию, разрешение на допуск в эксплуатацию энергоустановки, акт о выводе основного энергетического оборудования из эксплуатации и др.) по факту таких изменений;

– утвержденные принципиальные тепловые схемы;

– характеристики оборудования, установленного на электростанции (котлоагрегаты, турбогенераторы, трансформаторы связи и др.) и их систем регулирования (автоматического регулирования возбуждения, скорости и др.);

– технический и технологический минимумы, скорость изменения (набора/снижения) нагрузки генерирующего оборудования;

– выработка электрической энергии по месяцам года, млн. кВт*ч (с разбивкой на собственное потребление и продажу на региональном рынке).

1.3. Информация о заявках на технологическое присоединение к электрическим сетям Потребителя энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии присоединяемой мощностью 750 кВА и более и объектов по производству электрической энергии установленной генерирующей мощностью 5 МВт и выше.

2. Телеметрическая информация, представляемая в объеме и порядке, установленном Техническими требованиями по организации обмена

технологической информацией с диспетчерскими центрами Системного оператора (Приложение № 4 к Соглашению).

3. Данные коммерческого учета электрической энергии – по запросу Системного оператора в согласованных с РДУ форматах и сроки.

4. Информация для формирования диспетчерского графика электростанции Потребителя, представляемая в установленном РДУ формате в объеме и сроки, установленные регламентами оптового рынка электрической энергии и мощности (приложениями к договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) для подачи соответствующих уведомлений участниками оптового рынка:

4.1. Уведомления о предполагаемом составе и параметрах генерирующего оборудования электростанции Потребителя.

4.2. Уведомления о плановом почасовом потреблении электрической энергии.

5. Фактическая информация о нагрузках и выработке электрической энергии по электростанции Потребителя за прошедшие сутки – ежедневно, до 7-00 ч по московскому времени.

6. Отчетные данные за месяц по выработке и потреблению электрической энергии – ежемесячно, до 5-го числа месяца, следующего за отчетным.

7. Копии актов разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности с сетевыми организациями, к электрическим сетям которых технологически присоединены энергообъекты Потребителя, и актов согласования аварийной и технологической брони для энергообъектов и энергопринимающих установок Потребителя.

8. Другая информация, необходимая Системному оператору для планирования и управления режимами работы ЕЭС России, в том числе представляемая в соответствии с нормативными правовыми актами.

Примечание:

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

Системный оператор:

_____/_____
М.п.

Потребитель:

_____/_____
М.п.

Технические требования по организации обмена технологической информацией с диспетчерскими центрами Системного оператора

Для обеспечения управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России на территории операционных зон диспетчерских центров ОАО «СО ЕЭС» в соответствии с Правилами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике Потребителю необходимо выполнить следующие технические требования.

1. Общие требования.

1.1. Обмен технологической информацией между Потребителем и филиалом Системного оператора РДУ _____ (далее – РДУ) обеспечивается специализированными системами обмена технологической информацией, передаваемой с энергообъектов Потребителя в автоматизированную систему Системного оператора (далее – СОТИАССО).

СОТИАССО энергообъекта Потребителя состоит из следующих систем обмена информацией:

- система сбора и передачи информации о технологических режимах работы ЛЭП, оборудования и устройств энергообъектов Потребителя (далее – ССПИ);
- специализированная система передачи телеизмерений параметров режима и телесигналов состояния высоковольтного коммутационного оборудования и устройств, сигналов телеуправления и телерегулирования автоматических систем управления и систем регистрации аварийных событий и процессов;
- система телефонной связи оперативного и диспетчерского персонала;
- система производственно-технологической телефонной связи.

1.2. Потребитель обязан:

1.2.1. В рамках существующей на момент заключения настоящего Соглашения ССПИ (до ее модернизации):

- обеспечить сбор и передачу в РДУ существующего (передаваемого на момент заключения настоящего Соглашения) объема необходимой для Системного оператора телеметрической информации, указанного в графе 3 таблицы 1;
- также организовать сбор и передачу в РДУ дополнительного объема телеметрической информации, указанного в графе 4 таблицы 1.

