

Российское открытое акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России»

ПРИКАЗ

11.02.2008

№ 57

Об организации взаимодействия ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России» при создании или модернизации систем технологического управления в ЕЭС России, выполняемых в ходе нового строительства, технического перевооружения, реконструкции объектов электроэнергетики

Для организации эффективного взаимодействия дочерних и зависимых обществ ОАО РАО «ЕЭС России» при создании или модернизации систем технологического управления в ЕЭС России, выполняемых в ходе нового строительства, технического перевооружения, реконструкции объектов электроэнергетики,

ПРИКАЗЫВАЮ:

1. Утвердить «Общие требования к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации, технологической связи в ЕЭС России» согласно приложению 1.

2. Утвердить «Регламент взаимодействия дочерних и зависимых обществ ОАО РАО «ЕЭС России» при создании или модернизации систем технологического управления в ЕЭС России, выполняемых в ходе нового строительства, технического перевооружения, реконструкции объектов электроэнергетики» согласно приложению 2.

3. Управляющим директорам БЕ № 1, 2, «Сети», «Сервис», «Гидрогенерация», Председателю Правления ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС»:

3.1. Обеспечить выполнение и контроль соблюдения Регламента и Общих требований по подведомственным ДЗО;

3.2. Проверить действующие в ДЗО нормативно-технические документы на соответствие требованиям к устройствам и системам релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики, технологической связи, изложенным в «Общих требованиях к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации, технологической связи в ЕЭС России», и при необходимости внести изменения. Срок: 29.02.2008.

3.3. Осуществлять разработку новой нормативно-технической документации с учетом указанных Регламента и Общих требований.

4. Председателю Правления ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС» Аюеву Б.И. на основе документов, утвержденных пунктами 1 и 2 настоящего приказа, разработать документы, обязательные для исполнения всеми субъектами электроэнергетики, с оформлением их в виде нормативных правовых актов и

(или) регламентов, прилагаемых к договору о присоединении к торговой системе оптового рынка, и согласовать их с Департаментом рынка Центра управления реформой (Ширяева Л.В.).

Срок: 31.03.2008.

5. Руководителю Центра управления реформой Удальцову Ю.А. совместно с Председателем Правления ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС» Аюевым Б.И. разработать и реализовать комплекс мер по продвижению и принятию документов, указанных в пункте 4 настоящего приказа, в виде нормативных правовых актов и (или) регламентов, прилагаемых к договору о присоединении к торговой системе оптового рынка.

Срок: 30.06.2008.

6. Контроль за исполнением настоящего приказа возложить на члена Правления, технического директора Вайнзихера Б.Ф.

Председатель Правления

А.Б. Чубайс

Рассылается: 2.2, 3.

Б.И. Аюев 710-51-20

**ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМАМ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ И
РЕЖИМНОЙ АВТОМАТИКИ, РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И
АВТОМАТИКИ, ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ,
ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СВЯЗИ В ЕЭС РОССИИ**

Оглавление

1. Область применения	5
2. Принятые сокращения	7
3. Требования к противоаварийной автоматике, выполняющей функции системного значения	8
4. Требования к режимной автоматике, выполняющей функции системного значения.....	14
5. Требования к релейной защите и автоматике системообразующей сети 330-750 кВ	15
6. Требования к релейной защите и автоматике системообразующей сети 110-220 кВ	22
7. Требования к составу и передаче телеметрической информации с объектов электроэнергетики в диспетчерский центр системного оператора.	29
8. Требования по организации технологической связи между диспетчерским центром и электростанцией, подстанцией и (или) сетевым предприятием....	32

1. Область применения

- 1.1. Общие требования к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации и технологической связи в ЕЭС России (далее – Общие требования) предназначены для обеспечения требований единой технической политики в дочерних зависимых обществах ОАО РАО «ЕЭС России» при проектировании, реконструкции и строительстве новых энергообъектов в ЕЭС России.
- 1.2. Общие требования определяют минимальные технические требования к системам релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики, телеметрической информации и технологической связи, необходимые для обеспечения безопасного и надежного функционирования ЕЭС России.
- 1.3. Требования субъектов электроэнергетики к устройствам и системам релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики, телеметрической информации и технологической связи не должны противоречить Общим требованиям к упомянутым системам.
- 1.4. Общие требования распространяются на системы противоаварийной и режимной автоматики, выполняющие функции системного значения, системы и устройства релейной защиты и автоматики, телеметрической информации и технологической связи, обеспечивающие функционирование указанных выше систем автоматического управления и автоматизированных систем оперативно-диспетчерского управления энергосистем ЕЭС России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем.
- 1.5. Общие требования регламентируют принципы создания (модернизации) систем противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации и технологической связи на линиях электропередачи и электрооборудовании подстанций и электростанций в ЕЭС России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах.
- 1.6. Общие требования определяют технические требования к составу и передаче технологической информации с объектов электроэнергетики в диспетчерские центры Системного оператора, необходимой для обеспечения надежного оперативного и автоматического управления ЕЭС России и технологически изолированными территориальными электроэнергетическими системами.
- 1.7. Общих требований должны придерживаться все субъекты электроэнергетики при проведении реконструкции и строительстве новых энергообъектов в ЕЭС России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем, при создании (модернизации) систем противоаварийной и режимной автоматики,

релейной защиты и автоматики, телеметрической информации и технологической связи.

2. Принятые сокращения

КЗ	– короткое замыкание
ЛЭП	– линия электропередачи
АТ	– автотрансформатор
Т	– трансформатор
ШР	– шунтирующий реактор
ШСВ	– шиносоединительный выключатель
СВ	– секционный выключатель
ТТ	– трансформатор тока
ТН	– трансформатор напряжения
ПА	– противоаварийная автоматика
УТМ	– устройство телемеханики
ПО	– пусковой орган ПА
АДВ	– автоматическая дозировка (управляющих) воздействий
ИУ	– исполнительное устройство ПА
АСУ	– автоматизированная система управления технологическим процессом подстанции, электростанции
ТП	
АЧР	– автоматика частотной разгрузки
ЧАПВ	– частотное автоматическое повторное включение
САОН	– специальная автоматика отключения нагрузки
АПНУ	– автоматическое предотвращение нарушения устойчивости энергосистемы
АЛАР	– автоматическая ликвидация асинхронного режима
АОСЧ	– автоматическое ограничение снижения частоты
АОСН	– автоматическое ограничение снижения напряжения
АОПЧ	– автоматическое ограничение повышения частоты
АОПН	– автоматическое ограничения повышения напряжения
АОПО	– автоматическое ограничение перегрузки оборудования
АРН	– автоматическое регулирование напряжения
АРЧМ	– автоматическое регулирование частоты и потоков активной мощности
ФОЛ	– фиксация отключения линии
ФОТ	– фиксация отключения трансформатора
ФОБ	– фиксация отключения блока
АРПМ	– автоматика разгрузки при перегрузке передачи по активной мощности
КПР	– контроль предшествующего режима
УПАСК	– устройство передачи аварийных сигналов и команд
ВОЛС	– волоконная оптическая линия связи
КЛС	– кабельная линия связи
УВ	– управляющее воздействие

