

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

ОАО «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

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, указанные в Приложении № 1 к настоящему договору, размещаются на сайте Исполнителя в сети Интернет. Заказчик присоединяется к указанным стандартам путем заключения настоящего договора. В случае если в соответствии с учредительными документами Заказчика для присоединения к стандартам Исполнителя требуется проведение дополнительных корпоративных процедур, Заказчик обязан обеспечить их проведение в течение 2-х месяцев со дня заключения настоящего договора.

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. 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.

2.8. 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.

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 и актом технической готовности СОТИАССО;

- 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 (актом технической готовности) СОТИАССО, составленным по установленной Исполнителем форме. Заказчик обязан оформить указанный акт и представить его для рассмотрения и утверждения в соответствующий диспетчерский центр Исполнителя после завершения выполнения мероприятий по модернизации СОТИАССО объектов электроэнергетики Заказчика в целях их приведения в соответствие 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:

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 и проектную 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. 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 документацию на модернизацию СОТИАССО, подлежат согласованию с Исполнителем.

– 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 рабочей документации и рабочую документацию на создание (модернизацию) РЗА – в отношении устройств РЗА, которые являются (будут являться) объектами диспетчеризации Исполнителя.

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.

4.1.32. В случае осуществления Заказчиком технологического присоединения к принадлежащим ему объектам электроэнергетики энергопринимающих устройств (энергетических установок) иных лиц согласовать с Исполнителем технические условия и проектную документацию на технологическое присоединение указанных устройств (установок).

4.1.33. При вводе в эксплуатацию построенных (реконструированных) объектов электроэнергетики Заказчика:

4.1.33.1. Не менее чем за 6 (шесть) месяцев до ввода в работу объекта электроэнергетики предоставить Исполнителю информацию, необходимую для расчетов электрических режимов сети, расчетов устойчивости, токов короткого замыкания, параметров настройки (уставок) устройств РЗА и подготовки оперативной документации по оборудованию и устройствам, относящимся к объектам диспетчеризации, в том числе:

– информацию о технических параметрах и паспортных данных оборудования и устройств объекта электроэнергетики, сроках ввода его в эксплуатацию;

– методику расчета и выбора параметров настройки (уставок) устройств релейной защиты, относящихся к объектам диспетчеризации, и руководство по эксплуатации установленной на объекте электроэнергетики Заказчика версии терминалов релейной защиты на русском языке с описанием функционально-логических схем, схем программируемой логики и алгоритмов работы терминалов релейной защиты.

Документация, указанная в абзаце третьем настоящего пункта, предоставляется также в предусмотренный данным пунктом срок в случае установки на объектах электроэнергетики Заказчика новых (модернизации существующих) устройств РЗА.

4.1.33.2. Не менее чем за 3 (три) месяца до пробного пуска (постановки под нагрузку) объекта электроэнергетики разработать и представить на согласование Исполнителю проект нормальной схемы электрических соединений объекта электроэнергетики (в случае поэтапного ввода объекта в эксплуатацию – временной (пусковой) нормальной схемы электрических соединений). Утвержденная Заказчиком нормальная (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).

4.1.40. 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 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.).

4.1.41. 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

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.

Исполнитель до 5-го числа текущего расчетного периода выставляет Заказчику счет, исходя из стоимости услуги, определенной в соответствии с пунктами 5.2 – 5.6 настоящего договора. Заказчик обязан оплатить услугу в указанном в счете размере 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;

- во вторую очередь погашается пеня, рассчитанная в соответствии с п. 6.2 договора, при условии признания ее Заказчиком в порядке, предусмотренном п. 6.3 договора;

- 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 1/300 ставки рефинансирования Центрального Банка Российской Федерации за каждый день просрочки. Пени начисляются на неуплаченную в срок сумму.

6.3. Определение суммы пеней возможно в досудебном порядке при признании указанной суммы Заказчиком и письменном уведомлении об этом Исполнителя. После получения Исполнителем надлежащим образом оформленного уведомления о признании суммы пеней Исполнитель выставляет Заказчику счет на оплату, который подлежит оплате Заказчиком в течение 14 (четырнадцати) календарных дней.

При непризнании пеней Заказчиком или отсутствии оплаты признанной Заказчиком в уведомлении суммы пеней в вышеуказанный срок окончательная (общая) сумма пеней определяется на основании решения суда.

6.4. 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

переход к приобретателю права собственности или иного права на указанные объекты.

В случае передачи Заказчиком приобретателю права собственности или иного права на объекты электроэнергетики или их часть Исполнитель вправе заключить с приобретателем двусторонний договор возмездного оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике в отношении переданных объектов электроэнергетики.

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

В случае нарушения Заказчиком обязанностей, предусмотренных настоящим пунктом договора, Заказчик, передавший обремененные предусмотренными настоящим договором обязательствами объекты электроэнергетики или их часть приобретателю, несет с ним солидарную ответственность перед Исполнителем за неисполнение (ненадлежащее исполнение) обязательств по настоящему договору.

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. Условия конфиденциальности.