1.2.2. В рамках модернизации СОТИАССО:

1.2.2.1. Организовать сбор и передачу в РДУ:

- телеметрической информации в объеме, указанном в графе 5 таблицы 1;
- информации об аварийных событиях в соответствии с требованиями раздела 5 настоящих Технических требований.

1.2.2.2. Организовать цифровые каналы связи для передачи телеметрической информации и диспетчерско-технологической связи. Организация цифровых каналов для передачи телеметрической информации и диспетчерско-технологической связи должна выполняться в соответствии с требованиями разделов 2 – 4 настоящих Технических требований.

**Перечень точек измерения и состав телеметрической информации,
передаваемой в диспетчерские центры Системного оператора с энергообъектов
Потребителя**

№ п/п	Диспетчерское наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения ТИ, ТС)	Состав телеинформации			Признак передачи в диспетчерский центр	Примечание
		ТИ, ТС, фактически передаваемые с энергообъекта в РДУ в рамках существующей ССПИ	Дополнительные ТИ, ТС, подлежащие передаче в РДУ в рамках существующей ССПИ	ТИ ТС, подлежащие передаче в РДУ после модернизации СОТИАССО		
1	2	3	4	5	6	7

2. Требования к организации каналов связи.

2.1. Энергообъекты Потребителя, оборудование и технические средства которых включены в перечень объектов диспетчеризации, должны быть оснащены не менее чем двумя независимыми диспетчерскими каналами связи с соответствующим РДУ.

Технические задания и проектная документация на организацию каналов связи должны быть согласованы с соответствующим РДУ в части: технических требований к каналам связи, в том числе, требований по присоединению оборудования каналов связи энергообъектов Потребителя к узлу связи соответствующего РДУ; требований к их количеству, пропускной способности и резервированию; необходимому количеству цифровых каналов связи, требований к взаимному резервированию каналов связи, параметрам обмена и объемам телеметрической информации, а также параметрам передачи управляющих воздействий.

2.2. Для организации цифровых каналов связи в направлении РДУ могут использоваться подземные ВОЛС и подвесные ВОЛС-ВЛ, каналы сети связи общего пользования на основании договоров аренды каналов связи или иных договоров с операторами связи, ВЧ-связь по ВЛ с цифровой обработкой сигналов, оцифрованные кабельные линии связи с металлическими жилами, цифровые радиорелейные линии связи (ЦРРЛ) и комбинированные тракты цифровых каналов на их основе.

2.3. Ресурсы спутниковых систем связи на базе использования геостационарных космических аппаратов и цифровых транкинговых систем могут временно (до организации резервных каналов в соответствии с требованиями п. 2.2 настоящих Технических требований) использоваться для организации диспетчерско-технологической связи и передачи информации между РДУ и энергообъектами Потребителя только в качестве резервных, при условии выполнения требований, предъявляемых к организации диспетчерско-технологической телефонной связи и передаче информации для автоматизированных и автоматических систем управления. Использование услуг сотовой связи для организации диспетчерских каналов связи не допускается.

2.4. Для автоматизированных систем управления, в том числе для передачи телеметрической информации и диспетчерских команд, технологическая связь

должна иметь коэффициент готовности каждого направления обмена информацией не менее 0,999 и время восстановления не более 11 минут в неделю.

2.5. Для автоматических подсистем управления режимами ЕЭС России резервированная технологическая сеть связи по каждому направлению должна иметь коэффициент готовности и время восстановления, устанавливаемые требованиями надежности этих систем.

2.6. Полоса пропускания каждого из физических цифровых каналов должна выбираться так, чтобы обеспечивалась передача всего трафика задач управления с заданными параметрами передачи, в том числе телефонной связи оперативного и диспетчерского персонала, производственно-технологической телефонной связи, телеметрической информации о технологических режимах работы оборудования, системы ЦСПА и др.

