ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 55105— 2012

Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы

ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПРОТИВОАВАРИЙНОЕ УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМАМИ ЭНЕРГОСИСТЕМ. ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ АВТОМАТИКА ЭНЕРГОСИСТЕМ

Нормы и требования

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2013

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании»

Сведения о стандарте

1 РАЗРАБОТАН ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы», ОАО «Энергетический институт им. Г.М. Кржижановского», ФГУП «ВНИИНМАШ»

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 007 «Системная надежность в электроэнергетике»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию от 15 ноября 2012 г. № 807-ст

4 В настоящем стандарте реализованы нормы Федерального закона от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»

5 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Правила применения настоящего стандарта установлены в ГОСТ Р 1.0—2012 (раздел 8). Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок — в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте национального органа Российской Федерации по стандартизации в сети Интернет (gost.ru)

© Стандартинформ, 2013

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения 1
2 Термины и определения 1
3 Сокращения 2
4 Организация автоматического противоаварийного управления 3
4.1 Общие положения 3
4.2 Создание (модернизация) противоаварийной автоматики 4
4.3 Настройка устройств и комплексов противоаварийной автоматики 8
4.4 Управляющие воздействия противоаварийной автоматики 9
5 Виды противоаварийной автоматики энергосистем 11
5.1 Автоматика предотвращения нарушения устойчивости 11
5.2 Автоматика ликвидации асинхронного режима 13
5.3 Автоматика ограничения снижения частоты 13
5.4 Автоматика ограничения повышения частоты 15
5.5 Автоматика ограничения снижения напряжения 16
5.6 Автоматика ограничения повышения напряжения 16
5.7 Автоматика ограничения перегрузки оборудования 16
6 Общие требования к устройствам и комплексам противоаварийной автоматики 17
7 Организация сбора и передачи информации для противоаварийной автоматики 18
8 Требования к организации мониторинга переходных режимов в энергосистемах для задач противоаварийного управления 19
Библиография 20

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы

ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПРОТИВОАВАРИЙНОЕ УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМАМИ ЭНЕРГОСИСТЕМ. ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ АВТОМАТИКА ЭНЕРГОСИСТЕМ

Нормы и требования

United power system and isolated working systems
Operative-dispatch management.
Automatic emergency control of modes of power systems.
Emergency control of power systems.
Norms and requirements

Дата введения — 2013—07—01

1 Область применения

Настоящий стандарт устанавливает нормы и требования к организации автоматического противоаварийного управления электроэнергетическими режимами энергосистем, определяет назначение, функции, условия применения разных видов противоаварийной автоматики и общие требования к техническим средствам противоаварийной автоматики, а также порядок расчета и выбора параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования устройств и комплексов противоаварийной автоматики.

Настоящий стандарт предназначен для субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии, организаций, осуществляющих деятельность по разработке устройств и алгоритмов противоаварийной автоматики, а также для проектных и научно-исследовательских организаций.

Технические требования к оперативному и техническому обслуживанию устройств и комплексов противоаварийной автоматики настоящим стандартом не регламентируются.

2 Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

2.1 **аварийный сигнал**: Сигнал, формируемый пусковым устройством (органом) и передаваемый по каналам связи в устройства автоматической дозировки воздействия, выполняющие выбор управляющего воздействия, или исполнительные устройства противоаварийной автоматики.

2.2 **аварийный режим энергосистемы**: Режим энергосистемы с параметрами, выходящими за пределы требований технических регламентов и иных обязательных требований, возникновение и длительное существование которого представляют недопустимую угрозу жизни людей, повреждения оборудования и ведут к ограничению подачи электрической и тепловой энергии.

2.3 **асинхронный режим энергосистемы**: Аварийный режим энергосистемы, характеризующийся несинхронным вращением части генераторов энергосистемы.

2.4 **доаварийный режим энергосистемы**: Режим энергосистемы до возникновения аварийного возмущения.

2.5 **дублированный режим передачи информации**: Передача информации одновременно по двум независимым каналам связи.

2.6 **канал связи**: Комплекс технических средств и среды распространения, обеспечивающих передачу информации между источником и получателем в виде сигналов электросвязи в определенной полосе частот или с определенной скоростью передачи.

Издание официальное

2.7 **команда противоаварийной автоматики**: Команда на реализацию управляющего воздействия, формируемая устройством или комплексом противоаварийной автоматики и передаваемая по каналам связи.

2.8 **комплекс противоаварийной автоматики**: Совокупность устройств противоаварийной автоматики, связанных между собой функционально.

2.9 **контролируемое сечение**: Сечение или частичное сечение, перетоки мощности в котором контролируются и/или регулируются диспетчером соответствующего диспетчерского центра и максимально допустимые перетоки в котором заданы соответствующим диспетчерским центром.

2.10 **локальная противоаварийная автоматика**: Устройство противоаварийной автоматики или комплекс противоаварийной автоматики, формирующие и реализующие противоаварийное управление на основе местной схемно-режимной информации.

2.11 **независимые каналы связи**: Каналы связи, организация которых исключает возможность их одновременного отказа (вывода из работы) по общей причине (например, пожар, стихийное бедствие, наводнение, ошибка персонала).

2.12 **противоаварийная автоматика**: Совокупность устройств, обеспечивающих измерение и обработку параметров электроэнергетического режима энергосистемы, передачу информации и команд управления и реализацию управляющих воздействий в соответствии с заданными алгоритмами и настройкой для выявления, предотвращения развития и ликвидации аварийного режима энергосистемы.

2.13 **режимная автоматика**: Совокупность устройств, обеспечивающих измерение и обработку параметров электроэнергетического режима энергосистемы, передачу информации и команд управления и реализацию управляющих воздействий в соответствии с заданными алгоритмами и настройкой для регулирования параметров режима энергосистемы (частоты электрического тока, напряжения, активной и реактивной мощности).

2.14 **ресинхронизация**: Процесс восстановления синхронной работы электрической станции или части энергосистемы после нарушения синхронизма, не связанный с делением энергосистемы.

2.15 **связь** (в электрической сети): Последовательность элементов электрической сети [линии электропередачи, трансформаторы, системы (секции) шин, коммутационные аппараты], соединяющих две части энергосистемы.

2.16 **сечение** (в электрической сети): Совокупность сетевых элементов одной или нескольких связей, отключение которых приводит к разделению энергосистемы на две изолированные части.

2.17 **управляющее воздействие**: Задание на изменение режима работы или эксплуатационного состояния объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, реализуемое по команде противоаварийной автоматики.

2.18 **уставка**: Значение параметра настройки устройства противоаварийной автоматики, определяющее условия его функционирования.

2.19 **устройство противоаварийной автоматики**: Техническое устройство (аппарат, терминал), выполняющее фиксацию аварийного возмущения, обработку параметров электроэнергетического режима энергосистемы, выбор управляющих воздействий, прием и передачу аварийных сигналов и команд управления или реализацию управляющих воздействий и обслуживаемое (оперативно и технически) как единое целое.

2.20 **цикл асинхронного режима**: Проворот относительного угла между электродвижущими силами несинхронно работающих генераторов на 360 градусов.

2.21 **частичное сечение** (в электрической сети): Совокупность сетевых элементов (часть сечения), отключение которых не приводит к делению энергосистемы на две изолированные части.

2.22 **электрический центр качаний**: Точка электрической сети, напряжение в которой при асинхронном режиме снижается до нуля.