9.1. Сохранность конфиденциальной информации, составляющей коммерческую тайну, обладателями которой являются договаривающиеся Стороны, регулируется Соглашением об охране конфиденциальности информации, составляющей коммерческую тайну, от «__» _____ 20__ г.

10. Разрешение споров.

10.1. Все споры и разногласия, возникающие из настоящего договора 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 договора.

10.2. Споры, разногласия и требования, возникающие из настоящего договора 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.

11. Срок действия договора.

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

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

11.3. 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 ⁶ _____

12. Заключительные положения.

12.1. 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 Исполнитель.

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

12.3. 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.

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

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

13. Перечень приложений к настоящему договору.

Неотъемлемыми частями настоящего договора являются следующие приложения:

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

⁶ В случае если объекты электроэнергетики, указанные в Приложении № 5 к настоящему договору, принадлежат Заказчику на ином, чем право собственности, законном основании, условия раздела 11 договора необходимо изложить в следующей редакции:

«11.1 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.

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

11.3. 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 пятидневный срок со дня подписания соответствующих документов с приложением их копий.»

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:

- информация о технологических режимах работы объектов диспетчеризации (телеметрия (телеизмерения и телесигнализация) и параметры настройки режимной и противоаварийной автоматики);
- информация систем автоматического управления нормальными и аварийными режимами, в том числе информация систем автоматического регулирования частоты и мощности (АРЧМ), централизованной системы противоаварийной автоматики (ЦСПА);
- информация системы управления балансирующим рынком;
- информация аварийных процессов и событий;
- 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 диспетчерского персонала и организации производственно-технологической телефонной связи;
- общие требования по организации обмена телеинформацией;
- требования к общему составу передаваемой телеинформации;
- требования к регистраторам аварийных событий и к составу и обмену информацией;
- требования к обмену информацией систем автоматического управления нормальными и аварийными режимами (САРЧМ, ЦС ПА);
- требования к рабочему месту оператора объекта генерации, управляемого в рамках балансирующего рынка.

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

2. Требования по организации диспетчерско-технологической сети связи.

2.1. Общие технические требования по организации первичной сети.

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 взаиморезервируемым каналам, проходящим по географически разнесенным трассам, или на базе кольцевой структуры каналов.

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 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.

2.2.2. Типы интерфейсов и сигнализации, используемых для организации диспетчерских телефонных каналов, должны быть согласованы с Системным оператором.

2.2.3. Оконечным оборудованием диспетчерской телефонной связи должны быть устройства, обеспечивающие связь без набора номера, при этом должна осуществляться запись диспетчерских переговоров с сохранением записей в соответствии с установленным порядком.

2.2.4. 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.

2.2.5. 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. 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 к САОН 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.

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

- запись изменений значений токов и напряжений присоединений главной электрической схемы;
- запись параметров высокочастотных постов быстродействующих защит высоковольтных линий;
- изменение состояния выключателей главной электрической схемы;
- факты 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);
- срабатывание устройств электроавтоматики, режимной и противоаварийной автоматики (специальной автоматики отключения нагрузки, автоматического повторного включения, автоматического включения резерва, автоматического регулятора напряжения, автоматики ликвидации асинхронного режима и др.);
- регистрация работы аппаратуры передачи команд телеотключения;
- объемы управляющих воздействий при срабатывании устройств противоаварийной автоматики;
- показания приборов определения места повреждения на высоковольтной линии;
- регистрацию переходных процессов.

4.2. Регистраторы должны обеспечивать:

- запись истории изменения величин;
- регистрацию минимумов/максимумов;
- запись меток времени и приоритетов событий.

4.2.1. При записи истории изменения величин должны обеспечиваться:

- запись данных, предшествующих событию, данных в процессе события, а также данных после его ликвидации;
- должна обеспечиваться запись любого набора измерений через запланированные временные интервалы или по уставкам, в результате возникновения логических условий;
- две одновременные записи данных для регистрации до 32 параметров по выбору (по умолчанию, все основные параметры мощности, полные гармонические искажения каждые 15 минут).

4.2.2. При регистрации минимумов/максимумов величин параметров должна осуществляться:

- запись минимальных и максимальных значений для любого параметра в течение нескольких заданных интервалов времени, таких как час, сутки,

месяц. По умолчанию, должны записываться минимальные и максимальные значения для всех основных параметров: напряжение (фазное и линейное) для каждой фазы, ток для каждой фазы, активная, реактивная мощность, полная мощность и коэффициент мощности (расчетные значения), частота и потребление на интервале для активной, реактивной и полной мощности;

- запись других значений, совпадающих с новыми минимумом и максимумом.

4.2.3. При записи меток времени и приоритетов событий:

- временные метки последовательности событий должны устанавливаться с точностью до ± 10 миллисекунд и разрешением в 1 миллисекунду при измерениях;
- должна обеспечиваться запись временных меток для всех изменений конфигурации, уставок и минимальных/максимальных значений;
- запись должна иметь конфигурируемые уровни приоритетов событий, позволяющие определять аварийные условия.