2.7. Узлом доступа для РДУ, как правило, должен быть ближайший региональный узел связи (РУС) Единой технологической сети связи электроэнергетики (ЕТССЭ) ОАО «ФСК ЕЭС», а также узлы доступа операторов связи, используемые РДУ.

2.8. Системы связи и передачи информации, находящиеся в зоне ответственности Потребителя, должны круглосуточно контролироваться. При повреждении указанных систем должны приниматься оперативные меры по их восстановлению.

2.9. Проектируемая схема организации каналов связи и передачи информации должна быть согласована с РДУ. На схеме должны быть показаны все каналы (основные и резервные) с указанием общей пропускной способности каждого канала. Также должны быть обозначены узлы связи, включая узлы сетевой компании и узлы доступа операторов связи, через которые проходят каналы.

В описании схемы и, по возможности, на самой схеме должны быть даны краткие характеристики основного каналообразующего оборудования, а также оборудования, протоколов и интерфейсов сопряжения каналов с оборудованием РДУ.

3. Организация диспетчерско-технологической связи.

3.1. Диспетчеру РДУ по каждому направлению передачи команд и ведения оперативных переговоров с оперативным персоналом энергообъектов Потребителя, в состав которых входят объекты диспетчеризации, должна быть предоставлена полноступенчатая резервированная диспетчерская телефонная связь с возможностью занятия без ручного набора номера основного и резервного телефонного канала. Предоставляемые диспетчерские телефонные каналы не должны коммутироваться на промежуточных АТС. Допускается организация постоянного транзитного соединения каналов и их кроссконнекция в цифровых потоках.

3.2. Телефонная связь другого назначения (производственная, технологическая) может организовываться как по каналам диспетчерской связи с приоритетом диспетчера, так и по каналам иных технологических сетей связи и сети связи общего пользования.

3.3. В случае потери диспетчерских телефонных каналов должна быть предусмотрена возможность использования диспетчером для передачи команд и ведения диспетчерских 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.

3.4. Типы интерфейсов и сигнализации, используемых для организации диспетчерских телефонных каналов, должны быть согласованы с РДУ.

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

4. Организация передачи телеметрической информации с энергообъектов Потребителя в РДУ.

4.1. В тракте телеинформации должны использоваться многофункциональные измерительные преобразователи с классом точности не хуже $0.5S$ (допускается – не хуже 0.5), подключаемые к кернам измерительных трансформаторов класса точности не хуже 1 (при замене измерительных трансформаторов и новом строительстве – не хуже $0.5S$ (допускается - не хуже 0.5)).

4.2. Телеинформация должна содержать метки единого астрономического времени от низового устройства, которые должны передаваться в РДУ в режимах, предусмотренных используемыми протоколами передачи и формулярами их согласования.

4.3. Суммарное время на измерение и передачу телеметрической информации (телеизмерений, телесигнализации) не должно превышать 2 (двух) секунд для автоматизированных систем управления и 1 (одной) секунды – для систем АРЧМ. Для систем противоаварийной автоматики, мониторинга переходных режимов аналогичный параметр определяется техническими требованиями, предъявляемыми к указанным системам.

4.4. Время передачи команды телеуправления не должно превышать 2 секунды.

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

4.6. 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.

4.7. При использовании протокола ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 на базе сервисов ТСР/Р должны быть обеспечены гарантированное время доставки и информационная безопасность передаваемой информации.

4.8. Передача телеинформации в РДУ должна осуществляться в абсолютных значениях измеряемых величин по резервированным каналам без ретрансляции (напрямую, без обработки на промежуточных пунктах).

4.9. Перечень конкретных параметров телеинформации и методы ее передачи в РДУ определяются Системным оператором.