3 Сокращения

В настоящем стандарте использованы следующие сокращения:

АЗГ — автоматическая загрузка генераторов;

АЛАР — автоматика ликвидации асинхронного режима;

АОПН — автоматика ограничения повышения напряжения;

АОПО — автоматика ограничения перегрузки оборудования;

АОПЧ — автоматика ограничения повышения частоты;

АОСН — автоматика ограничения снижения напряжения;
АОСЧ — автоматика ограничения снижения частоты;
АПВ — автоматическое повторное включение;
АПНУ — автоматика предотвращения нарушений устойчивости;
АСУ ТП — автоматизированная система управления технологическими процессами;
АЧВР — автоматический частотный ввод резерва;
АЧР — автоматическая частотная разгрузка;
АЭС — атомная электростанция;
ГАЭС — гидроаккумулирующая электростанция;
ГЭС — гидроэлектростанция;
ДАР — дополнительная автоматическая разгрузка;
ДРТ — длительная разгрузка турбин энергоблоков;
ДС — деление энергосистемы;
ДЦ — диспетчерский центр;
ЕЭС России — Единая энергетическая система России;
КРТ — кратковременная разгрузка турбин энергоблоков;
КСПА — координирующая система противоаварийной автоматики;
ЛАПНУ — локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости;
ЛЭП — линия электропередачи;
ОГ — отключение генераторов;
ОИК — оперативно-информационный комплекс;
ОН — отключение нагрузки;
ПА — противоаварийная автоматика;
ПТК — программно-технический комплекс;
РЗ — релейная защита;
СКРМ — средство компенсации реактивной мощности;
СМПР — система мониторинга переходных режимов;
ТЭС — тепловая электростанция;
УВ — управляющее воздействие;
УПАСК — устройство передачи (приема) аварийных сигналов и команд;
УРОВ — устройство резервирования отказа выключателей;
ФОЛ — фиксация отключения линии электропередачи;
ЦСПА — централизованная система противоаварийной автоматики;
ЧАПВ — частотное автоматическое повторное включение;
ЧДА — частотная делительная автоматика;
ЭТ — электрическое торможение.

4 Организация автоматического противоаварийного управления

4.1 Общие положения

4.1.1 В ЕЭС России и изолированно работающих энергосистемах России должно быть организовано автоматическое противоаварийное управление, предназначенное для выявления, предотвращения развития и ликвидации аварийного режима энергосистемы.

4.1.2 Автоматическое противоаварийное управление в энергосистеме реализуется посредством ПА, обеспечивающей выполнение следующих функций:

- предотвращения нарушения устойчивости;
- ликвидации асинхронных режимов;
- ограничения снижения или повышения частоты;
- ограничения снижения или повышения напряжения;
- предотвращения недопустимых перегрузок оборудования.

4.1.3 Автоматика предотвращения нарушения устойчивости организуется по иерархическому принципу и состоит из одного или нескольких уровней:

- уровень ЕЭС России — координирующая система противоаварийной автоматики (КСПА);
- уровень объединенной или региональной энергосистемы — централизованная система противоаварийной автоматики (ЦСПА);
- уровень объектов электроэнергетики — локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости (ЛАПНУ).

4.1.4 Автоматики ликвидации асинхронного режима, ограничения недопустимого снижения или повышения частоты или напряжения, ограничения перегрузки оборудования выполняют в виде локальных ПА.

4.1.5 К устройствам ПА относятся:

- устройства измерения параметров доаварийного режима и текущих объемов управления;
- пусковые устройства (органы);
- исполнительные устройства (органы);
- устройства автоматической дозировки воздействия, выполняющие выбор УВ;
- устройства приема-передачи доаварийной и аварийной информации, сигналов и команд управления и каналы передачи указанной информации.

4.1.6 Функции противоаварийного управления реализуются ПА посредством следующих управляющих воздействий:

- кратковременная (импульсная) и длительная разгрузка энергоблоков ТЭС и АЭС;
- отключение генераторов;
- отключение нагрузки потребителей электрической энергии;
- деление энергосистемы (ДС) на несинхронно работающие части;
- автоматическая загрузка генераторов;
- электрическое торможение;
- изменение топологии электрической сети;
- изменение режимов работы и эксплуатационного состояния управляемых элементов электрической сети.

4.1.7 Действие ПА должно быть селективным и не должно приводить к каскадному развитию аварийного режима.

4.1.8 Алгоритм функционирования и параметры настройки устройств и комплексов ПА должны соответствовать схемно-режимным условиям работы энергосистемы и обеспечивать минимизацию управляющих воздействий.

4.1.9 При получении в пределах установленного интервала времени (интервала одновременности) на объекте электроэнергетики команд противоаварийной и режимной автоматики на реализацию одного вида УВ должна быть реализована команда ПА.

4.1.10 При получении в пределах установленного интервала времени (интервала одновременности) на объекте электроэнергетики команд противоаварийной и режимной автоматики на реализацию разных видов УВ на одном и том же оборудовании должна быть реализована команда ПА.

4.1.11 Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии должны обеспечить передачу диспетчерскому центру (ДЦ) субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике телесигналов о срабатывании устройств и комплексов ПА, являющихся объектами диспетчеризации.

4.1.12 ПА должна обеспечивать выполнение своих функций при любом отказе одного устройства ПА, не связанном с аварийным событием, требующим срабатывания ПА.

4.2 Создание (модернизация) противоаварийной автоматики

4.2.1 Создание новой (далее — создание) или модернизация, реконструкция или техническое перевооружение существующей (далее — модернизация) ПА должно осуществляться субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии:

- при технологическом присоединении объектов по производству электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии (далее — объекты электроэнергетики);
- при строительстве (реконструкции, техническом перевооружении, модернизации) объектов электроэнергетики, не требующем технологического присоединения;
- по заданию субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

Проектные решения по созданию (модернизации) ПА должны разрабатываться с учетом перспективного развития ПА и энергосистем.

4.2.2 Создание (модернизация) ПА при технологическом присоединении объектов электроэнергетики к электрическим сетям должно производиться в порядке, предусмотренном Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации [1].

В случае технологического присоединения энергопринимающих установок потребителей электрической энергии к распределительным устройствам электростанции собственник или иной законный владелец электростанции выполняет функции сетевой организации, в том числе указанные в разделе 4 настоящего стандарта.

4.2.3 При строительстве (реконструкции, техническом перевооружении, модернизации) объектов электроэнергетики, не требующем технологического присоединения к электрическим сетям, необходимость создания (модернизации) ПА определяется проектной документацией на строительство (реконструкцию, техническое перевооружение, модернизацию) указанных объектов электроэнергетики.

4.2.4 В случае если в рамках технологического присоединения объекта электроэнергетики к электрическим сетям сетевой организации, строительства (реконструкции, технического перевооружения, модернизации) объекта электроэнергетики, не требующего технологического присоединения к электрическим сетям, требуется создание (модернизация) ПА на смежных или иных технологически связанных объектах электроэнергетики, принадлежащих разным лицам (далее — смежные объекты электроэнергетики):

4.2.4.1 Сетевая организация, собственник или иной законный владелец строящегося (реконструируемого, технически перевооружаемого, модернизируемого) объекта электроэнергетики и собственники или иные законные владельцы смежных объектов электроэнергетики должны урегулировать между собой отношения по выполнению работ на принадлежащих им объектах.

4.2.4.2 Сетевая организация, собственник или иной законный владелец строящегося (реконструируемого, технически перевооружаемого, модернизируемого) объекта электроэнергетики соответственно обязаны:

- разработать и согласовать с собственниками или иными законными владельцами смежных объектов электроэнергетики техническое задание на выполнение работ по разработке проектной документации на создание (модернизацию) ПА;
- в соответствии с техническим заданием разработать и согласовать с собственниками или иными законными владельцами смежных объектов электроэнергетики проектную документацию на создание (модернизацию) ПА, включая основные технические решения, принципы реализации, оценку стоимости и сроки создания (модернизации) ПА на смежных объектах электроэнергетики;
- уведомить собственников или иных законных владельцев смежных объектов электроэнергетики о факте согласования технического задания и проектной документации на создание (модернизацию) ПА субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, а также другими собственниками или иными законными владельцами смежных объектов электроэнергетики, на которых требуется выполнение работ по созданию (модернизации) ПА;
- согласовать с собственниками или иными законными владельцами смежных объектов электроэнергетики сроки выполнения работ по созданию (модернизации) ПА.

В случаях, предусмотренных 4.2.10, сетевая организация, собственник или иной законный владелец строящегося (реконструируемого, технически перевооружаемого, модернизируемого) объекта электроэнергетики обязаны также согласовать техническое задание и проектную документацию на создание (модернизацию) ПА с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и уведомить указанного субъекта о факте согласования технического задания и проектной документации на создание (модернизацию) ПА собственниками или иными законными владельцами смежных объектов электроэнергетики.

4.2.4.3 Собственники или иные законные владельцы смежных объектов электроэнергетики обязаны:

- рассмотреть и согласовать техническое задание и проектную документацию на создание (модернизацию) ПА, полученные в соответствии с 4.2.4.2 от сетевой организации либо собственника или иного законного владельца строящегося (реконструируемого, технически перевооружаемого, модернизируемого) объекта электроэнергетики;
- согласовать сроки выполнения работ по созданию (модернизации) ПА.