ДЗШ	– дифференциальная защита сборных шин
ДЗЛ	– дифференциальная защита линии
ДФЗ	– дифференциально-фазная защита
УРОВ	– устройство резервирования отказа выключателей
АПВ	– автоматическое повторное включение
ТАПВ	– трехфазное АПВ
УТАПВ	– ускоренное ТАПВ
ОАПВ	– однофазное АПВ
ЗНР	– защита от неполнофазного режима

3. Требования к противоаварийной автоматике, выполняющей функции системного значения

3.1. Общие положения

3.1.1. 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.

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

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

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

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

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

Для обеспечения функций системы ПА на подстанциях и электростанциях должны устанавливаться ПО, устройства АДВ, ИУ. Для передачи доаварийной информации, аварийных сигналов и аварийных команд управления должны использоваться

высокочастотные каналы по ЛЭП, КЛС и ВОЛС, удовлетворяющие требованиям быстродействия и надежности функционирования устройств ПА.

В целях обеспечения требований по надёжности функционирования системы ПА каналы передачи аварийной и доаварийной информации ПА должны выполняться дублированными, проходящими, как правило, по разным трассам.

- 3.1.5. Указанные ПО устройства АДВ, ИУ могут выполняться в виде отдельных устройств или в виде совмещенных устройств, выполняющих функции двух или всех трех устройств (например, пускодозирующие устройства).
 - 3.1.6. Учитывая этапность реконструкции действующих энергообъектов ЕЭС России, вновь вводимые устройства ПА на объектах должны интегрироваться в существующие комплексы ПА энергоузлов и энергообъединений и проектироваться с учётом возможности модернизации всей системы противоаварийной автоматики энергообъединения.
 - 3.1.7. При реконструкции энергообъектов ЕЭС России морально и физически устаревшие устройства ПА должны заменяться на современные, выполненные на микропроцессорной элементной базе. При этом на энергообъектах должны быть решены вопросы электромагнитной совместимости.
 - 3.1.8. Необходимость модернизации ПА энергосистемы возникает при реконструкции действующих или вводе новых энергообъектов, изменении схемы электрической сети, требований нормативно-технических документов и т.п.
 - 3.1.9. При реконструкции или новом строительстве энергообъектов должны учитываться вопросы информационной интеграции устройств ПА с АСУ ТП энергообъектов. При этом система ПА является функционально самостоятельной от АСУ ТП энергообъекта. Аварийная информация для ПА и управляющие воздействия от ПА должны передаваться отдельно от АСУ ТП энергообъекта.
 - 3.1.10. При реализации нескольких устройств ПА в едином комплексе (например, МКПА) необходима установка на энергообъекте двух взаиморезервирующих комплексов.
- 3.2. Требования к ПА в сети 330-750 кВ

В системообразующей сети 330-750 кВ для обеспечения надёжности режимов работы и в целях повышения пропускной способности

электрических сетей ЕЭС России ЛЭП, а также оборудование электростанций и подстанций, должны оснащаться устройствами ПА.

3.2.1. Устройства ПА на ЛЭП 330-750 кВ

3.2.1.1. Для выполнения функций АПНУ на каждой ЛЭП:

в обязательном порядке должны устанавливаться следующие устройства ПА:

- ФОЛ (с каждой стороны ВЛ);
- УПАСК;

по необходимости:

- КПр;
- АРПМ.

3.2.1.2. 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.

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

3.2.1.4. 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).

3.2.1.5. 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.

3.2.1.6. 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.

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

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

- ФОТ;
- КПр.

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

3.2.2.3. 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 энергообъектов.

3.2.3. Устройства ПА на энергоблоках ТЭС и АЭС, работающих в сети 330-750 кВ и гидрогенераторах (агрегатах) ГЭС (ГАЭС)

3.2.3.1. 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.

3.2.3.2. 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.

3.3. 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.

3.3.1. Устройства ПА на ЛЭП 110-220 кВ

3.3.1.1. При необходимости выполнения функций АПНУ или централизованной разгрузки оборудования для предотвращения каскадного развития аварийной ситуации на ЛЭП должны устанавливаться следующие устройства ПА:

- ФОЛ;
- УПАСК;
- КПР;
- АРПМ.

3.3.1.2. 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.

3.3.1.3. 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).

3.3.1.4. 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.

3.3.1.5. 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.

3.3.2. Устройства ПА на подстанциях электроэнергетических объектов и на подстанциях потребителей электроэнергии

3.3.2.1. Для выполнения функций АОСЧ на подстанциях должны устанавливаться устройства АЧР.

3.3.2.2. Устройства АЧР должны действовать на отключение ЛЭП 6-10-35-110 кВ, а в отдельных случаях и 220 кВ, питающих потребителей электроэнергии.

3.3.2.3. Для обеспечения быстрого восстановления питания потребителей после восстановления частоты должны устанавливаться устройства ЧАПВ, включающие потребителей, отключенных от АЧР.

3.3.2.4. Для выполнения функций АОСН и недопущения лавины напряжения на подстанциях электроэнергетических объектов должны устанавливаться устройства АСН.

Устройства АСН 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 АСН.

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

3.4. Требования к установке устройств АДВ на энергообъектах

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

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

3.4.2. Устройства АДВ должны определять УВ, обеспечивающие устойчивость энергоузла, а также определять УВ централизованной

разгрузки сети 110-220 кВ для предотвращения каскадных отключений.

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

4. Требования к режимной автоматике, выполняющей функции системного значения

4.1. Общие требования

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

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

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

4.1.3. Принципы действия устройств режимной автоматики, выполняющей функции системного значения, их объем должны определяться при проектировании реконструкции или сооружения энергообъекта в полном соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок и должны быть согласованы Системным оператором.

4.2. Устройства режимной автоматики на электростанциях

4.2.1. 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.