4.3. Регистраторы событий должны удовлетворять следующим требованиям:

- погрешность записи параметров не должна превышать 0,5%;
- диапазон записи максимально возможного значения тока должен быть равен не менее тридцати-сорока значениям номинального тока, а максимально возможного напряжения - не менее трех значений номинального напряжения;
- используемые регистраторы должны быть аттестованы как средство измерения и подключены в соответствии с техническими требованиями на подключение по видам защит и напряжений;
- все регистраторы в пределах объекта электроэнергетики должны обеспечивать сохранение полезной информации в интервалах между обращениями к данным по удаленной связи;
- передача информации регистраторов аварийных событий должна осуществляться в соответствии с требованиями к каналам передачи технологической информации;
- регистраторы должны быть масштабируемыми по видам интерфейсов для сопряжения с каналами передачи данных.

4.4. Информация об аварийных событиях, поступающая с регистраторов, 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.

5. Требования к обмену информацией систем автоматического управления нормальными и аварийными режимами (САРЧМ, ЦС ПА).

5.1. Должна быть обеспечена передача следующих видов информации доаварийного состояния и настройки систем автоматического управления:

- положение коммутационных аппаратов, включая разъединители, главной электрической схемы объекта электроэнергетики и устройств фиксации коммутационного состояния элементов сети;
- перетоки активной и реактивной мощностей по контролируемым связям;

превышать 10 (десяти) секунд с учетом времени получения подтверждения доставки от получателя.

- Оперативные уведомления от участника балансирующего рынка должны иметь электронную цифровую подпись в соответствии с Соглашением о применении электронной цифровой подписи в торговой системе оптового рынка (Приложение № 7 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).
- Прием и визуализация регулярной информации должен осуществляться посредством клиентской версии ПО ТУБР.
- Протокол обмена информацией – ТСР/IP. Адреса IP и номера используемых портов назначаются соответствующим ДЦ.

Исполнитель:

Первый заместитель
Председателя Правления

Заказчик:

_____ Н.Г. Шульгинов

_____ / _____

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

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

1. Операционная зона диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС» ОДУ
(наименование):
 - 1.1. Операционная зона диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС» РДУ
(наименование):
 - 1.1.1. Электростанция (наименование).
 - 1.1.2.

Исполнитель:
Первый заместитель
Председателя Правления

_____ Н.Г. Шульгинов

Заказчик:

_____/_____

ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ
к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и
автоматики⁸

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>ПА</i>	– противоаварийная автоматика;
<i>УТМ</i>	– устройство телемеханики;
<i>ПО</i>	– пусковой орган ПА;
<i>АДВ</i>	– автоматическая дозировка (управляющих) воздействий;
<i>ИУ</i>	– исполнительное устройство ПА;
<i>АСУ ТП</i>	– автоматизированная система управления технологическим процессом подстанции, электростанции;
<i>АЧР</i>	– автоматика частотной разгрузки;
<i>ЧАПВ</i>	– частотное автоматическое повторное включение;
<i>САОН</i>	– специальная автоматика отключения нагрузки;
<i>АПНУ</i>	– автоматическое предотвращение нарушения устойчивости энергосистемы;
<i>АЛАР</i>	– автоматическая ликвидация асинхронного режима;
<i>АОСЧ</i>	– автоматическое ограничение снижения частоты;
<i>АОСН</i>	– автоматическое ограничение снижения напряжения;
<i>АОПЧ</i>	– автоматическое ограничение повышения частоты;
<i>АОПН</i>	– автоматическое ограничения повышения напряжения;
<i>АОПО</i>	– автоматическое ограничение перегрузки оборудования;
<i>АРН</i>	– автоматическое регулирование напряжения;
<i>АРЧМ</i>	– автоматическое регулирование частоты и перетоков активной мощности;
<i>ФОЛ</i>	– фиксация отключения линии;

⁸ Содержание приложения, включаемого в конкретный договор, определяется в зависимости от высшего класса номинального напряжения объектов электроэнергетики Заказчика.

<i>ФОТ</i>	– фиксация отключения трансформатора;
<i>ФОБ</i>	– фиксация отключения блока;
<i>АРПМ</i>	– автоматика разгрузки при перегрузке передачи по активной мощности;
<i>КПР</i>	– контроль предшествующего режима;
<i>УПАСК</i>	– устройство передачи аварийных сигналов и команд;
<i>ВОЛС</i>	– волоконная оптическая линия связи;
<i>КЛС</i>	– кабельная линия связи;
<i>УВ</i>	– управляющее воздействие;
<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.

2. Требования к противоаварийной автоматике, выполняющей функции системного значения.

2.1. Общие положения.

2.1.1. Система противоаварийной автоматики должна состоять из подсистем, решающих следующие задачи:

- предотвращение нарушения устойчивости;
- ликвидация асинхронного режима;
- ограничение снижения частоты;
- ограничение повышения частоты;
- ограничение снижения напряжения;
- ограничение повышения напряжения;
- ограничение перегрузки оборудования.