4.2.4.4 Сетевая организация, собственник или иной законный владелец строящегося (реконструируемого, технически перевооружаемого, модернизируемого) объекта электроэнергетики, собственники и иные законные владельцы смежных объектов электроэнергетики обязаны каждый в отношении принадлежащих им объектов электроэнергетики:

- на основании проектной документации на создание (модернизацию) ПА, разработанной и согласованной в соответствии с 4.2.4.2, 4.2.4.3, разработать и согласовать рабочую документацию на создание (модернизацию) ПА;
- обеспечить выполнение работ по созданию (модернизации) ПА в согласованные сроки.

4.2.5 Финансирование указанных в 4.2.4 работ осуществляется:

- при технологическом присоединении — в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике;
- при строительстве (реконструкции, техническом перевооружении, модернизации) объекта электроэнергетики, не связанном с технологическим присоединением, — субъектом электроэнергетики, в связи со строительством (реконструкцией, техническим перевооружением, модернизацией) объекта электроэнергетики которого требуется выполнение работ по созданию (модернизации) ПА[1)].

4.2.6 В случае если существующие устройства и комплексы ПА не обеспечивают функции противоаварийного управления для актуальных или перспективных электроэнергетических режимов энергосистемы или для выполнения иных обязательных требований, субъект оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике вправе выдать задание соответствующим субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии на создание (модернизацию) ПА, являющееся обязательным для исполнения.

Состав ПА и ее функциональность [объекты электроэнергетики, на которых необходима установка (модернизация) устройств или комплексов ПА, алгоритмы функционирования ПА, виды, объемы и места реализации УВ] должны определяться субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике на основании расчетов и оценки допустимости фактических и прогнозируемых электроэнергетических режимов энергосистемы в различных схемно-режимных ситуациях.

4.2.7 В случае, когда для обеспечения функций противоаварийного управления требуется изменение структуры противоаварийного управления энергосистемы, субъект оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике вправе разработать проект создания (модернизации) ПА в энергосистеме и направить его для исполнения соответствующим субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии.

4.2.8 На основании задания субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике по созданию (модернизации) комплексов и устройств ПА собственник или иной законный владелец объекта электроэнергетики должен осуществить разработку технического задания, проектной документации и рабочей документации на создание (модернизацию) ПА и выполнить реализацию проектных решений.

Средства, необходимые для разработки проектной, рабочей документации на создание (модернизацию) ПА и реализации проектов создания (модернизации) ПА, учитываются соответствующими субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии при формировании (согласовании) в установленном порядке инвестиционных программ на соответствующий период, за исключением случаев, когда такие расходы несет субъект оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в соответствии с правилами оказания услуг по обеспечению системной надежности.

В случаях, предусмотренных 4.2.10, собственник или иной законный владелец объекта электроэнергетики должен согласовать с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике техническое задание, проектную документацию, рабочую документацию и сроки выполнения работ по созданию (модернизации) ПА.

[1)] В случае если субъект электроэнергетики, в связи со строительством (реконструкцией, техническим перевооружением, модернизацией) объекта электроэнергетики которого требуется выполнение работ по созданию (модернизации) ПА, относится к числу субъектов, инвестиционные программы которых утверждаются и контролируются уполномоченным органом исполнительной власти, финансирование им указанных работ на смежных объектах электроэнергетики осуществляется при условии учета соответствующих затрат в инвестиционной программе, утвержденной для такого субъекта. В случае если затраты на выполнение работ по созданию (модернизации) ПА на смежных объектах электроэнергетики в инвестиционную программу такого субъекта уполномоченным органом исполнительной власти не включены, порядок финансирования указанных работ определяется по соглашению с собственниками или иными законными владельцами смежных объектов электроэнергетики.

В случае если в соответствии с заданием субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике требуется выполнение работ по созданию (модернизации) ПА на смежных объектах электроэнергетики, принадлежащих разным лицам, собственники или иные законные владельцы смежных объектов электроэнергетики должны обеспечить урегулирование между собой отношений по выполнению работ на принадлежащих им объектах, в том числе согласование проектной документации и сроков выполнения работ.

Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, получившие от субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике задание по созданию (модернизации) ПА, должны предоставить субъекту оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике информацию о фактическом исполнении указанных заданий в сроки и по форме, установленным субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

4.2.9 В случаях, указанных в 4.2.2, 4.2.3, 4.2.6, сетевая организация, собственник или иной законный владелец строящегося (реконструируемого, технически перевооружаемого, модернизируемого) объекта электроэнергетики, субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, получившие от субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике задание по созданию (модернизации) ПА, собственники и иные законные владельцы смежных объектов электроэнергетики должны, каждый в отношении своих объектов электроэнергетики, на основании проектной документации на создание (модернизацию) ПА, согласованной в установленном настоящим стандартом порядке, разработать рабочую документацию на создание (модернизацию) комплексов и устройств ПА на принадлежащих им объектах.

Сетевая организация, собственник или иной законный владелец строящегося (реконструируемого, технически перевооружаемого, модернизируемого) объекта электроэнергетики, субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, получившие от субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике задания по созданию (модернизации) ПА, также обязаны:

а) до начала разработки рабочей документации:

- определить и согласовать с собственниками и иными законными владельцами смежных объектов электроэнергетики конкретные типы и состав устройств ПА, устанавливаемых на объекте проектирования и функционально связанных с устройствами ПА, устанавливаемыми на смежных объектах электроэнергетики;

- согласовать с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике состав комплексов ПА, являющихся объектами диспетчеризации или планируемых к отнесению к объектам диспетчеризации;

б) на стадии разработки рабочей документации согласовать с собственниками и иными законными владельцами смежных объектов электроэнергетики перечень аварийных сигналов и команд ПА и перечень телеметрической информации, используемых функционально связанными устройствами ПА.

В случаях, предусмотренных 4.2.10, рабочая документация на создание (модернизацию) ПА должна быть согласована с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

4.2.10 При создании (модернизации) ПА в соответствии с 4.2.2, 4.2.3, 4.2.6 техническое задание, проектная документация и рабочая документация на создание (модернизацию) ПА должны быть согласованы с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в следующих случаях:

- модернизации устройств и комплексов ПА, являющихся объектами диспетчеризации;

- создания ПА на объектах по производству электрической энергии мощностью 25 МВт и выше;

- создания ПА на объектах электроэнергетики, в случае когда устройства и комплексы ПА контролируют параметры электроэнергетического режима в электрической сети 110 кВ и выше;

- строительства (реконструкции, технического перевооружения, модернизации) иных объектов электроэнергетики, технологический режим работы или эксплуатационное состояние комплексов и устройств ПА которых влияет (может повлиять) на электроэнергетический режим работы энергосистемы;

- создания (модернизации) ПА в соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение к электрическим сетям, согласованными (подлежащими согласованию) с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

Рабочая документация на создание (модернизацию) ПА направляется субъекту оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике не позднее чем за 6 мес до ввода новых (модернизированных) комплексов или устройств ПА в работу или в иной согласованный с субъектом оперативно-

диспетчерского управления в электроэнергетике срок в зависимости от сложности вводимого объекта электроэнергетики, но в любом случае — не позднее чем за 2 мес до ввода устройства или комплекса ПА в работу.

4.3 Настройка устройств и комплексов противоаварийной автоматики

4.3.1 Настройка устройств и комплексов ПА (определение уставок и алгоритмов функционирования) должна осуществляться:

- при вводе в работу новых (модернизированных) устройств и комплексов ПА;
- в процессе эксплуатации существующих устройств и комплексов ПА при изменении схемно-режимных условий в энергосистеме.

4.3.2 В проектной и рабочей документации для новых (модернизированных) устройств и комплексов ПА должны быть определены:

- проектные уставки;
- алгоритмы функционирования (принципиальные, функционально-логические схемы, схемы программируемой логики);
- настройки параметрирования и конфигурирования.

4.3.3 Ввод в работу новых (модернизированных) устройств и комплексов ПА, являющихся объектами диспетчеризации, осуществляется с проектными уставками и алгоритмами функционирования, согласованными с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, или с уставками и алгоритмами функционирования, измененными относительно проектных по заданию субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

4.3.4 Ввод в работу новых (модернизированных) устройств и комплексов ПА, не являющихся объектами диспетчеризации, осуществляется с проектными уставками и алгоритмами функционирования или с уставками и алгоритмами функционирования, измененными относительно проектных по решению собственника или иного законного владельца соответствующего объекта электроэнергетики, согласованному при необходимости с другими субъектами электроэнергетики.