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

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

- 4.2.4. На блочных трансформаторах при наличии технических обоснований может быть предусмотрена установка устройств РПН.
- 4.2.5. Устройства и аппаратура каналов связи системы АРЧМ.
- 4.3. Устройства режимной автоматики на подстанциях, независимо от формы собственности объекта:
 - 4.3.1. На трансформаторах и автотрансформаторах должны быть установлены автоматические регуляторы напряжения под нагрузкой.
 - 4.3.2. На синхронных и статических компенсаторах должны быть установлены автоматические регуляторы напряжения.
 - 4.3.3. Устройства и аппаратура каналов связи системы АРЧМ.
- 4.4. Устройства режимной автоматики на объектах Системного оператора
 - 4.4.1. На объектах СО должны размещаться центры управления системой АРЧМ ОЭС, ЕЭС.
 - 4.4.2. Устройства и аппаратура каналов связи системы АРЧМ.
5. Требования к релейной защите и автоматике системообразующей сети 330-750 кВ
 - 5.1. Общие требования к релейной защите и автоматике системообразующей сети 330-750 кВ
 - 5.1.1. Система релейной защиты и автоматики системообразующей сети 330-750 кВ должна быть направлена на обеспечение надежного функционирования ОЭС и ЕЭС России.
 - 5.1.2. 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.
 - 5.1.3. При расширении и реконструкции системы релейной защиты и автоматики системообразующей сети 330-750 кВ должны использоваться действующие нормативно-технические документы.
 - 5.1.4. При реконструкции энергообъектов ЕЭС России морально и физически устаревшие устройства РЗА должны заменяться на современные, выполненные на микропроцессорной элементной базе. При этом на энергообъектах должны быть решены вопросы электромагнитной совместимости.

- 5.1.5. 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.
- 5.1.6. 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;
 - дальнее резервирование в качестве дополнительного к ближнему резервированию.
- Система релейной защиты должна удовлетворять требованиям быстродействия, селективности, чувствительности и надежности.
- 5.1.7. Количество ТТ, вторичных обмоток и их классов точности должны обеспечивать отдельное подключение устройств разного назначения.
- 5.1.8. Основные и резервные защиты любого элемента сети должны включаться на разные вторичные обмотки ТТ.
- 5.1.9. По цепям питания защит от ТН должно предусматриваться резервирование с ручным переводом цепей на другой ТН.
- 5.1.10. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии должна подключаться к отдельной вторичной обмотке ТН и ТТ.
- 5.1.11. При наличии на выключателях двух электромагнитов отключения действие устройств релейной защиты должно предусматриваться на оба электромагнита.
- 5.1.12. При развитии системы релейной защиты и автоматики системообразующей сети 330-750 кВ должны учитываться вопросы интеграции систем релейной защиты и автоматики с АСУ ТП энергообъектов. Интеграция должна осуществляться на информационном уровне. При этом действие основных функций релейной защиты и автоматики не должно зависеть от состояния АСУ ТП.
- 5.2. Релейная защита и автоматика ЛЭП 330-750 кВ
- 5.2.1. 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 быстрогодействия 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.

- 5.2.2. 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).
- 5.2.3. 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.
- 5.2.4. Быстродействие защит должно удовлетворять требованиям обеспечения устойчивости параллельной работы генераторов энергосистемы при отключении КЗ и требованиям обеспечения устойчивости нагрузки потребителей.
- 5.2.5. 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.
- 5.2.6. 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.
- 5.2.7. Защиты, имеющие цепи напряжения, неисправность которых может привести к неправильному действию защиты, должны блокироваться при нарушении цепей напряжения.
- 5.2.8. Дистанционные защиты должны иметь автоматическую блокировку ступеней, которые могут неправильно работать при качаниях в энергосистеме.

- 5.2.9. 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.
- 5.2.10. 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.
- 5.2.11. 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.
- 5.2.12. ТАПВ следует предусматривать отдельно на каждый выключатель.
- 5.2.13. 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.
- 5.2.14. На каждой стороне ЛЭП должна быть реализована функция определения места повреждения на линии (как правило, методом двухстороннего замера).
- 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 возможность передачи информации от устройств регистрации на верхние уровни оперативно-диспетчерского управления.

- 5.2.16. Вновь устанавливаемые устройства релейной защиты должны быть выполнены на микропроцессорной элементной базе.
- 5.2.17. Допускается при реконструкции систем релейной защиты оставлять в работе электромеханические и микроэлектронные устройства, если они обеспечивают функциональную совместимость и требуемые технические характеристики и надежность.
- 5.2.18. 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.
- 5.2.19. 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.

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

- 5.3.1. 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.
- 5.3.2. 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.
- 5.3.3. 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.
- 5.3.4. На АТ (Т) 330-750 кВ должно устанавливаться по два комплекта дифференциальных защит.
- 5.3.5. Для обеспечения высокой чувствительности дифференциальной защиты АТ (Т) следует предусматривать отдельные дифференциальные защиты ошинок АТ (Т) напряжением 110 кВ и выше, если АТ (Т) с этой стороны подключен к сети через два выключателя и более. На напряжении 330-750 кВ ошиновка АТ (Т) должна защищаться не менее чем двумя быстродействующими защитами.
- Следует предусматривать отдельную дифференциальную защиту ошиновки низшего напряжения токоограничивающего реактора, вольтодобавочного трансформатора. Должен быть решен вопрос обеспечения работы УРОВ выключателей высшего напряжения АТ (Т) при КЗ на стороне низшего напряжения.
- 5.3.6. 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.
- 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 ступеней, которые могут неправильно работать при качаниях в энергосистеме.
- 5.3.10. 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.

- 5.3.11. На ШР должны предусматриваться два комплекта основных защит. В составе каждого комплекта должна быть продольная дифференциальная токовая защита и поперечная дифференциальная токовая защита.
 - 5.3.12. 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.
- 5.4. Релейная защиты и АПВ сборных шин 330-750 кВ
- 5.4.1. 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.
 - 5.4.2. 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.
 - 5.4.3. 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.
 - 5.4.4. Выключатели присоединений должны входить в зону ДЗШ.
 - 5.4.5. 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.
 - 5.4.6. 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.
 - 5.4.7. 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 тока, напряжения, отключения выключателей, пуска УРОВ каждого выключателя и т.д.
 - 5.4.8. Должна быть предусмотрена возможность выполнения АПВ шин.