2.1.2. Подсистемы АЛАР, АОСЧ, АОПЧ, АОСН, АОПН, должны выполняться в виде совокупности локальных устройств.

2.1.3. Подсистема АПНУ образуется локальными комплексами уровня энергоузла, а также централизованными комплексами уровня энергорайона или объединённой энергосистемы.

Централизованные комплексы ПА уровня объединённой энергосистемы должны размещаться на объектах Системного оператора. Централизованные комплексы ПА уровня энергорайона (энергосистемы) могут размещаться как на объектах Системного оператора, так и на иных объектах электроэнергетики.

2.1.4. Каждая подсистема противоаварийной автоматики в реальном времени должна осуществлять:

- выявление аварийной ситуации;
- определение места реализации, вида и значения (дозировки) УВ;
- реализацию УВ.

по необходимости:

- КПП;
- АРПМ.

2.2.1.2. Для выполнения автоматической ликвидации асинхронного полнофазного режима на каждой ЛЭП (со всех сторон) обязательно должно устанавливаться устройство АЛАР, включающее в себя функции основного и резервного действия.

Дополнительно к указанным устройствам АЛАР, по необходимости и при наличии обоснований, могут устанавливаться резервные устройства АЛАР, выполненные на других принципах и резервирующие устройство АЛАР не только данной ЛЭП, но и ЛЭП всего транзита.

Основное действие устройства АЛАР должно выполняться на первом цикле АР, иметь контроль изменения знака активной мощности, контроль электрического центра качаний, а также может иметь фиксацию знака скольжения. Зона основного действия не должна выходить за пределы защищаемой ЛЭП.

Резервное действие устройства АЛАР должно выполняться на принципе отсчета определенного числа циклов АР.

2.2.1.3. В дополнение к устройствам АЛАР, указанным в п. 3.2.1.2, при наличии режимных обоснований на отдельных объектах электроэнергетики возможна установка АЛАР неполнофазного режима.

2.2.1.4. Для выполнения функций автоматического ограничения повышения напряжения на ЛЭП (с каждой стороны) должны устанавливаться устройства АОПН, обеспечивающие защиту оборудования, установленного на ЛЭП, от повышенных уровней напряжения в соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей. Кроме того, в дополнение к АОПН, должны устанавливаться устройства, действующие на отключение смежных присоединений при срабатывании АОПН ЛЭП и отказе выключателя ЛЭП (УРОВ АОПН).

2.2.1.5. Для выполнения функций АОПО на ЛЭП может устанавливаться устройство защиты от токовой перегрузки ЛЭП, обеспечивающее автоматическую разгрузку ЛЭП при значительных перегрузках по току путем разгрузки (отключения) генераторов и/или отключения нагрузки потребителей.

2.2.1.6. Устройства АРПМ должны устанавливаться на отдельных ЛЭП (совокупности ЛЭП), на которые возможен наброс мощности по любым причинам. Устройство АРПМ нескольких ЛЭП (сечения) должно обеспечивать селективную работу с учетом потокораспределения активной мощности по отдельным ЛЭП.

2.2.2. Устройства ПА на АТ и ШР 330-750 кВ.

2.2.2.1. Для выполнения функций АПНУ на каждом АТ должны устанавливаться при необходимости следующие устройства ПА:

- ФОТ;
- КПП.

2.2.2.2. Для выполнения функций АОПО на АТ может устанавливаться устройство от перегрузки АТ с действием на сигнал и отключение нагрузки потребителей.

- 2.2.2.3. На ШР могут выполняться устройства автоматического отключения и включения ШР от устройств АОСН и АОПН, расположенных на том же объекте, где установлен ШР, или от УПАСК, принимающих команды аналогичных устройств с других объектов электроэнергетики.
- 2.2.3. Устройства ПА на энергоблоках ТЭС и АЭС, работающих в сети 330-750 кВ и гидрогенераторах (агрегатах) ГЭС (ГАЭС).
- 2.2.3.1. На блоках ТЭС и АЭС 330-750 кВ должны быть предусмотрены:
- импульсная разгрузка турбины (ИРТ);
 - длительная разгрузка турбины (ДРТ);
 - устройство отключения генераторов (ОГ);
 - устройства фиксации отключения блока (ФОБ);
 - при наличии парогазовых установок – устройства частотного пуска газовых турбин;
 - АЛАР блока.
- 2.2.3.2. На ГЭС (ГАЭС) должны быть предусмотрены:
- устройство отключения гидрогенераторов (агрегатов) (ОГ);
 - устройство автоматического пуска гидрогенераторов;
 - устройства автоматической загрузки гидрогенераторов;
 - устройства автоматического перевода гидрогенератора из режима синхронного компенсатора в активный режим.

2.3. Требования к ПА в сети 110-220 кВ.

В сетях 110-220 кВ размещаются исполнительные устройства ПА, реализующие один из основных видов управляющих воздействий – отключение нагрузки потребителей. При этом ЛЭП 110-220 кВ используются как для организации каналов УПАСК для выдачи команд на отключение нагрузки, так и как элементы, которые отключаются от устройств ПА для снятия нагрузки.