До перехода на цифровые каналы связи должна быть сохранена существующая схема передачи телеинформации с энергообъектов Потребителя в РДУ в случае, если такая схема предполагает передачу телеинформации в РДУ напрямую либо с одной ступенью ретрансляции (промежуточной обработки) в соответствующих оперативно-технологических службах Потребителя или сетевой организации. При передаче телеинформации в РДУ с одной ступенью ретрансляции (промежуточной обработки)

допускается увеличение времени передачи информации для автоматизированных систем управления, указанного в п. 4.3 настоящих Технических требований, не более чем на 1 (одну) секунду.

4.10. При модернизации объектных ССПИ и организации цифровых каналов связи с использованием протоколов ГОСТ Р МЭК 60870-5-101(104) должна быть обеспечена передача телеинформации с энергообъектов Потребителя в РДУ напрямую, без ретрансляции (промежуточной обработки).

Примечание: Под промежуточной обработкой понимается любое преобразование бинарной информации протоколов телемеханики аппаратно-программными средствами низшего уровня управления с целью дальнейшей перегруппировки и изменения объема данных для последующей передачи на верхние уровни управления в требуемых телемеханических протоколах.

4.11. По каждому энергообъекту Потребителя, в состав которого входят объекты диспетчеризации, в РДУ должна быть передана однолинейная электрическая схема подстанции с обозначенными на ней всеми точками измерения и составом измерений в каждой точке. На схеме наименование точек измерения и состав телеинформации в точке должны соответствовать обозначениям в графах 2 и 3 таблицы 1. Схемы должны представляться в бумажном и электронном (в формате Visio) виде.

5. Требования к составу и обмену информацией об аварийных событиях.

5.1. Запись информации об аварийных событиях и процессах должна осуществляться регистраторами аварийных событий и содержать следующие данные:

- изменение значений токов и напряжений присоединений главной электрической схемы;
- параметры высокочастотных постов быстродействующих защит высоковольтных линий;
- изменение состояния выключателей главной электрической схемы;
- регистрация срабатывания устройств релейной защиты присоединений, дифференциальной защиты шин и устройств резервирования при отказе выключателей;
- регистрация срабатывания отдельных ступеней резервных защит (срабатывание дистанционных и токовых органов до элементов выдержки времени);
- регистрация срабатывания устройств электроавтоматики, режимной и противоаварийной автоматики (автоматического повторного включения, автоматического включения резерва, автоматического регулирования напряжения, специальной автоматики отключения нагрузки, автоматики ликвидации асинхронного режима и др.);
- регистрация приема и передачи аварийных сигналов и команд устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики;
- регистрация выданных объемов управляющих воздействий при срабатывании устройств противоаварийной автоматики;
- параметры системы оперативного тока;
- регистрация положения оперативных переключающих устройств.

5.2. Автономная система регистрации аварийных событий и процессов должна обеспечивать сбор информации, достаточной для обеспечения своевременного (оперативного) анализа аварийного процесса (однозначного установления процесса возникновения, протекания и ликвидации аварии, выявления фактического алгоритма работы системы РЗА и действий персонала).

5.3. Информация об аварийных событиях, поступающая с регистраторов, должна храниться не менее трех (3) лет на технологических серверах объекта электросетевого хозяйства, а доступ к ней персонала РДУ должен осуществляться посредством электронного обмена данными с клиентскими рабочими местами, устанавливаемыми в РДУ.

5.4. Данные регистраторов аварийных процессов и событий должны представляться немедленно по устному запросу в соответствующий филиал Системного оператора в автоматизированном режиме – при наличии на энергообъекте Потребителя цифровых средств осциллографирования и регистрации аварийных процессов и событий, а при отсутствии цифровых средств осциллографирования – в течение первого рабочего дня, следующего за днем запроса. Копии осциллограмм должны представляться не позднее следующего рабочего дня.

5.5. Определение мест повреждения на ЛЭП 110 кВ и выше (*далее – ОМП*) должно осуществляться на основании показаний предназначенных для этого приборов. Показания приборов ОМП должны немедленно передаваться в соответствующее РДУ.

Системный оператор:

_____/_____
М.п.

Потребитель:

_____/_____
М.п.