5.5. УРОВ 330-750 кВ

- 5.5.1. УРОВ на напряжении 330-750 кВ должен устанавливаться во всех случаях, независимо от эффективности дальнего резервирования.
- 5.5.2. Конструктивно УРОВ 330-750 кВ должен предусматриваться отдельно для каждого выключателя с возможностью независимого обслуживания каждого устройства.
- 5.5.3. УРОВ 330-750 кВ должен действовать на отключение смежных с отказавшим выключателей и на запрет их АПВ.
- 5.5.4. При КЗ на шинах и отказе выключателя линии, через который она коммутируется на шины, УРОВ должен обеспечивать также отключение с противоположной стороны этой ЛЭП с запретом АПВ.
- 5.5.5. При КЗ на присоединении и отказе общего выключателя данного присоединения и смежной ЛЭП УРОВ должен обеспечивать также отключение с противоположной стороны этой ЛЭП с запретом АПВ.

5.6. Релейная защита обходного выключателя, ШСВ и СВ 330-750 кВ

- 5.6.1. Релейная защита обходного выключателя 330-750 кВ должна быть выполнена так, чтобы можно было обеспечить защиту любого присоединения, 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.

6. Требования к релейной защите и автоматике системообразующей сети 110-220 кВ

- 6.1. Общие требования к релейной защите и автоматике системообразующей сети 110-220 кВ
 - 6.1.1. Система релейной защиты и автоматики системообразующей сети 110-220 кВ должна быть направлена на обеспечение функционирования РЭС и ОЭС, а также на обеспечение надежности и устойчивости их работы и надежности и устойчивости нагрузки потребителей электроэнергии.
 - 6.1.2. Развитие системы релейной защиты и автоматики системообразующей сети 110-220 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.
 - 6.1.3. Управление системами релейной защиты и автоматики системообразующей сети 110-220 кВ оперативным персоналом на всех уровнях иерархии оперативно-диспетчерского управления должно упрощаться по мере развития систем и не должно вносить дополнительных трудностей.
 - 6.1.4. 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;
 - 6.1.5. Количество ТТ, вторичных обмоток и их классов точности должны обеспечивать отдельное подключение устройств разного назначения.
 - 6.1.6. Каждое устройство основной и резервной защиты любого элемента сети должно включаться на разные вторичные обмотки ТТ.
 - 6.1.7. По цепям питания защит от ТН должно предусматриваться резервирование с ручным переводом цепей на другой ТН.
 - 6.1.8. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии должна подключаться к отдельной вторичной обмотке ТН, ТТ.
 - 6.1.9. При развитии системы релейной защиты и автоматики системообразующей сети 110-220 кВ должны учитываться вопросы интеграции систем релейной защиты и автоматики с АСУ ТП энергообъектов. При этом основные функции релейной защиты и автоматики должны быть автономными и не связываться с АСУ ТП. Интеграция должна осуществляться на информационном уровне.
- 6.2. Релейная защита и автоматика ЛЭП 110-220 кВ
- 6.2.1. 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.
 - 6.2.2. 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.
 - 6.2.3. 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.

- 6.2.4. Устройства релейной защиты и автоматики, устанавливаемые на одной ЛЭП со всех ее сторон, должны удовлетворять требованию функциональной совместимости.
- 6.2.5. Устройства релейной защиты смежных ЛЭП, обеспечивающие резервирование устройств защиты рассматриваемой ЛЭП, должны отвечать требованию взаимной совместимости с защитами рассматриваемой ЛЭП для обеспечения селективности действия.
- 6.2.6. 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.
- 6.2.7. 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.
- 6.2.8. Защиты, имеющие цепи напряжения, неисправность которых может привести к неправильному действию защиты, должны блокироваться при нарушении цепей напряжения.
- 6.2.9. Дистанционные защиты должны иметь блокировку от качаний в энергосистеме.
- 6.2.10. 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, остановом 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.
- 6.2.11. На каждой стороне ЛЭП 110-220 кВ должно предусматриваться ТАПВ.
- 6.2.12. При подсоединении ЛЭП к шинам через два выключателя, ТАПВ следует предусматривать отдельно на каждый выключатель.
- 6.2.13. 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.

6.2.14. На каждой стороне ЛЭП должна быть реализована функция определения места повреждения на линии (как правило двухстороннее).

6.2.15. 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.

6.2.16. Устройства релейной защиты и автоматики каждого конца ЛЭП должны удовлетворять требованиям действующих нормативно-технических документов, регламентирующих выполнение и эксплуатацию этих устройств.

6.2.17. Как правило, вновь устанавливаемые устройства релейной защиты должны быть выполнены на микропроцессорной элементной базе.

6.2.18. Допускается при реконструкции систем релейной защиты оставлять в работе электромеханические и микроэлектронные устройства, если

они обеспечивают функциональную совместимость и требуемые технические характеристики и надежность.

- 6.2.19. Устройства защиты ЛЭП 110-220 кВ могут дополняться устройствами передачи команд по высокочастотному каналу или по оптоволоконному каналу.
- 6.2.20. 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.
- 6.2.21. 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.

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

- 6.3.1. 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.
- 6.3.2. 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.
- 6.3.3. 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.
- 6.3.4. 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.

- 6.3.5. Резервные защиты АТ (Т) должны удовлетворять требованию совместимости в части согласования их характеристик с характеристиками резервных защит ЛЭП прилегающей сети.
- 6.3.6. 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.
- 6.3.7. В резервных защитах АТ (Т) должно предусматриваться автоматическое и оперативное ускорение отдельных ступеней.
- 6.3.8. Защиты, имеющие цепи напряжения, неисправность которых может привести к неправильному действию защиты, должны блокироваться при нарушении цепей напряжения.
- 6.3.9. Дистанционные защиты должны иметь блокировку от качаний в энергосистеме.
- 6.3.10. 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.
- 6.3.11. Защиты должны удовлетворять требованиям действующих нормативно-технических документов по РЗА.
- 6.3.12. На одиночно работающих Т 110-220 кВ можно использовать АПВ, когда отключение Т приводит к обесточению нагрузки потребителей.
- 6.3.13. 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.

6.4. Релейная защита сборных шин 110-220 кВ

- 6.4.1. Для сборных шин напряжением 110-220 кВ должны предусматриваться отдельные устройства релейной защиты шин. В некоторых случаях для ответственных узлов по два комплекта.
- 6.4.2. 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.)