Как правило, ЛЭП 110-220 кВ шунтированы связями более высокого напряжения, при отключении которых на ЛЭП 110-220 кВ может возникнуть асинхронный режим, требующий его ликвидации.

Кроме того, в некоторых случаях ЛЭП 110-220 кВ должны быть охвачены комплексами АПНУ и комплексами централизованной разгрузки оборудования для предотвращения каскадного развития аварийной ситуации в энергосистеме.

2.3.1. Устройства ПА на ЛЭП 110-220 кВ.

- 2.3.1.1. При необходимости выполнения функций АПНУ или централизованной разгрузки оборудования для предотвращения каскадного развития аварийной ситуации на ЛЭП должны устанавливаться следующие устройства ПА:
- ФОЛ;
 - УПАСК;
 - КНР;
 - АРПМ.

- 2.3.1.2. Если ЛЭП 110-220 кВ входят в сечение, где возможен асинхронный режим, то для выполнения функций АЛАР на ЛЭП 220 кВ обязательно должны

устанавливаться устройства АЛАР, имеющие функции основного и резервного действия.

Основное действие устройства АЛАР должно осуществляться на первом цикле АР, иметь контроль изменения знака активной мощности, контроль электрического центра качаний.

Резервное действие устройства АЛАР должно выполняться на принципе отсчета определенного числа циклов АР. Пусковые органы могут выполняться на различных принципах, которые определяются на основе расчетов электрических режимов.

На ЛЭП 110 кВ должны устанавливаться либо устройства АЛАР, аналогичные устройствам для ЛЭП 220 кВ, либо простые делительные устройства, действующие без выдержки времени после отключения шунтирующей ее ЛЭП 220-750 кВ.

- 2.3.1.3. При необходимости (определяется расчетами электрических режимов) для выполнения функций АОПН на ЛЭП 220 кВ должны устанавливаться устройства АОПН, обеспечивающие защиту оборудования, установленного на ЛЭП 220 кВ и прилегающих шинах, от повышенных уровней напряжения в соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей. Кроме того, должно устанавливаться устройство, действующее при срабатывании АОПН ЛЭП и отказе выключателя ЛЭП на отключение смежных присоединений (УРОВ АОПН).
- 2.3.1.4. Для выполнения функций АОПО на ЛЭП 110-220кВ может устанавливаться устройство от перегрузки ЛЭП, обеспечивающее автоматическую разгрузку ЛЭП при значительных перегрузках по току или отключение перегружаемой ЛЭП.
- 2.3.1.5. Устройства АРПМ должны устанавливаться на отдельных ВЛ (совокупности ВЛ), на которые возможен наброс мощности по любым причинам. Устройство АРПМ нескольких ВЛ (сечения) должно обеспечивать селективную работу с учетом потокораспределения активной мощности по отдельным ВЛ.
- 2.3.2. Устройства ПА на подстанциях электроэнергетических объектов и на подстанциях потребителей электроэнергии.
 - 2.3.2.1. Для выполнения функций АОСЧ на подстанциях должны устанавливаться устройства АЧР.
 - 2.3.2.2. Устройства АЧР должны действовать на отключение ЛЭП 6-10-35-110 кВ, а в отдельных случаях и 220 кВ, питающих потребителей электроэнергии.
 - 2.3.2.3. Для обеспечения быстрого восстановления питания потребителей после восстановления частоты должны устанавливаться устройства ЧаПВ, включающие потребителей, отключенных от АЧР.
 - 2.3.2.4. Для выполнения функций АОСН и недопущения лавины напряжения на подстанциях электроэнергетических объектов должны устанавливаться устройства АОСН.
Устройства АОСН должны действовать на отключение ЛЭП 6-10-35-110 кВ, а в отдельных случаях и 220 кВ, питающих потребителей электроэнергии.

Для обеспечения быстрого восстановления питания потребителей после восстановления напряжения должны устанавливаться устройства АПВ после АОСН.

2.3.2.5. Для реализации УВ от ПА, выполняющей функции системного значения, должны устанавливаться устройства САОН.

2.4. Требования к установке устройств АДВ на объектах электроэнергетики.

Устройства АДВ являются основными логическими элементами АПНУ энергосистемы, определяющими виды, объемы и места реализации УВ.

2.4.1. Подстанции или электростанции, на которых должны устанавливаться устройства АДВ, определяются проектом.

2.4.2. Устройства АДВ должны определять УВ, обеспечивающие устойчивость энергоузла, а также определять УВ централизованной разгрузки сети 110-220 кВ для предотвращения каскадных отключений.

2.4.3. Устройства АДВ должны иметь возможность работать в режиме удалённого контроллера (вынесенного устройства АДВ) централизованной системы противоаварийной автоматики верхнего уровня.

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 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 объем должны определяться при проектировании реконструкции или сооружения объекта электроэнергетики в полном 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 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 и автоматике системообразующей сети 330-750 кВ.

4.1. Общие требования к релейной защите и автоматике системообразующей сети 330-750 кВ.