Ввод в работу устройств АОСЧ, не являющихся объектами диспетчеризации, осуществляется с уставками, определенными соответствующим субъектом электроэнергетики или потребителем электрической энергии в соответствии с заданием субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике по объему и настройке АОСЧ.

4.3.5 Изменение уставок и алгоритмов функционирования в процессе эксплуатации существующих устройств и комплексов ПА, являющихся объектами диспетчеризации, должно осуществляться по заданию субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике или по согласованию с этим субъектом.

4.3.6 Изменение уставок и алгоритмов функционирования в процессе эксплуатации существующих устройств и комплексов ПА, не являющихся объектами диспетчеризации, осуществляется по решению собственника или иного законного владельца соответствующего объекта электроэнергетики, согласованному при необходимости с другими субъектами электроэнергетики.

4.3.7 Задания субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике на изменение уставок и алгоритмов функционирования устройств и комплексов ПА (4.3.3 и 4.3.5) должны реализовываться:

- в установленные такими заданиями сроки в случае, если изменение уставок и алгоритмов функционирования устройств и комплексов ПА может быть реализовано с использованием существующих аппаратных средств;
- в сроки, согласованные собственниками или иными законными владельцами соответствующих объектов электроэнергетики с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, в случае, если изменение уставок и алгоритмов функционирования устройств и комплексов ПА не может быть реализовано с использованием существующих аппаратных средств.

4.3.8 Задание субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике на настройку АЧР, ЧАПВ (в том числе увеличение объемов УВ) в случае невозможности выполнения задания существующими аппаратными средствами должно быть реализовано в срок не более 5 мес с момента получения задания.

4.3.9 Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, получившие от субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике задание на настройку устройств и комплексов ПА, должны направить ему:

- подтверждение о выполнении фактической настройки устройств и комплексов ПА в соответствии с заданием субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике не позднее трех рабочих дней с момента реализации задания;

- исполнительные схемы устройств или комплексов ПА не позднее 1 мес с момента реализации задания.

4.3.10 Задание на увеличение объема УВ АЧР и ЧАПВ выдается субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике сетевым организациям или иным собственникам и законным владельцам объектов электросетевого хозяйства.

По решению субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике такое задание может быть выдано собственникам и законным владельцам электростанций либо непосредственно крупным потребителям электрической энергии.

В целях выполнения такого задания сетевые организации, иные собственники и законные владельцы объектов электросетевого хозяйства, собственники или иные законные владельцы электростанций должны самостоятельно взаимодействовать с другими субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии.

4.4 Управляющие воздействия противоаварийной автоматики

4.4.1 Общие требования

4.4.1.1 Изменение объемов управляющих воздействий (УВ) устройств и комплексов ПА, являющихся объектами диспетчеризации, должно осуществляться субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии по согласованию с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

4.4.1.2 Восстановление объемов УВ после их реализации действием устройств и комплексов ПА, являющихся объектами диспетчеризации, должно осуществляться по диспетчерским командам (разрешениям) субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, если иное не предусмотрено логикой ПА.

4.4.1.3 Для УВ, состоящих из нескольких ступеней, ступени с бóльшим объемом УВ должны включать в себя ступени с меньшим объемом УВ.

4.4.1.4 При поступлении на исполнительные устройства ПА объекта электроэнергетики двух и более команд ПА от разных устройств или комплексов ПА в пределах установленного интервала времени (интервала одновременности) на реализацию УВ одного вида должна быть реализована команда с бóльшим объемом УВ.

4.4.1.5 Состав подключенного к устройствам и комплексам ПА генерирующего оборудования для выполнения заданных субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике объемов отключения генераторов (ОГ), кратковременной разгрузки турбин энергоблоков (КРТ) и длительной разгрузки турбин энергоблоков (ДРТ), автоматической загрузки генераторов (АЗГ) должен определяться собственником или иным законным владельцем соответствующего генерирующего оборудования.

4.4.1.6 На реализацию одних и тех же объемов УВ могут действовать разные виды ПА.

4.4.1.7 Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии должны обеспечить передачу в ДЦ субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике данных телеизмерения текущих значений объемов ОН и ОГ.

4.4.1.8 Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии два раза в год в рамках проведения контрольных замеров должны выполнять измерения объемов ОН, подключенных к ПА, и представлять результаты указанных измерений субъекту оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

При необходимости по заданию субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, но не чаще, чем один раз в месяц, субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии должны проводить внеочередные измерения объемов ОН и представлять результаты указанных измерений субъекту оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

4.4.2 Кратковременная и длительная разгрузка турбин энергоблоков ТЭС и АЭС

4.4.2.1 КРТ энергоблоков используется для предотвращения нарушения динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанций.

4.4.2.2 ДРТ энергоблоков используется для предотвращения нарушения статической устойчивости, ликвидации перегрузки контролируемых сечений, ЛЭП и оборудования.

4.4.2.3 Технические характеристики КРТ и ДРТ должны определяться собственником или иным законным владельцем ТЭС и АЭС на основе натурных испытаний систем регулирования энергоблоков при вводе в работу или модернизации энергоблоков и предоставляться субъекту оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

4.4.2.4 ДРТ должна обеспечиваться соответствующей разгрузкой котла ТЭС или реактора АЭС через систему автоматического управления мощностью энергоблока.

4.4.2.5 КРТ и ДРТ должны быть предусмотрены на всех блоках ТЭС и АЭС номинальной мощностью 500 МВт и выше.

4.4.3 Отключение генераторов

4.4.3.1 Отключение генераторов (ОГ) применяется для предотвращения нарушения устойчивости генерирующего оборудования электростанций, ограничения повышения частоты, ликвидации перегрузки контролируемых сечений, ЛЭП и оборудования.

4.4.3.2 ОГ осуществляется отключением генераторных или блочных выключателей с последующей работой технологической электроавтоматики, обеспечивающей сохранение генераторов в работе на холостом ходу или на питание нагрузки собственных нужд, или безопасный останов генерирующего оборудования.

4.4.3.3 ОГ энергоблоков ТЭС, оборудованных автоматической системой аварийной разгрузки энергоблоков, должно выполняться с автоматической аварийной разгрузкой энергоблоков и сохранением их в работе на питание нагрузки собственных нужд.

4.4.4 Отключение нагрузки потребителей электрической энергии

4.4.4.1 Отключение нагрузки (ОН) потребителей электрической энергии применяется для предотвращения нарушения устойчивости, ограничения снижения частоты и напряжения, ликвидации перегрузки контролируемых сечений, ЛЭП и оборудования.

4.4.4.2 ОН должно выполняться путем отключения всех электрических связей энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с энергосистемой с запретом автоматического повторного включения и автоматического ввода резерва отключенных связей.

4.4.4.3 Под действие ОН могут быть подключены энергопринимающие установки потребителей электрической энергии всех категорий надежности электроснабжения.

4.4.4.4 При действии ОН минимально необходимый уровень потребления электрической энергии в соответствии с уровнем аварийной или технологической брони должен обеспечиваться путем использования потребителем электрической энергии автономных резервных источников питания с автоматическим запуском, предусмотренных категорией надежности электроснабжения этого потребителя.

В указанных случаях автономные резервные источники питания должны устанавливаться потребителем электрической энергии. В случае невыполнения потребителем электрической энергии указанного требования автономные резервные источники питания должны устанавливаться и обслуживаться сетевой организацией за счет соответствующего потребителя электрической энергии.

4.4.5 Деление энергосистемы на несинхронно работающие части

4.4.5.1 ДС применяется для предотвращения нарушения устойчивости, ликвидации асинхронного режима, ограничения снижения/повышения частоты.

4.4.5.2 ДС должно проводиться в заранее определенных точках отключением ЛЭП и электросетевого оборудования с запретом аварийного повторного включения (АПВ) всех отключаемых выключателей.

4.4.5.3 Сечения ДС необходимо выбирать с учетом:

- минимизации небалансов мощности в разделяемых частях энергосистемы;
- минимизации числа отключаемых выключателей;
- обеспечения допустимых режимов работы ЛЭП и оборудования объектов электроэнергетики.