- 6.4.3. Релейная защиты и ТАПВ шин энергообъектов должны удовлетворять требованию действующих нормативно-технических документов.
 - 6.4.4. 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.
 - 6.4.5. 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.
 - 6.4.6. Выключатели присоединений должны входить в зону ДЗШ.
 - 6.4.7. 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.
 - 6.4.8. 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.
 - 6.4.9. 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.
- 6.5. УРОВ 110-220 кВ
- 6.5.1. На напряжении 110–220 кВ УРОВ должен устанавливаться во всех случаях.
 - 6.5.2. 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.
 - 6.5.3. УРОВ 110-220 кВ должен действовать на отключение смежных с отказавшим выключателей и на запрет их АПВ путем отключения присоединений.
 - 6.5.4. 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.

- 6.5.5. 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.
- 6.5.6. 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.
- 6.6. Релейная защита обходного выключателя, ШСВ и СВ 110-220 кВ
 - 6.6.1. 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.
 - 6.6.2. Релейная защита ШСВ и СВ должна выполняться так, чтобы ее можно было использовать при опробовании напряжением системы шин и элементов, подключенных к шинам.
7. Требования к составу и передаче телеметрической информации с объектов электроэнергетики в диспетчерский центр Системного оператора
Детализированный перечень сигналов и измеряемых величин по каждому объекту электроэнергетики согласовывается с Системным оператором.
 - 7.1. Типовой состав телеизмерений параметров оборудования и присоединений распределительных устройств подстанций 110 кВ и выше
 - 7.1.1. Величины действующих значений модулей напряжений на секциях и системах шин 35 кВ и выше распределительных устройств.
 - 7.1.2. Величины токов и перетоков активной и реактивной мощности отдельно по каждой линии электропередачи (ЛЭП) 35 кВ и выше, присоединённой к распределительному(ым) устройству(ам) подстанции.
 - 7.1.3. Величины токов, активной и реактивной мощности перетоков отдельно по каждому трансформатору(ам) 35 кВ и выше и автотрансформатору(ам) связи распределительных устройств различных классов номинальных напряжений на подстанциях (со

стороны обмоток высшего, среднего и низшего напряжений). Измерения на стороне низшего напряжения должны быть организованы в случае наличия потребителей, получающих электроснабжение на низшем напряжении или при наличии на подстанции средств регулирования реактивной мощности, присоединённых к обмотке низшего напряжения трансформатора или автотрансформатора (синхронный компенсатор, батарея конденсаторов, статический тиристорный компенсатор, шунтирующий реактор и т.п.).

- 7.1.4. Измерения номера положения анцапф РПН автотрансформаторов (при наличии РПН), установленных на подстанции.
 - 7.1.5. Величины реактивных мощностей компенсирующих устройств (шунтирующих реакторов, синхронных компенсаторов, статических тиристорных компенсаторов, батарей конденсаторов и т.п.).
 - 7.1.6. Величины частоты электрического тока на шинах 110 кВ и выше подстанции, если существует вероятность разделения энергосистемы на части и раздельной работы распределительных устройств.
 - 7.1.7. Величины некоторых неэлектрических параметров (толщина стенок гололеда, весовые и ветровые нагрузки на провода и др.).
 - 7.1.8. Информация телеизмерений должна содержать метки единого астрономического времени.
- 7.2. Типовой состав телесигнализации на подстанциях 110 кВ и выше
 - 7.2.1. Телесигнализация должна содержать информацию о положении выключателей присоединений подстанции, разъединителей в цепях телеуправляемых выключателей и т.п., включая аварийно-предупредительную телесигнализацию (АПТС), содержащую общие предупредительные и аварийные сигналы о возникновении ненормальных ситуаций.
 - 7.2.2. Информация телесигнализации должна содержать метки единого астрономического времени.
 - 7.3. Организация телеизмерений на подстанциях с номинальным напряжением ниже 110 кВ
 - 7.3.1. При наличии на подстанциях ниже 110 кВ средств регулирования реактивной мощности установленной мощностью более 5 МВар необходимо передавать в диспетчерские центры Системного оператора телеизмерения напряжений на всех секциях и системах шин распределительного устройства, к которому присоединены средства компенсации/выработки реактивной мощности, а также мощность, вырабатываемую/потребляемую указанными средствами.
 - 7.3.2. При наличии в энергосистеме электростанций с установленной мощностью 25 МВт и выше, выдача мощности которых

осуществляется по электрическим сетям с номинальным напряжением ниже 110 кВ, необходимо обеспечить передачу следующих телеизмерений:

- величины перетоков активной и реактивной мощности по линиям электропередачи с номинальным напряжением, равным номинальному напряжению обмотки трансформатора или автотрансформатора, через которую осуществляется связь района электростанции с остальной энергосистемой;
- величины напряжения на секциях и системах шин, к которым присоединяются вышеуказанные электропередачи (за исключением тупиковых подстанций, присоединённых к электропередачам отпайками).

7.4. Типовой состав телеизмерений на электростанции

- 7.4.1. Величины модулей напряжений на всех секциях и системах шин, которым явно соответствуют узлы в модели электростанции, используемой при оценивании состояния всей энергосистемы.
- 7.4.2. Величина активной и реактивной мощности с каждого присоединения 110 кВ и выше.
- 7.4.3. Величины активной и реактивной мощности каждого генератора на электростанции.
- 7.4.4. Величины тока, активной и реактивной мощности перетоков отдельно по каждой линии электропередачи (ЛЭП), присоединенной к распределительному устройству электростанции.
- 7.4.5. Величины токов, активной и реактивной мощности перетоков по трансформаторам (в том числе трансформаторам собственных нужд) и автотрансформаторам связи распределительных устройств различных классов номинальных напряжений на электростанциях.
- 7.4.6. Измерения номера положения анцапф РПН автотрансформаторов и трансформаторов (если есть РПН), установленных в распределительных устройствах электростанций, включая ток общей обмотки.
- 7.4.7. Реактивная мощность компенсирующих устройств (шунтирующих реакторов, синхронных компенсаторов, статических тиристорных компенсаторов).
- 7.4.8. Частота на стороне высшего или среднего напряжения электростанции, если есть вероятность выделения электростанции на изолированную работу.
- 7.4.9. Уровни верхнего и нижнего бьефов гидроэлектростанций.
- 7.4.10. Информация телеизмерений должна содержать метки единого астрономического времени.