- 4.1.1. Система релейной защиты и автоматики системообразующей сети 330-750 кВ должна быть направлена на обеспечение надежного функционирования ОЭС и ЕЭС России.
- 4.1.2. Развитие системы релейной защиты и автоматики системообразующей сети 330-750 кВ должно осуществляться по пути:
- совершенствования идеологии релейной защиты и автоматики;
 - применения современных технических средств на уровне мировых стандартов;
 - совершенствования принципов и методологии эксплуатации релейной защиты и автоматики.
- 4.1.3. При расширении и реконструкции системы релейной защиты и автоматики системообразующей сети 330-750 кВ должны использоваться действующие нормативно-технические документы.
- 4.1.4. При реконструкции объектов электроэнергетики морально и физически устаревшие устройства РЗА должны заменяться на современные, выполненные на микропроцессорной элементной базе. При этом на объектах электроэнергетики должны быть решены вопросы электромагнитной совместимости.
- 4.1.5. Развитие систем релейной защиты и автоматики системообразующей сети 330-750 кВ должно предусматривать автоматизацию оперативного управления устройствами РЗА, в том числе и с уровней иерархии оперативного и диспетчерского управления.
- 4.1.6. Надежность системы релейной защиты и автоматики системообразующей сети 330-750 кВ должна обеспечиваться эффективным резервированием

построения системы. Должны рассматриваться следующие виды резервирования:

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

Система релейной защиты должна удовлетворять требованиям быстродействия, селективности, чувствительности и надежности.

- 4.1.7. Количество ТТ, вторичных обмоток и их классов точности должны обеспечивать раздельное подключение устройств разного назначения.
- 4.1.8. Основные и резервные защиты любого элемента сети должны включаться на разные вторичные обмотки ТТ.
- 4.1.9. По цепям питания защит от ТН должно предусматриваться резервирование с ручным переводом цепей на другой ТН.
- 4.1.10. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии должна подключаться к отдельной вторичной обмотке ТН и ТТ.
- 4.1.11. При наличии на выключателях двух электромагнитов отключения действие устройств релейной защиты должно предусматриваться на оба электромагнита.
- 4.1.12. При развитии системы релейной защиты и автоматики системообразующей сети 330-750 кВ должны учитываться вопросы интеграции систем релейной защиты и автоматики с АСУ ТП объектов электроэнергетики. Интеграция должна осуществляться на информационном уровне. При этом действие основных функций релейной защиты и автоматики не должно зависеть от состояния АСУ ТП.

4.2. Релейная защита и автоматика ЛЭП 330-750 кВ.

- 4.2.1. На каждой стороне ЛЭП 330-750 кВ должен устанавливаться комплекс РЗА, состоящий не менее чем из двух устройств релейной защиты. При этом микропроцессорный терминал релейной защиты, независимо от количества выполняемых функций, является одним устройством релейной защиты.

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

В составе комплекса РЗА на каждой стороне ЛЭП как минимум одно устройство должно выполняться на принципе ступенчатых защит с реализацией быстродействия с помощью разрешающих (блокирующих) сигналов.

Три устройства релейной защиты 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 релейной защиты и автоматики, устанавливаемые на одной ЛЭП со всех ее сторон, должны удовлетворять требованию аппаратной и функциональной совместимости.
Устройства релейной защиты 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 неправильному действию защиты, должны 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 релейной защиты 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 релейной защиты после неуспешного 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. С каждой стороны ЛЭП должна осуществляться цифровая регистрация аварийных событий (РАС).
 При этом осциллографированию подлежат электромагнитные переходные процессы, связанные с короткими замыканиями и работой устройств РЗА (токи, напряжения, дискретные сигналы о работе устройств РЗА, состояние выключателей, параметры системы оперативного постоянного тока и т.п.).
 Должны также регистрироваться параметры электромагнитных процессов, вызванных нарушениями в работе сетей 220 кВ и выше, сопровождающихся работой устройств ПА.
 Регистрация указанных электромагнитных переходных процессов должна обеспечивать возможность решения следующих основных задач:
- анализ функционирования устройств РЗА (в том числе - автоматики управления выключателем);
 - анализ функционирования устройств ПА (КПР, АЛАР, АОПН, ЛАДВ и др.);
 - анализ состояния и режим работы силового электрооборудования (диагностика неисправностей, расчет остаточного ресурса, периодическая проверка и т.п.);
 - определение места повреждения на ЛЭП.
- Должна предусматриваться возможность передачи информации от устройств регистрации на верхние уровни оперативно-диспетчерского управления.
- 4.2.16. Вновь устанавливаемые устройства релейной защиты должны быть выполнены на микропроцессорной элементной базе.
- 4.2.17. Допускается при реконструкции систем релейной защиты оставлять в работе электромеханические и микроэлектронные устройства, если они обеспечивают функциональную совместимость и требуемые технические характеристики и надежность.
- 4.2.18. 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.

4.2.19. Вывод устройств РЗ ЛЭП должен производиться отключающими устройствами без отсоединения проводов на клеммах по цепям тока, напряжения, отключения выключателей, пуска УРОВ каждого выключателя и др.