4.4.5.4 На объектах электроэнергетики, на которых производится отключение ЛЭП напряжением 220 кВ и выше, для выполнения ДС следует устанавливать устройства синхронизации.

4.4.6 Автоматическая загрузка генераторов

4.4.6.1 Автоматическая загрузка генераторов (АЗГ) применяется для восстановления частоты, ликвидации перегрузки контролируемых сечений, ЛЭП и оборудования.

4.4.6.2 АЗГ включает в себя:

- пуск резервных агрегатов ГЭС и ГАЭС;
- перевод агрегатов ГЭС и ГАЭС, работающих в режиме синхронного компенсатора, в генераторный режим;
- перевод агрегатов ГАЭС, работающих в насосном режиме, в генераторный режим;
- загрузку гидрогенераторов.

4.4.6.3 АЗГ должна выполняться с максимально возможной скоростью, определенной собственником или иным законным владельцем ГЭС/ГАЭС на основании данных завода — изготовителя гидроагрегатов.

4.4.7 Электрическое торможение генераторов

4.4.7.1 Электрическое торможение (ЭТ) генераторов применяется для предотвращения нарушения динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанций.

4.4.7.2 ЭТ выполняется путем кратковременного автоматического включения активных нагрузочных сопротивлений на шины электростанции.

4.4.7.3 ЭТ должно применяться в случае неэффективности (невозможности) использования для предотвращения нарушения динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанций КРТ и ОГ на ТЭС, АЭС и ОГ на ГЭС.

4.4.8 Изменение топологии электрической сети

4.4.8.1 Изменение топологии электрической сети используется для ликвидации перегрузки оборудования, ограничения снижения или повышения напряжения.

4.4.8.2 Изменение топологии электрической сети осуществляется путем отключения ЛЭП, трансформаторов (автотрансформаторов), разделения систем шин, не связанного с делением энергосистемы (ДС).

4.4.8.3 Изменение топологии электрической сети должно применяться в случае неэффективности (невозможности) использования отключения генераторов (ОГ), автоматической загрузки генераторов (АЗГ) и длительной разгрузки турбин энергоблоков (ДРТ).

4.4.9 Изменение режимов работы и эксплуатационного состояния управляемых элементов электрической сети (вставок и передач постоянного тока, установок продольной и поперечной компенсации)

4.4.9.1 Изменение режимов работы и эксплуатационного состояния вставок и передач постоянного тока применяется для предотвращения нарушения устойчивости, ликвидации перегрузки контролируемых сечений, ЛЭП и оборудования, ограничения снижения частоты.

4.4.9.2 Изменение режимов работы и эксплуатационного состояния установок продольной компенсации используется для предотвращения нарушений устойчивости электростанций и нагрузки потребителей электрической энергии или ограничения перегрузки оборудования.

4.4.9.3 Изменение режимов работы и эксплуатационного состояния установок продольной и поперечной компенсации используется для ограничения снижения или повышения напряжения и предотвращения нарушений устойчивости электростанций и нагрузки потребителей электрической энергии.

4.4.9.4 Изменение режимов работы и эксплуатационного состояния установок продольной и поперечной компенсации для ограничения снижения или повышения напряжения должно быть приоритетным по отношению к изменению топологии электрической сети и применению ОН.

5 Виды противоаварийной автоматики энергосистем

5.1 Автоматика предотвращения нарушения устойчивости

5.1.1 Локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости

5.1.1.1 Локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости (ЛАПНУ) предназначена для предотвращения нарушения статической и динамической устойчивости генераторов электростанций, двигательной нагрузки потребителей электрической энергии, контролируемого сечения, энергорайона и предотвращения недопустимых токовых перегрузок ЛЭП и оборудования.

5.1.1.2 Комплексы ЛАПНУ должны устанавливаться на объектах электроэнергетики.

5.1.1.3 Должна быть предусмотрена возможность работы комплексов ЛАПНУ в автономном режиме и/или в качестве низового устройства ЦСПА.

5.1.1.4 При работе комплекса ЛАПНУ в качестве низового устройства ЦСПА должен быть обеспечен его автоматический перевод в автономный режим работы при выявлении неисправности ПТК верхнего уровня ЦСПА или каналов связи с ПТК верхнего уровня ЦСПА.

5.1.1.5 Комплексы ЛАПНУ должны обеспечивать выбор УВ из таблицы УВ, рассчитываемой ПТК верхнего уровня ЦСПА или заданной субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, или осуществлять расчеты УВ на основе заданных субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике функциональных зависимостей объема УВ от параметров электроэнергетического режима (принцип II-ДО).

5.1.1.6 В комплексах ЛАПНУ используются следующие пусковые факторы:

- отключение ЛЭП;
- одновременное отключение двух ЛЭП;
- отключение системы шин;
- отключение энергоблока;
- отключение трансформатора (автотрансформатора);
- близкое к шинам электростанции или затяжное короткое замыкание;
- превышение перетока активной мощности по контролируемому сечению заданной величины;
- другие факторы при необходимости.

5.1.1.7 Устройства ФОЛ должны устанавливаться на всех ЛЭП напряжением 330 кВ и выше с каждой стороны ЛЭП.

5.1.2 Централизованная система противоаварийной автоматики

5.1.2.1 Централизованная система противоаварийной автоматики (ЦСПА) предназначена для предотвращения нарушения устойчивости энергосистемы (части энергосистемы) и предотвращения недопустимых токовых перегрузок ЛЭП и оборудования.

5.1.2.2 Архитектура ЦСПА должна предусматривать:

- ПТК верхнего уровня, устанавливаемый в ДЦ субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;
- одно или несколько низовых устройств ЛАПНУ, устанавливаемых на объектах электроэнергетики;
- оборудование и каналы передачи данных для обмена информацией между ПТК верхнего уровня ЦСПА и каждым из низовых устройств.

5.1.2.3 ПТК верхнего уровня ЦСПА должен обеспечивать выполнение в циклическом режиме следующих функций:

- приема и обработки телеметрической информации из ОИК;
- оценивания состояния и формирования текущей расчетной модели энергосистемы;
- определения УВ для заданного набора пусковых органов на основе расчетов режимов и устойчивости с использованием текущей расчетной модели энергосистемы (принцип I-ДО);
- передачи в низовые устройства ЦСПА таблицы УВ для заданного набора пусковых органов;
- обмена технологической информацией (эквиваленты для расчетных моделей ЦСПА, допустимые набросы и небалансы мощности и т. п.) с КСПА, а также с ЦСПА смежных энергосистем.

5.1.2.4 Предельная величина расчетного цикла ЦСПА не должна превышать 30 с.

5.1.2.5 Расчетная модель ЦСПА должна быть наблюдаемой (объем передаваемой в ПТК верхнего уровня ЦСПА телеметрической информации должен обеспечивать корректное формирование текущей расчетной модели энергосистемы).

5.1.2.6 Низовые устройства ЦСПА должны обеспечивать выполнение следующих функций:

- приема и запоминания рассчитанных ПТК верхнего уровня ЦСПА таблицы УВ для заданного набора пусковых органов;
- фиксации срабатывания пусковых органов;
- выбора УВ из таблицы УВ для конкретного пускового органа;
- реализации УВ посредством УПАСК;
- передачи в ПТК верхнего уровня ЦСПА информации о срабатывании и реализованных УВ.

5.1.2.7 Между каждым из низовых устройств ЦСПА и ПТК верхнего уровня ЦСПА должны быть организованы каналы связи в соответствии с требованиями раздела 7.

5.1.2.8 При выявлении неисправности ПТК верхнего уровня ЦСПА или указанных в 5.1.2.7 каналов связи низовые устройства должны автоматически переходить в автономный режим работы.

5.1.3 Координирующая система противоаварийной автоматики

5.1.3.1 Координирующая система противоаварийной автоматики (КСПА) предназначена для координации действия централизованных систем противоаварийной автоматики энергосистем в целях оптимизации параметров настройки ЦСПА и минимизации управляющих воздействий.

5.1.3.2 КСПА должна осуществлять координацию ЦСПА путем задания ЦСПА следующих параметров:

- внешних эквивалентов для расчетных моделей ЦСПА;
- максимально допустимых небалансов мощности при реализации управляющих воздействий ЦСПА.