7.5. Типовой состав телесигналов на электростанции

- 7.5.1. Телесигналы состояния коммутационных аппаратов (выключателей, разъединителей и т.д.), установленных в распределительных устройствах электростанций.
 - 7.5.2. Телесигналы состояния каждого генератора на электростанции.
 - 7.5.3. Информация телесигнализации должна содержать метки единого астрономического времени.
-
- 7.6. Требования к точности измерений и параметрам передачи телеметрической информации:
 - в тракте телеметрической информации должны использоваться многофункциональные измерительные преобразователи с классом точности не хуже 0.5, подключаемые к кернам измерительных трансформаторов класса точности не хуже 1 (при замене измерительных трансформаторов – не хуже 0.5);
 - суммарное время на измерение и передачу телеметрической информации (телеизмерений, телесигнализации) с объекта диспетчеризации в диспетчерский центр Системного оператора устанавливается требованиями подсистем системы оперативно-диспетчерского управления, использующих эту информацию, и должно лежать в пределах 1–2 секунды;
 - вероятность появления ошибки телеметрической информации должна соответствовать первой категории систем телемеханики ГОСТ 26.205-88;
 - протокол передачи телеметрической информации должен соответствовать рекомендациям Международной электротехнической комиссии;
 - передача телеметрической информации в диспетчерский центр Системного оператора должна осуществляться без промежуточной обработки (напрямую).
-
8. Требования по организации технологической связи между диспетчерским центром и электростанцией, подстанцией и (или) сетевым предприятием
 - 8.1. Технические требования к технологической связи:
 - по каждому направлению передачи информации между диспетчерским центром и электростанцией, подстанцией и (или) сетевым предприятием должна быть организована цифровая технологическая связь;
 - для автоматизированных систем управления, в том числе для передачи телеметрической информации и диспетчерских команд, технологическая связь должна иметь коэффициент

готовности не менее 0,999 и время восстановления не более 11 минут в неделю;

- для систем управления, работающих в автоматическом режиме, без участия человека, технологическая связь должна иметь коэффициент готовности и время восстановления, устанавливаемые требованиями надежности работы этих систем;
- полоса пропускания технологической связи должна выбираться так, чтобы обеспечивался обмен информацией с необходимыми объемами и параметрами обмена, устанавливаемыми требованиями диспетчерской и технологической телефонной связи и систем оперативно-диспетчерского управления;
- коэффициент ошибок в каналах технологической связи должен быть не более 10^{-8} .

8.2. Организация диспетчерской и технологической телефонной связи:

- в технологической связи по каждому направлению передачи диспетчерских команд диспетчеру должна быть предоставлена диспетчерская телефонная связь, организованная по схеме «точка - точка»;
- окончательным оборудованием диспетчерской телефонной связи должны быть диспетчерские пульта, обеспечивающие связь без набора номера, при этом должна осуществляться запись диспетчерских переговоров с сохранением записей в соответствии с установленным порядком;
- при организации диспетчерской телефонной связи должны применяться автоматические телефонные станции, сертифицированные для применения в электроэнергетике в диспетчерской телефонной связи;
- технологическая телефонная связь может организовываться как по каналам диспетчерской телефонной связи с приоритетом диспетчера, так и по соединительным линиям, организованным между соответствующими автоматическими телефонными станциями технологической связи.

Регламент

взаимодействия дочерних и зависимых обществ ОАО РАО «ЕЭС России» при создании или модернизации систем технологического управления в ЕЭС России, выполняемых в ходе нового строительства, технического перевооружения, реконструкции объектов электроэнергетики

1. ПРЕДМЕТ РЕГУЛИРОВАНИЯ РЕГЛАМЕНТА

1.1. Настоящий Регламент определяет порядок взаимодействия компаний энергохолдинга ОАО РАО «ЕЭС России» (ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России») при создании или модернизации систем технологического управления в ЕЭС России, выполняемых в ходе нового строительства, технического перевооружения, реконструкции объектов электроэнергетики, затрагивающих имущественный комплекс других собственников.

Регламент применяется к отношениям между ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России» в части создания или модернизации систем релейной защиты и автоматики, противоаварийной и режимной автоматики, автоматизированных систем управления объектами, автоматизированных систем диспетчерского управления в ЕЭС России, технологической связи, обеспечивающей функционирование указанных выше систем технологического управления.

1.2. Взаимодействие компаний, входящих в энергохолдинг ОАО РАО «ЕЭС России», при формировании, рассмотрении и утверждении инвестиционных проектов по строительству, техническому перевооружению, реконструкции других объектов электроэнергетики осуществляется в соответствии со Стандартом классификации, рассмотрения, утверждения инвестиционных проектов ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России» и взаимодействия Корпоративного центра и Бизнес-единиц Общества по установлению требований к инвестиционным проектам ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России» и иными локальными нормативными актами ОАО РАО «ЕЭС России».

1.3. Порядок взаимодействия ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России» при технологическом присоединении генерирующих объектов к электрическим сетям определяется действующими нормативными правовыми актами и Регламентом взаимодействия сетевой организации и генерирующей компании в процессе оказания услуг по технологическому присоединению к электрической сети.

2. СФЕРА ДЕЙСТВИЯ РЕГЛАМЕНТА

Положения настоящего Регламента распространяются на ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России»:

- сетевые организации;
 - генерирующие компании;
 - ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС» (Системный оператор),
- входящие в энергохолдинг ОАО РАО «ЕЭС России», именуемые в дальнейшем Стороны.

3. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Энергетическая система (энергосистема) – совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, соединенных между собой и связанных общностью режима (работающих параллельно) в непрерывном процессе производства, преобразования и распределения электрической энергии и тепла при общем управлении этим режимом.

Объединенная энергосистема – совокупность нескольких энергетических систем, объединенных общим режимом работы, имеющая общее диспетчерское управление.

Объекты электроэнергетики – имущественные объекты, непосредственно используемые в процессе производства, передачи электрической энергии, оперативно - диспетчерского управления в электроэнергетике и сбыта электрической энергии, в том числе объекты электросетевого хозяйства.

Объекты электросетевого хозяйства – линии электропередачи, трансформаторные и иные подстанции, распределительные пункты и иное предназначенное для обеспечения электрических связей и осуществления передачи электрической энергии оборудование.

Субъекты электроэнергетики – лица, осуществляющие деятельность в сфере электроэнергетики, в том числе производство электрической и тепловой энергии, поставки (продажу) электрической энергии, энергоснабжение потребителей, предоставление услуг по передаче электрической энергии, оперативно – диспетчерскому управлению в электроэнергетике, сбыт электрической энергии, организацию купли – продажи электрической энергии.