4.3. Релейная защита и АПВ АТ (Т) и ШР 330-750 кВ.

4.3.1. При выполнении релейной защиты 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 релейной защиты 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 ошиновок 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 неправильному действию защиты, должны 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 АТ (Т) с высшим напряжением 330-750 кВ должна осуществляться цифровая регистрация переходных процессов при КЗ с записью параметров предаварийного режима и регистрацией последовательности событий, в том числе срабатываний устройств и ступеней релейной защиты и автоматики. Должна предусматриваться возможность передачи информации от устройств регистрации на верхние уровни оперативно-диспетчерского управления.
- 4.3.11. На ШР должны предусматриваться два комплекта основных защит. В составе каждого комплекта должна быть продольная дифференциальная токовая защита и поперечная дифференциальная токовая защита.
- 4.3.12. Конструктивно в каждой защите АТ (Т), ШР должна быть предусмотрена возможность полного вывода защиты из работы с выводом всех выходных цепей, по которым возможно отключение выключателей или пуск УРОВ при работе на панели защиты.

4.4. Релейная защиты и АПВ 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. При выполнении ДЗШ на микропроцессорной элементной базе в терминале ДЗШ должна осуществляться цифровая регистрация переходных процессов при КЗ с записью параметров предаварийного режима и регистрацией последовательности событий, в том числе отключений выключателей присоединений. Должна предусматриваться передача информации от устройств регистрации на верхние уровни оперативно-диспетчерского управления.
- 4.4.7. 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

упрощаться по мере развития систем и не должно вносить дополнительных трудностей.

- 5.1.4. В системе релейной защиты и автоматики системообразующей сети 110-220 кВ должно быть использовано эффективное резервирование действия системы. Должны рассматриваться следующие виды резервирования:
 - ближнее резервирование в качестве основного вида;
 - дальнее резервирование в качестве дополнительного к ближнему резервированию.
- 5.1.5. Количество ТТ, вторичных обмоток и их классов точности должны обеспечивать отдельное подключение устройств разного назначения.
- 5.1.6. Каждое устройство основной и резервной защиты любого элемента сети должно включаться на разные вторичные обмотки ТТ.
- 5.1.7. По цепям питания защит от ТН должно предусматриваться резервирование с ручным переводом цепей на другой ТН.
- 5.1.8. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии должна подключаться к отдельной вторичной обмотке ТН, ТТ.
- 5.1.9. При развитии системы релейной защиты и автоматики системообразующей сети 110-220 кВ должны учитываться вопросы интеграции систем релейной защиты и автоматики с АСУ ТП объектов электроэнергетики. При этом основные функции релейной защиты и автоматики должны быть автономными и не связываться с АСУ ТП. Интеграция должна осуществляться на информационном уровне.

5.2. Релейная защита и автоматика ЛЭП 110-220 кВ.

- 5.2.1. Релейная защита 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 защиты, действующего при всех видах КЗ, так и в виде нескольких устройств защиты, каждое из которых действует при определенных видах КЗ.
- 5.2.4. Устройства релейной защиты и автоматики, устанавливаемые на одной ЛЭП со всех ее сторон, должны удовлетворять требованию функциональной совместимости.
- 5.2.5. Устройства релейной защиты 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 неправильному действию защиты, должны 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 после неуспешного 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. С каждой стороны ЛЭП должна осуществляться цифровая регистрация аварийных событий (РАС).

При этом осциллографированию подлежат электромагнитные переходные процессы, связанные с короткими замыканиями и работой устройств РЗА (токи, напряжения, дискретные сигналы о работе устройств РЗА, состояние выключателей, параметры системы оперативного постоянного тока и т.п.).

Должны также регистрироваться параметры электромагнитных процессов, вызванных нарушениями в работе сетей 220 кВ и выше, сопровождающихся работой устройств ПА.

Регистрация указанных электромагнитных переходных процессов должна обеспечивать возможность решения следующих основных задач:

- анализ функционирования устройств РЗА (в том числе – автоматики управления выключателем);
- анализ функционирования устройств ПА (КПР, АЛАР, АОПН, ЛАДВ и др.);
- анализ состояния и режим работы силового электрооборудования (диагностика неисправностей, расчет остаточного ресурса, периодическая проверка и т.п.);
- определение места повреждения на ЛЭП.

Должна предусматриваться передача информации от устройств регистрации на верхние уровни оперативно-диспетчерского управления.

- 5.2.16. Устройства релейной защиты и автоматики каждого конца ЛЭП должны удовлетворять требованиям действующих нормативно-технических документов, регламентирующих выполнение и эксплуатацию этих устройств.
- 5.2.17. Как правило, вновь устанавливаемые устройства релейной защиты должны быть выполнены на микропроцессорной элементной базе.
- 5.2.18. Допускается при реконструкции систем релейной защиты оставлять в работе электромеханические и микроэлектронные устройства, если они обеспечивают функциональную совместимость и требуемые технические характеристики и надежность.
- 5.2.19. Устройства защиты ЛЭП 110-220 кВ могут дополняться устройствами передачи команд по высокочастотному каналу или по опτικο-волоконному каналу.
- 5.2.20. 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.
- 5.2.21. Конструктивно в каждой защите ЛЭП 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 панели защиты.