5.1.3.3 КСПА должна устанавливаться в ДЦ субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, в операционную зону которого входят координируемые ЦСПА энергосистем.

5.1.3.4 Между КСПА и ПТК верхнего уровня каждой из координируемых ЦСПА должны быть организованы каналы связи в соответствии с требованиями раздела 7.

5.1.3.5 При выявлении неисправности КСПА или указанных в 5.1.3.4 каналов связи ЦСПА должны автоматически переходить в автономный режим работы.

5.2 Автоматика ликвидации асинхронного режима

5.2.1 Автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР) предназначена для выявления и ликвидации асинхронных режимов отдельных генераторов, электростанций и частей энергосистем.

5.2.2 Устройства АЛАР должны обеспечивать выявление и ликвидацию асинхронных полнофазных и неполнофазных режимов электрической сети.

5.2.3 Ликвидация асинхронных режимов возбужденного генератора относительно электростанции должна осуществляться путем его отключения.

5.2.4 Ликвидация асинхронных режимов электростанций и частей энергосистем должна осуществляться путем ДС.

5.2.5 В случае если логика действия устройства АЛАР предусматривает УВ на ОГ или ОН в целях ресинхронизации, должно быть предусмотрено действие этого устройства АЛАР последней ступенью на ДС.

5.2.6 На всех ЛЭП напряжением 500 кВ и выше устройства АЛАР должны устанавливаться с каждой стороны ЛЭП. На всех связях напряжением от 110 до 330 кВ, по которым возможен асинхронный режим, устройства АЛАР должны устанавливаться с каждой стороны связи.

5.2.7 Действие устройства АЛАР на ДС должно реализовываться на объекте электроэнергетики, на котором оно установлено.

В случае если логика действия устройства АЛАР предусматривает ДС на другом объекте электроэнергетики, должно быть предусмотрено действие этого устройства АЛАР последней ступенью на ДС на объекте электроэнергетики, на котором оно установлено.

5.2.8 Алгоритм и настройка устройств АЛАР должны обеспечивать:

- исключение (блокировку) срабатывания устройств АЛАР при синхронных качаниях и при коротких замыканиях;
- выявление электрического центра качаний;
- учет количества циклов асинхронного режима;
- учет знака скольжения при выборе места ДС.

5.2.9 В сетях напряжением 330 кВ и выше асинхронные режимы должны ликвидироваться на первом цикле.

5.2.10 В сечении асинхронного режима устройства АЛАР, установленные на связях напряжением 110 и 220 кВ, должны срабатывать после срабатывания устройств АЛАР, установленных на связях напряжением 330 кВ и выше, входящих в данное сечение.

Для устройств АЛАР, не использующих действие на ОН или ОГ в целях ресинхронизации, действие на ДС должно реализовываться не позднее четырех циклов асинхронного режима.

5.2.11 Устройства АЛАР должны устанавливаться на всех генераторах АЭС и на всех генераторах ТЭС и ГЭС мощностью 500 МВт и выше.

Необходимость установки устройств АЛАР на генераторах меньшей мощности должна определяться проектными решениями.

5.3 Автоматика ограничения снижения частоты

5.3.1 Автоматика ограничения снижения частоты (АОСЧ) предназначена для предотвращения недопустимого по условиям устойчивой работы генерирующего оборудования и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии снижения частоты и полного погашения энергосистемы или ее части при возникновении дефицита активной мощности, в том числе при аварийном выделении энергосистемы или ее части на изолированную работу.

5.3.2 В зависимости от выполняемых функций устройства АОСЧ подразделяют на устройства:

- автоматического частотного ввода резерва (АЧВР);
- автоматической частотной разгрузки (АЧР);
- дополнительной автоматической разгрузки (ДАР);
- частотной делительной автоматики (ЧДА);
- частотного автоматического повторного включения (ЧАПВ).

5.3.3 Автоматический частотный ввод резерва

5.3.3.1 Устройства АЧВР предназначены для снижения дефицита активной мощности в целях исключения или уменьшения объема срабатывания устройств АЧР на отключение потребителей электрической энергии.

5.3.3.2 Устройства АЧВР должны действовать на АЗГ при снижении частоты в энергосистеме до значений в диапазоне от 49,4 до 49,7 Гц.

5.3.3.3 Все гидроагрегаты единичной мощностью 10 МВт и выше и ГЭС и ГАЭС мощностью 50 МВт и выше, кроме ГЭС, не имеющих регулирующего водохранилища, должны быть оснащены устройствами АЧВР.

5.3.4 Автоматическая частотная разгрузка

5.3.4.1 Устройства АЧР предназначены для предотвращения недопустимого по условиям устойчивой работы генерирующего оборудования и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии снижения частоты и ее последующего восстановления.

5.3.4.2 Устройства АЧР должны действовать на ОН очередями при снижении частоты ниже 49,2 Гц.

5.3.4.3 Устройства АЧР функционально подразделяются на устройства:

- АЧР-1, предназначенные для прекращения процесса снижения частоты, в том числе устройства специальной очереди АЧР;
- АЧР-2, предназначенные для восстановления частоты после действия устройств АЧР-1 или при медленном снижении частоты.

5.3.4.4 Уставки по частоте устройств АЧР-1 должны находиться:

- для устройств АЧР-1 — в диапазоне от 46,5 до 48,8 Гц;
- для устройств специальной очереди АЧР — в диапазоне от 49,0 до 49,2 Гц.

Уставки по времени устройств АЧР-1 и специальной очереди АЧР должны находиться в диапазоне от 0,15 до 0,3 с и должны исключать действие устройств АЧР-1 (в том числе специальной очереди АЧР) при коротких замыканиях в электрической сети.

5.3.4.5 Устройства АЧР-2 функционально подразделяются на устройства:

- АЧР-2 несовмещенной;
- АЧР-2 совмещенной.

Объем ОН, отключаемый устройствами АЧР-2 совмещенной, входит в объем ОН, отключаемый АЧР-1.

К устройствам АЧР-2 совмещенной должно быть подключено не менее 60 % объема ОН, подключенного к устройствам АЧР-1.

Уставки по частоте устройств АЧР-2 должны находиться в диапазоне от 48,7 до 49,1 Гц.

Уставки по времени устройств АЧР-2 должны находиться в диапазоне от 5 до 70 с.

5.3.4.6 Общий объем ОН, отключаемый устройствами АЧР, должен быть не менее 60 % максимального прогнозного потребления мощности энергосистемы, включая потери активной мощности в электрических сетях и потребление мощности на собственные и хозяйственные нужды электростанций (далее — расчетный объем потребления), в том числе:

- объем ОН, отключаемый устройствами АЧР-1, — не менее 50 % расчётного объема потребления (из них устройствами специальной очереди АЧР — не менее 3 % расчетного объема потребления);
- объем ОН, отключаемый устройствами АЧР-2 несовмещенной, — не менее 10 % расчетного объема потребления.

5.3.5 Дополнительная автоматическая разгрузка

5.3.5.1 Устройства ДАР предназначены для обеспечения эффективной работы устройств АЧР-1.

5.3.5.2 Устройства ДАР могут устанавливаться в энергосистеме (части энергосистемы) в случае вероятности возникновения аварийного дефицита активной мощности более 45 % нагрузки потребления энергосистемы (части энергосистемы) и скорости снижения частоты более 1,8 Гц/с.

5.3.5.3 Устройства ДАР должны реализовывать ОН без выдержки времени в объеме, необходимом для обеспечения эффективной работы АЧР.

5.3.6 Частотная делительная автоматика

5.3.6.1 Устройства ЧДА предназначены для предотвращения полного останова ТЭС при недопустимом снижении частоты в энергосистеме.

5.3.6.2 Устройства ЧДА должны действовать на ДС в целях выделения ТЭС или их энергоблоков (генераторов) на питание собственных нужд или на изолированный район с обеспечением устойчивой работы выделяемого генерирующего оборудования.

5.3.6.3 Устройства ЧДА должны устанавливаться на всех ТЭС мощностью 25 МВт и выше, за исключением ТЭС, на которых по условиям их работы установка устройств ЧДА невозможна.

Невозможность установки устройств ЧДА должна оформляться решением, которое утверждается собственником или иным законным владельцем ТЭС после согласования с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

5.3.6.4 Недопустима установка измерительных органов ЧДА на объектах электросетевого хозяйства.