Системный оператор Единой энергетической системы России (далее – Системный оператор) – специализированная организация, осуществляющая единоличное управление технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и уполномоченная на выдачу оперативных диспетчерских команд и распоряжений, обязательных для всех субъектов оперативно-диспетчерского управления, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой;

Диспетчерский центр – структурное подразделение организации – субъекта оперативно-диспетчерского управления, осуществляющее в пределах

закрепленной за ним операционной зоны управление режимом энергосистемы.

Диспетчерское ведение – организация управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, при которой технологические режимы работы или эксплуатационное состояние указанных объектов или установок изменяются только по согласованию с соответствующим диспетчерским центром.

Диспетчерское управление – организация управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, при которой технологические режимы работы или эксплуатационное состояние указанных объектов или установок изменяются только по оперативной диспетчерской команде диспетчера соответствующего диспетчерского центра.

Устройства релейной защиты – автоматические устройства, специально предназначенные для защиты оборудования и линий электропередачи энергосистемы от повреждений и ненормальных режимов работы.

Система релейной защиты – совокупность устройств релейной защиты на одном или нескольких энергообъектах, обеспечивающая выполнение функций защиты оборудования и линий электропередачи энергосистемы от повреждений и ненормальных режимов работы с заданными параметрами: селективности, скорости действия, чувствительности, надежности, степени резервирования (ближнего и дальнего).

Устройства автоматики – автоматические устройства, предназначенные для повышения надежности электроэнергетической системы и надежности электроснабжения потребителей.

Устройства противоаварийной автоматики – автоматические устройства, предназначенные для действия при аварийных возмущениях в энергосистеме с целью фиксации аварийного возмущения, локализации, предотвращения развития и ликвидации аварии, восстановления нормального режима.

Комплекс противоаварийной автоматики – совокупность устройств противоаварийной автоматики, объединенных функциональной целостностью или районом управления.

Система противоаварийной автоматики – комплекс устройств противоаварийного управления, состоящий из совокупности подсистем, предназначенных для обеспечения в пределах своей области управления (энергоузла, энергорайона, энергообъединения):

- предотвращения нарушений устойчивости параллельной работы (АПНУ);
- ликвидации асинхронных режимов (АЛАР);
- ограничения снижений частоты (АОСЧ);
- ограничения повышений частоты (АОПЧ);
- ограничения снижений напряжения (АОСН);

– предотвращения недопустимых перегрузок оборудования (АОПО).

Режимная автоматика – автоматические устройства, предназначенные для поддержания параметров нормального режима энергосистемы в допустимых пределах.

Технологическая связь – набор технических средств связи, обеспечивающих производственную деятельность организации и управление технологическими процессами в производстве.

Системы технологического управления – системы противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, автоматизированные системы управления объектов электроэнергетики, автоматизированные системы диспетчерского управления энергосистемами, системы технологической связи, обеспечивающей функционирование указанных выше систем управления.

ПредТЭО – предварительное технико-экономическое обоснование строительства (реконструкции, технического перевооружения, модернизации) с разработкой технических решений, объемов инвестиций Сторон и сроков выполнения работ.

ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России» (ДЗО) – дочерние и зависимые общества ОАО РАО «ЕЭС России».

4. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

4.1. Настоящий Регламент является обязательным для исполнения ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России».

Инициатором создания или модернизации систем технологического управления (за исключением систем технологического управления, указанных в п. 4.3 настоящего Регламента) при новом строительстве, техническом перевооружении или реконструкции объектов электроэнергетики может выступать любая из Сторон.

Если создание или модернизация систем технологического управления выполняется при новом строительстве (модернизации) генерирующих объектов в соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение генерирующих объектов к электрическим сетям, то взаимодействие ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России» определяется условиями договоров об осуществлении технологического присоединения генерирующих объектов к электрическим сетям, а также нормативными правовыми актами и документами ОАО РАО «ЕЭС России», регламентирующими порядок технологического присоединения генерирующих объектов к электрическим сетям.

Сторонами согласования, с которыми осуществляется взаимодействие при создании или модернизации систем технологического управления, выступают собственники смежных и (или) иных технологически связанных объектов электроэнергетики, а также Системным оператором (если

оборудование и устройства находится (будет находиться) в диспетчерском управлении или ведении Системного оператора).

4.2. Сторона – инициатор, осуществляющая создание или модернизацию систем технологического управления при новом строительстве, техническом перевооружении или реконструкции объектов электроэнергетики, выполняет функции координатора по выполнению взаимосвязанных программ работ на смежных или технологически связанных объектах электроэнергетики других Сторон.

При необходимости Стороны согласования создают совместный орган по координации и управлению ходом работ.

4.3. Инициатором и координатором создания или модернизация систем технологического управления уровня энергетической системы, объединенной энергосистемы и ЕЭС России (централизованных систем противоаварийной и режимной автоматики, автоматизированных систем диспетчерского управления, технологической связи, обеспечивающей функционирование указанных выше систем технологического управления) является Системный оператор. Системный оператор определяет необходимость в создании и (или) модернизации систем технологического управления в ЕЭС России вследствие нового строительства, технического перевооружения и реконструкции объектов электроэнергетики.

5. ПОРЯДОК ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ СТОРОН

5.1. Стороны за шесть месяцев до начала формирования инвестиционной программы следующего года начинают процедуру взаимного согласования Сторонами планов, связанных с созданием или модернизацией систем технологического управления при новом строительстве, техническом перевооружении и реконструкции объектов электроэнергетики.

Финансирование работ по созданию или модернизации систем технологического управления в ЕЭС России при новом строительстве, техническом перевооружении или реконструкции должно быть осуществлено собственником объекта, на котором осуществляются данные работы.

5.2. После проведения процедуры взаимного согласования инвестиционных проектов следующего года, связанных с созданием или модернизацией систем технологического управления, Сторона – инициатор разрабатывает и согласовывает в соответствии с действующими регламентами в структурах Бизнес единицы – «Сети» и Системным оператором (если оборудование находится (будет находиться) в диспетчерском управлении или ведении Системного оператора) техническое задание (ТЗ) на выполнение проекта и организует процесс проектирования.

5.3. На стадии согласования Сторонами с Системным оператором ТЗ на выполнение проектов Системный оператор определяет необходимость

модернизации существующих или создания новых систем технологического управления ЕЭС России.

5.4. В ТЗ на разработку проектной документации должны быть отражены следующие вопросы:

- технико-экономическое обоснование создания или модернизации систем технологического управления (противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, автоматизированных систем управления объектами, технологической связи);
- необходимость взаимосвязанного проведения реконструкции смежных или иных технологически связанных объектов электроэнергетики и модернизации на них систем технологического управления;
- необходимость модернизации автоматизированной системы диспетчерского управления Системного оператора;
- расчёт и распределение затрат собственников на осуществление нового строительства или реконструкции своих объектов;
- планирование этапов и сроков выполнения работ и др.