5.3. Релейная защита и АПВ АТ (Т) 110-220 кВ.

5.3.1. Для решения вопросов релейной защиты системообразующей сети 110-220 кВ на АТ (Т) 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 релейной защиты 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 неправильному действию защиты, должны блокироваться при нарушении цепей напряжения.
- 5.3.9. Дистанционные защиты должны иметь блокировку от качаний в энергосистеме.
- 5.3.10. На АТ (Т) с высшим напряжением 110-220 кВ должна осуществляться цифровая регистрация переходных процессов при КЗ с записью параметров предаварийного режима и регистрацией последовательности событий, в том числе срабатываний устройств и ступеней релейной защиты и автоматики. Должна предусматриваться передача информации от устройств регистрации в диспетчерские центры, осуществляющие оперативно-диспетчерское управление.
- 5.3.11. Защиты должны удовлетворять требованиям действующих нормативно-технических документов по РЗА.
- 5.3.12. На одиночно работающих Т 110-220 кВ можно использовать АПВ, когда отключение Т приводит к обесточению нагрузки потребителей.
- 5.3.13. Конструктивно в каждой защите АТ (Т) 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 панели защиты.

5.4. Релейная защита сборных шин 110-220 кВ.

- 5.4.1. Для сборных шин напряжением 110-220 кВ должны предусматриваться отдельные устройства релейной защиты 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. Релейная защиты и ТАПВ шин объектов электроэнергетики должны удовлетворять требованию действующих нормативно-технических документов.
- 5.4.4. 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.
- 5.4.5. 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.
- 5.4.6. Выключатели присоединений должны входить в зону ДЗШ.
- 5.4.7. 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.
- 5.4.8. При выполнении ДЗШ на микропроцессорной элементной базе в терминале ДЗШ должна осуществляться цифровая регистрация переходных процессов при КЗ с записью параметров предаварийного режима и регистрацией последовательности событий, в том числе отключений выключателей присоединений. Должна предусматриваться передача информации от устройств регистрации на верхние уровни оперативно-диспетчерского управления.
- 5.4.9. 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 панели защиты.

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 смежных с отказавшим выключателей и на запрет их АПВ путем отключения присоединений.
- 5.5.4. 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.

5.5.5. 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.

5.5.6. Схема УРОВ должна быть выполнена таким образом, чтобы предотвращалось их случайное действие на отключение выключателей смежных присоединений из-за ошибок релейного персонала при производстве работ.

5.6. Релейная защита обходного выключателя, ШСВ и СВ 110-220 кВ.

5.6.1. Релейная защита обходного выключателя 110-220 кВ должна быть выполнена так, чтобы в полном, штатном объеме можно было обеспечить защиту любого из элемента, присоединенного к шинам, при заводе его через обходной выключатель. Основная защита переводимого элемента при этом по цепям оперативного тока, цепям переменного тока и напряжения должна переводиться на обходной выключатель.

5.6.2. Релейная защита ШСВ и СВ должна выполняться так, чтобы ее можно было использовать при опробовании напряжением системы шин и элементов, подключенных к шинам.

Исполнитель:

Первый заместитель
Председателя Правления

_____ Н.Г. Шульгинов

Заказчик:

_____ / _____

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

1. Информация, представляемая ежегодно (по пункту 1.1 – в случае ее изменения), а также по запросу диспетчерских центров Исполнителя (*далее – ДЦ*), – в течение 5 рабочих дней со дня получения запроса.

1.1. В отношении принадлежащих Заказчику электростанций:

– 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 с приложением подтверждающих такие изменения документов – 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.

1.2. Информация о фактической выработке электрической энергии по месяцам года, млн. кВт^хч (с разбивкой на собственное потребление и продажу на розничном рынке).

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 согласованных с ДЦ форматах и сроки.

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 приказом ФСТ России от 10.06.2009 № 125-э/1.

7. Предложения по суточной процентной разбивке прогнозного месячного объема потребления, выработки и перетоков электрической энергии, предусмотренного утвержденным ФСТ России 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. Документы для согласования ограничений установленной мощности электростанций – 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. Информация в соответствии с Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 07.08.2008 № 20 «Об утверждении перечня предоставляемой субъектами электроэнергетики информации о производственно-хозяйственной деятельности, форм и порядка ее предоставления» (в редакции приказа от 09.12.2008 № 256) – по формам и в сроки, предусмотренные указанным приказом для передачи информации в ДЦ.

13. 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:

Первый заместитель
Председателя Правления

Заказчик:

_____ Н.Г. Шульгинов

_____ / _____

**Особенности производства электрической энергии на электростанции
Заказчика с учетом технических и технологических режимов работы
оборудования основного промышленного производства Заказчика⁹**

⁹ 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.
- 5.