5.3.6.5 Уставки срабатывания устройств ЧДА по частоте и времени должны находиться в диапазоне:

- 1-я ступень: от 46,0 до 47,0 Гц / от 0,3 до 0,5 с;
- 2-я ступень: от 47,0 до 47,5 Гц / от 30 до 40 с.

5.3.6.6 При выделении энергоблока ТЭС на собственные нужды действием ЧДА должна обеспечиваться устойчивая работа выделяемого генерирующего оборудования в течение не менее 30 мин.

5.3.6.7 Действие устройств ЧДА на выделение ТЭС или их энергоблоков (генераторов) на изолированный район должно по возможности обеспечивать баланс активной мощности в указанном районе.

Допустимая величина небаланса активной мощности определяется условиями обеспечения устойчивой работы генерирующего оборудования ТЭС с учетом действия АЧР.

5.3.6.8 Должна выполняться проверка обеспечения длительной устойчивой работы генерирующего оборудования ТЭС при его выделении действием ЧДА на питание собственных нужд или на изолированный район. Указанная проверка должна выполняться собственником или иным законным владельцем ТЭС в рамках создания ЧДА, а также при значительном изменении схемы электрической сети или нагрузки потребителей выделяемого района. Проверку выполняют путем проведения испытаний или имитационным моделированием.

5.3.6.9 При необходимости на ТЭС должна устанавливаться автоматика, предназначенная для предотвращения полного останова ТЭС при недопустимом снижении напряжения на ее шинах. Указанная автоматика:

- должна контролировать величину и продолжительность снижения напряжения на шинах ТЭС, величину тока статора генераторов ТЭС, а также при необходимости величину и скорость изменения реактивной мощности генераторов ТЭС и может использовать в качестве дополнительных пусковых органов фиксацию отключения ЛЭП прилегающей к ТЭС электрической сети;
- должна соответствовать требованиям 5.3.6.2, 5.3.6.4, 5.3.6.6, 5.3.6.7;
- может выполняться аппаратно совмещенной с ЧДА.

5.3.7 Частотное автоматическое повторное включение

5.3.7.1 Устройства ЧАПВ предназначены для автоматического включения отключенных от устройств АЧР потребителей электрической энергии в процессе восстановления частоты в энергосистеме.

5.3.7.2 Устройства ЧАПВ должны действовать на включение нагрузки потребителей электрической энергии очередями в диапазоне частот от 49,4 до 49,8 Гц.

5.3.7.3 Настройка и выбор объема очереди ЧАПВ должны исключать повторное срабатывание АЧР при действии ЧАПВ.

5.3.7.4 При подключении к одной очереди устройств ЧАПВ нескольких присоединений на одном объекте электроэнергетики должно обеспечиваться их поочередное включение с интервалами времени не менее 1 с.

5.3.7.5 Устройства ЧАПВ должны устанавливаться прежде всего на подстанциях, на которых невозможно осуществить быстрое восстановление питания потребителей электрической энергии, отключенных АЧР, действиями оперативного персонала.

5.4 Автоматика ограничения повышения частоты

5.4.1 Автоматика ограничения повышения частоты (АОПЧ) предназначена для предотвращения недопустимого повышения частоты в энергосистеме до уровня, при котором возможно срабатывание автоматов безопасности турбин ТЭС и АЭС.

5.4.2 Устройства АОПЧ должны устанавливаться на ТЭС, АЭС и ГЭС, расположенных в частях энергосистемы, выделение на изолированную работу которых возможно с большим избытком мощности, приводящим к повышению частоты более 53,0 Гц, с учетом действия первичного регулирования частоты.

5.4.3 Уставки устройств АОПЧ по частоте должны находиться в диапазоне от 51,0 до 53,0 Гц.

5.4.4 Устройства АОПЧ должны действовать на ОГ.

5.4.5 Настройка устройств АОПЧ, установленных на ГЭС, должна обеспечивать их первоочередное действие по отношению к устройствам АОПЧ, установленным на ТЭС и АЭС.

5.4.6 Действие устройств АОПЧ должно производиться ступенями с разными уставками по частоте и времени.

5.5 Автоматика ограничения снижения напряжения

5.5.1 Автоматика ограничения снижения напряжения (АОСН) предназначена для предотвращения недопустимого по условиям устойчивости генерирующего оборудования и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии снижения напряжения.

5.5.2 Устройства АОСН должны контролировать величину и длительность снижения напряжения на объектах электроэнергетики, на которых они установлены.

Возможна организация контроля других параметров электроэнергетического режима (изменение реактивной мощности, скорость снижения напряжения, ток ротора генератора).

5.5.3 В сетях напряжением 330 кВ и выше устройства АОСН должны действовать на изменение режима работы или эксплуатационного состояния средства компенсации реактивной мощности (СКРМ).

5.5.4 В сетях напряжением 220 кВ и ниже устройства АОСН должны действовать на изменение режима работы или эксплуатационного состояния СКРМ либо на отключение нагрузки потребителей электрической энергии.

5.5.5 Действие устройств АОСН должно быть отстроено по времени от действия устройств релейной защиты (РЗ), автоматического ввода резерва, АПВ.

5.5.6 Действие устройств АОСН не должно приводить к недопустимому повышению напряжения и срабатыванию устройств АОПН.

5.6 Автоматика ограничения повышения напряжения

5.6.1 Автоматика ограничения повышения напряжения (АОПН) предназначена для предотвращения недопустимого по величине и длительности повышения напряжения на оборудовании объектов электроэнергетики.

5.6.2 Устройства АОПН должны устанавливаться на всех ЛЭП напряжением 500 кВ и выше, длиной не менее 200 км, с каждой стороны ЛЭП.

Необходимость и места установки устройств АОПН на ЛЭП напряжением 500 кВ меньшей длины, а также на ЛЭП напряжением 330 кВ и ниже должна определяться проектными решениями.

5.6.3 Устройства АОПН должны выполняться двухступенчатыми и контролировать в каждой фазе величину и длительность повышения напряжения, величину и направление перетока реактивной мощности с ЛЭП, включенное/отключенное состояние выключателей ЛЭП.

Первая ступень должна контролировать действующее значение напряжения и действовать:

- с первой выдержкой времени на изменение режима работы или эксплуатационного состояния СКРМ;
- со второй выдержкой времени на отключение ЛЭП с двух сторон с запретом трехфазного АПВ.

Вторая ступень должна контролировать мгновенное значение напряжения и действовать с минимальной выдержкой времени на отключение ЛЭП с двух сторон с запретом трехфазного АПВ.

5.6.4 Защиты СКРМ должны блокировать действия устройства АОПН на изменение режима работы или эксплуатационного состояния СКРМ.

5.6.5 В устройстве АОПН должна быть реализована функция резервирования отказа выключателей устройств резервирования отказа выключателей (УРОВ) АОПН.

5.7 Автоматика ограничения перегрузки оборудования

5.7.1 Автоматика ограничения перегрузки оборудования (АОПО) предназначена для предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки ЛЭП и оборудования.

5.7.2 АОПО реализует следующие управляющие воздействия:

- АЗГ в дефицитной части энергосистемы;
- ОН в дефицитной части энергосистемы;
- ДРТ блоков ТЭС и АЭС, ОГ генераторов ТЭС, ГЭС и АЭС в избыточной части энергосистемы;

- изменение топологии электрической сети, обеспечивающее перераспределение потоков мощности и ликвидацию перегрузки элемента сети;

- отключение с запретом АПВ перегруженного элемента сети.

5.7.3 В устройствах АОПО должно предусматриваться не менее двух ступеней с контролем величины и длительности токовой перегрузки ЛЭП и оборудования.

Первая ступень должна действовать на сигнал, последняя — на отключение перегружаемых ЛЭП и оборудования, промежуточные ступени должны действовать на разгрузку перегружаемых ЛЭП и оборудования.

Число промежуточных ступеней АОПО должно определяться проектными решениями.

5.7.4 В устройствах АОПО должна быть предусмотрена возможность задания нескольких групп уставок, соответствующих различным температурам наружного воздуха.

5.7.5 При реверсивных перетоках активной мощности по защищаемому элементу сети АОПО должно выбирать вид УВ с учетом направления перетока активной мощности по защищаемому элементу сети.