5.5. Сторона – инициатор в соответствии с ТЗ разрабатывает проектную документацию на создание или модернизацию систем технологического управления, принадлежащих ей на праве собственности, а также выполняет в составе вышеуказанного проекта предварительное технико-экономическое обоснование (ПредТЭО) необходимости проведения работ по созданию (модернизации) систем технологического управления на смежных и (или) иных технологически связанных объектах электроэнергетики.

5.6. Проектная документация, разработанная в соответствии с п. 5.5 настоящего Регламента, включая ПредТЭО, после согласования со Сторонами – собственниками смежных или технологически связанных объектов электроэнергетики, а также ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС» (если оборудование находится (будет находиться) в диспетчерском управлении или ведении Системного Оператора) и прохождения экспертизы утверждается Стороной – инициатором.

Согласование проектной документации осуществляется Сторонами в течение одного месяца со дня их предоставления Стороной – инициатором. Проект считается согласованным по умолчанию в случае отсутствия письменных замечаний Сторон в указанный срок.

Сторона – инициатор информирует Стороны о факте согласования проектных решений.

5.7. Указанные в пункте 5.6 настоящего Регламента документы являются основанием для включения Сторонами согласования соответствующих работ в их инвестиционные программы.

5.8. Стороны – собственники смежных и (или) иных технологически связанных объектов электроэнергетики утверждают полученные от Стороны – инициатора ПредТЭО по своим объектам, на основе которых разрабатывают

проектную документацию, проводят необходимые согласования и реализуют проекты создания и модернизации систем технологического управления на своих объектах в согласованные с координатором работ сроки.

В проектах Сторон по новому строительству, техническому перевооружению или реконструкции объектов электроэнергетики, созданию или модернизации систем технологического управления в ЕЭС России должны учитываться проектные решения по системам технологического управления, принятые в соответствии с пп. 5.5, 5.6 настоящего Регламента.

5.9. Сторона – координатор разрабатывает, а Стороны подписывают соглашение о взаимодействии, в котором фиксируется график проведения работ, обязательства Сторон и координация проведения закупок оборудования для обеспечения его технологической совместимости.

5.10. В целях обеспечения совместимости и надежности функционирования систем технологического управления объектов, законченных строительством или реконструкцией, рекомендуется при проведении закупочных процедур организацию конкурсов возлагать на Сторону – инициатора проекта с согласованием Сторонами – собственниками смежных и (или) иных технологически связанных объектов электроэнергетики технических требований к оборудованию и участием их в работе конкурсных комиссий и экспертных советов.

5.11. По результатам проведенных конкурсных процедур по выбору поставщиков оборудования, работ и услуг каждая Сторона – собственник объекта заключает отдельный договор на поставку выбранного по конкурсу оборудования и осуществляет дальнейшие работы в согласованные сроки за счет инвестиционных средств, источник которых определен в соответствии с пунктом 5.1 настоящего Регламента.

5.12. Не позднее, чем за 6 месяцев до ввода объекта электроэнергетики в работу Сторона – инициатор проекта предоставляет Системному оператору необходимую техническую информацию для расчетов электрических режимов сети, расчетов устойчивости, токов короткого замыкания, параметров настройки устройств релейной защиты и автоматики, противоаварийной и режимной автоматики, для подготовки оперативной документации по оборудованию систем технологического управления, находящемуся в диспетчерском управлении или ведении Системного оператора.

5.13. Системный оператор не позднее, чем за два месяца до ввода объекта электроэнергетики в работу выдаёт параметры настройки устройств релейной защиты и автоматики, противоаварийной и режимной автоматики по оборудованию, находящемуся в диспетчерском управлении или ведении Системного оператора.

5.14. Стороны своевременно, в установленном порядке включают в годовые графики ремонта линий электропередачи и оборудования

необходимые работы по отключению оборудования и линий электропередач, связанные с созданием или модернизацией систем технологического управления и вводом в работу объекта нового строительства, технического перевооружения или реконструкции.

5.15. Стороны информируют Сторону – координатора и Системного оператора (в части оборудования и устройств, находящихся в диспетчерском управлении или ведении Системного оператора) о завершении работ на своих объектах и готовности к вводу их в эксплуатацию.

5.16. Сторона – координатор организует процедуру подготовки и ввода в эксплуатацию систем технологического управления объектов нового строительства, технического перевооружения и реконструкции и согласовывает с Системным оператором условия и сроки ввода в эксплуатацию, если оборудование и устройства находятся в диспетчерском управлении или ведении Системного Оператора.

6. ПРАВА И ОБЯЗАННОСТИ СТОРОН

6.1. При создании или модернизации систем технологического управления в ЕЭС России, осуществляемом при новом строительстве, техническом перевооружении и реконструкции объектов электроэнергетики, Стороны должны соблюдать требования технических регламентов, стандартов, а также «Общие требования к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации, технологической связи в ЕЭС России», утвержденные приказом ОАО РАО «ЕЭС России».

6.2. Стороны обязаны своевременно осуществлять взаимное согласование планов создания или модернизации систем технологического управления в ЕЭС России, осуществляемых при новом строительстве, техническом перевооружении или реконструкции действующих объектов электроэнергетики.

6.3. Стороны обязаны обеспечить финансирование работ по созданию и модернизации систем технологического управления (проектирование, закупка оборудования, строительные-монтажные, пуско-наладочные работы и т.д.) на объектах электроэнергетики, принадлежащих им на праве собственности.

6.4. Стороны обязаны соблюдать взаимосогласованные сроки проведения работ на своих объектах.

6.5. Стороны обязаны согласовывать между собой технические решения в части применяемого оборудования, типов устройств противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, автоматизированных систем управления объектов электроэнергетики, автоматизированных систем диспетчерского управления энергосистем, технологической связи.

6.6. Сторона – собственник объекта электроэнергетики должна инициировать процесс реконструкции или технического перевооружения устройств противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, автоматизированных систем управления объектов электроэнергетики, автоматизированных систем диспетчерского управления энергосистем, технологической связи при превышении ими нормативного срока эксплуатации для предупреждения снижения надёжности функционирования энергосистемы.

6.7. Стороны обязаны информировать друг друга о ходе работ по созданию или модернизации систем технологического управления при новом строительстве, техническом перевооружении или реконструкции объектов электроэнергетики.