6 Общие требования к устройствам и комплексам противоаварийной автоматики

6.1 Не допускается аппаратное совмещение в одном устройстве ПА:

- функций РЗ и ПА;

- функции АПНУ с другими функциями ПА, обеспечивающими живучесть энергосистем.

6.2 Не допускается аппаратное совмещение основного и резервного устройств ПА.

6.3 В случае аппаратного совмещения в одном устройстве нескольких функций ПА:

- неисправность или отказ одной из функций не должны приводить к неправильному действию или отказу других функций и устройства в целом;

- функции ПА должны дублироваться другим устройством.

6.4 Реализация УВ от устройств и комплексов ПА на ОГ, ОН, ДС, изменение топологии электрической сети должны осуществляться без использования технических средств АСУ ТП объекта электроэнергетики.

6.5 Реализация УВ от устройств и комплексов ПА на КРТ, ДРТ, АЗГ, ЭТ, изменение режимов работы управляемых элементов электрической сети должны осуществляться через системы управления оборудованием объектов электроэнергетики.

6.6 Не допускается аппаратное совмещение устройств и комплексов ПА с техническими средствами АСУ ТП объекта электроэнергетики.

6.7 Вновь вводимые (модернизированные) устройства и комплексы ПА должны предусматривать возможность задания не менее двух групп уставок.

Перевод устройства ПА с одной группы уставок на другие должен осуществляться как на самом устройстве ПА, так и дистанционно.

6.8 При неисправности измерительных цепей тока и/или напряжения устройство ПА, в алгоритмах которого используются замеры тока и/или напряжения, должно автоматически блокировать выполнение функций ПА.

6.9 Устройство ПА не должно ложно срабатывать при снятии и подаче питания на устройство, а также при возникновении неисправности в цепях оперативного тока.

6.10 После перерывов питания любой длительности устройство ПА должно восстанавливать работоспособность с заданными уставками и алгоритмом функционирования за время не более 30 с с момента подачи питания.

6.11 Устройство ПА должно удовлетворять требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям по электромагнитной совместимости, электробезопасности и информационной безопасности, действующим на территории Российской Федерации. На объектах электроэнергетики должен быть проведен анализ электромагнитной обстановки и при необходимости разработаны и реализованы мероприятия по приведению уровня помех к допустимому.

6.12 Устройство ПА должно содержать внутреннюю функцию регистрации аналоговых сигналов и дискретных событий в объеме, необходимом для анализа функционирования устройства.

В устройстве ПА должна быть предусмотрена возможность передачи информации о его функционировании в АСУ ТП и во внешние независимые системы регистрации аварийных событий и процессов.

6.13 Для выполнения функции внутренней регистрации устройства ПА должны быть синхронизированы с помощью систем единого времени с точностью до 1 мс.

6.14 В устройстве ПА должна быть предусмотрена автоматическая самодиагностика исправности программно-аппаратных средств.

6.15 На объектах электроэнергетики на устройства и комплексы ПА, находящиеся в эксплуатации, должна быть следующая техническая документация:

- паспорта-протоколы;
- инструкции по эксплуатации и оперативному обслуживанию устройств и комплексов ПА;
- методические указания по наладке и проверке устройств и комплексов ПА;
- технические данные об устройствах ПА;
- карты уставок;
- методики расчета настройки устройств ПА с примерами расчетов;
- исполнительные рабочие схемы, алгоритмы функционирования (принципиальные, функционально-логические схемы, схемы программируемой логики);
- программы технического обслуживания устройств и комплексов ПА;
- бланки и/или программы (типовые бланки и/или программы) переключений по вводу в работу и выводу из работы устройств и комплексов ПА;
- структурные схемы внешних соединений, клеммных рядов.

7 Организация сбора и передачи информации для противоаварийной автоматики

7.1 Для ПТК верхнего уровня ЦСПА в качестве источника информации о параметрах электроэнергетического режима и состоянии ЛЭП и оборудования необходимо использовать ОИК соответствующего ДЦ субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

7.2 Суммарное время измерения и передачи телеметрической информации (телеизмерений, телесигнализации) с объектов электроэнергетики в ДЦ субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, в котором установлен ПТК верхнего уровня ЦСПА, не должно превышать 1 с.

Телеизмерения и телесигнализация, поступающие в ПТК верхнего уровня ЦСПА, должны содержать метки единого астрономического времени, формируемые на объектах электроэнергетики.

7.3 Между ПТК верхнего уровня ЦСПА и каждым из низовых устройств ЦСПА для передачи таблиц УВ и иной технологической информации должны быть организованы два независимых цифровых канала связи с дублированным режимом передачи информации.

Пропускная способность указанных каналов связи должна быть не менее 128 кбит/с.

7.4 Между КСПА и ПТК верхнего уровня каждого ЦСПА должны быть организованы два независимых цифровых канала связи с дублированным режимом передачи информации.

Пропускная способность указанных каналов связи должна быть не менее 128 кбит/с.

7.5 Для передачи телеметрической информации с объектов электроэнергетики в комплексы ЛАПНУ должны предусматриваться два независимых цифровых канала связи с дублированным режимом передачи информации. Суммарное время измерения и передачи телеметрической информации (телеизмерений, телесигнализации) с объектов электроэнергетики в комплексы ЛАПНУ не должно превышать 1 с.

7.6 Для передачи аварийных сигналов и команд ПА между объектами электроэнергетики и устройствами (комплексами) ПА должны предусматриваться два независимых канала связи с дублированным режимом передачи информации.

7.7 Время передачи аварийных сигналов и команд ПА должно составлять:

- по волоконно-оптическим и кабельным линиям связи — не более 10 мс;
- по каналам высокочастотной связи на одной ЛЭП — не более 25 мс.

7.8 Вероятность ложного действия аппаратуры для передачи аварийных сигналов и команд ПА должна составлять не более 10^{-6}, вероятность пропуска команды не должна превышать 10^{-4}.

7.9 Устройства и комплексы ПА должны обеспечивать автоматический контроль исправности используемых каналов связи. При неисправности канала связи должны быть предусмотрены автоматическая блокировка прохождения аварийных сигналов и команд ПА с возможностью автоматической и/или ручной деблокировки, а также формирование сигнала неисправности канала связи соответствующих устройств и комплексов ПА.

7.10 В канале связи допускается совмещение передачи аварийных сигналов и команд ПА, голосовой информации и телемеханики при условии выполнения требований настоящего раздела.

7.11 Доаварийная информация о параметрах электроэнергетического режима, используемая в АПНУ (за исключением случаев, указанных в 7.12), должна измеряться и передаваться с датчиков, подключенных к измерительным обмоткам трансформаторов тока и напряжения.

7.12 Устройства фиксации тяжести короткого замыкания, входящие в комплексы ЛАПНУ, а также устройства АОПО, АОПН, АОСН, АОСЧ, АОПЧ, АЛАР должны подключаться к выводам трансформаторов тока, предназначенным для РЗ и автоматики.

8 Требования к организации мониторинга переходных режимов в энергосистемах для задач противоаварийного управления

8.1 Для контроля эффективности противоаварийного управления, проверки адекватности используемых при проектировании и эксплуатации ПА расчетных моделей энергосистем, повышения достоверности оценивания режима в ЦСПА, организации противоаварийного управления на базе синхронизированных измерений параметров режима энергосистем могут использоваться системы мониторинга переходных режимов (СМПР) в энергосистемах.

8.2 Регистраторы СМПР должны устанавливаться на подстанциях напряжением 500 кВ и выше; на ТЭС, АЭС и ГЭС — с установленной мощностью 500 МВт и выше.

8.3 Технические задания и проекты установки регистраторов СМПР должны быть согласованы с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

Библиография

[1] Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861

УДК 621.311:006.354 ОКС 27.010 ОКП 01 1000

Ключевые слова: энергосистема, аварийный режим, противоаварийное управление, противоаварийная автоматика

Редактор *П.М. Смирнов*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *Ю.М. Прокофьева*
Компьютерная верстка *А.В. Бестужевой*

Сдано в набор 06.09.2013. Подписано в печать 16.09.2013. Формат 60×84 1/8. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 2,79. Уч.-изд. л. 2,75. Тираж 113 экз. Зак. 1008.

ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», 123995 Москва, Гранатный пер., 4.
gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru
Набрано во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ» на ПЭВМ.
Отпечатано в филиале ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ» — тип. «Московский печатник», 105062 Москва, Лялин пер., 6.

gost.e-ecolog.ru