МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СОВЕТ ПО СТАНДАРТИЗАЦИИ, МЕТРОЛОГИИ И СЕРТИФИКАЦИИ
(МГС)

INTERSTATE COUNCIL FOR STANDARDIZATION, METROLOGY AND CERTIFICATION
(ISC)

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ
СТАНДАРТ

**ГОСТ
34045—
2017**

Электроэнергетические системы

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

Нормы и требования

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2017

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

Цели, основные принципы и основной порядок проведения работ по межгосударственной стандартизации установлены в ГОСТ 1.0—2015 «Межгосударственная система стандартизации. Основные положения» и ГОСТ 1.2—2015 «Межгосударственная система стандартизации. Стандарты межгосударственные, правила и рекомендации по межгосударственной стандартизации. Правила разработки, принятия, обновления и отмены»

Сведения о стандарте

1 РАЗРАБОТАН Открытым акционерным обществом «Системный оператор Единой энергетической системы» (ОАО «СО ЕЭС»)

2 ВНЕСЕН Межгосударственным Техническим комитетом по стандартизации МТК 541 «Электроэнергетика»

3 ПРИНЯТ Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 30 января 2017 г. № 95-П)

За принятие проголосовали:

Краткое наименование страны по МК (ИСО 3166) 004—97	Код страны по МК (ИСО 3166) 004—97	Сокращенное наименование национального органа по стандартизации
Армения	AM	Минэкономики Республики Армения
Беларусь	BY	Госстандарт Республики Беларусь
Киргизия	KG	Кыргызстандарт
Россия	RU	Росстандарт
Таджикистан	TJ	Таджикстандарт

4 Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 9 марта 2017 г. № 103-ст межгосударственный стандарт ГОСТ 34045—2017 введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации с 1 декабря 2017 г.

5 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

*Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном информационном указателе «Национальные стандарты» (по состоянию на 1 января текущего года), а текст изменений и поправок — в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (*gost.e-ecolog.ru

© Стандартинформ, 2017

В Российской Федерации 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 3
4 Основные нормативные положения 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 14
5.4 Автоматика ограничения повышения частоты 16
5.5 Автоматика ограничения снижения напряжения 16
5.6 Автоматика ограничения повышения напряжения 16
5.7 Автоматика ограничения перегрузки оборудования 17
6 Общие требования к устройствам и комплексам противоаварийной автоматики 17
7 Организация сбора и передачи информации для противоаварийной автоматики 19
8 Требования по применению синхронизированных векторных измерений параметров электроэнергетического режима для задач противоаварийного управления 19

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ

Электроэнергетические системы

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

Нормы и требования

Electric power systems. Operational dispatching control. Automatic emergency control of regimes of power systems. Emergency control of power systems. Norms and requirements

Дата введения — 2017—12—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, организаций, осуществляющих деятельность по установке, монтажу и наладке устройств и комплексов противоаварийной автоматики, а также 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, который характеризуется параметрами, выходящими за пределы обязательных требований, и ведет к угрозе повреждения оборудования или нарушению устойчивости.

2.3 **асинхронный режим энергосистемы:** Режим энергосистемы, характеризующийся несинхронным вращением отдельных генераторов энергосистемы при сохранении электрической связи между ними.

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 **интервал одновременности:** Задаваемый субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике промежуток времени, в пределах которого возникающие аварийные возмущения считаются одновременными.

Издание официальное

2.7 **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.

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

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

2.10 **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.

2.11 **локальная противоаварийная автоматика:** Устройство противоаварийной автоматики или комплекс противоаварийной автоматики, формирующий и реализующий противоаварийное управление на основе местной схемно-режимной информации.

2.12 **независимые каналы связи:** Каналы связи, организация которых исключает возможность их одновременного отказа (вывода из работы) по общей причине.

2.13 **противоаварийная автоматика:** Совокупность устройств, обеспечивающих измерение и обработку параметров электроэнергетического режима энергосистемы, фиксацию состояния элементов электрической сети и генераторов, 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.

2.14 **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).

2.15 **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 **сечение асинхронного режима:** Совокупность сетевых элементов одной или нескольких связей, соединяющих две несинхронно работающие части энергосистемы, на которых находится электрический центр качаний.

2.18 **субъект оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике:** Организация, уполномоченная в соответствии с национальным законодательством государства — участника Содружества Независимых Государств на осуществление функций оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в национальной электроэнергетической системе (технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе, расположенной на территории соответствующего государства).

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

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

2.21 **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.

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

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

2.24 **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;
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 Основные нормативные положения

4.1 Общие положения

4.1.1 В энергосистемах 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.

- предотвращение нарушения устойчивости;
- ликвидация асинхронных режимов;

- ограничение снижения или повышения частоты;
- ограничение снижения или повышения напряжения;
- предотвращение недопустимых перегрузок оборудования.

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

- уровень национальной электроэнергетической системы — координирующая система противоаварийной автоматики (КСПА);
- уровень объединенной или региональной энергосистемы, входящей в состав национальной электроэнергетической системы, — 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 должны выполняться 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 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 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) к электрическим сетям;

- при строительстве (реконструкции, техническом перевооружении, модернизации) объектов электроэнергетики, не требующем технологического присоединения к электрическим сетям;

- по заданию субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

Проектные решения по созданию (модернизации) ПА следует разрабатывать с учетом перспективного развития ПА и энергосистем.

4.2.2 Создание (модернизация) ПА при технологическом присоединении объектов электроэнергетики к электрическим сетям следует проводить в порядке, предусмотренном национальным законодательством государства — участника Содружества Независимых Государств (далее — национальное законодательство).

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 настоящем разделе 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 урегулируют 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 на выполнение работ по разработке проектной документации 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 на выполнение работ по разработке проектной документации 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 к электрическим сетям — в соответствии с национальным законодательством;

- 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.

Примечание — В случае если в соответствии с национальным законодательством 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 государства — участника Содружества Независимых Государств в порядке, установленном национальным законодательством, финансирование таким субъектом указанных работ на смежных объектах электроэнергетики осуществляется при условии учета соответствующих затрат в инвестиционной программе, утвержденной для данного 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.

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, установленных национальным законодательством, 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 в соответствии с национальным законодательством такие расходы компенсируются в соответствии с правилами оказания услуг по обеспечению системной надежности (системных услуг).

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

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 таких 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 задания по созданию (модернизации) ПА, должны предоставить субъекту оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике информацию о фактическом исполнении указанных заданий в сроки и по форме, установленной 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 задания 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 Техническое задание на выполнение работ по разработке проектной документации, проектная документация и рабочая документация на создание (модернизацию) устройств и комплексов ПА следует согласовывать с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, в чьем диспетчерском управлении (ведении) находятся (будут находиться) указанные устройства.

В случае создания (модернизации) устройств и комплексов ПА в ЕЭС России с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике подлежит согласованию также техническое задание на выполнение работ по разработке проектной документации, проектная документация и рабочая документация на создание (модернизацию) ПА в случаях:

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

- создания ПА на объектах электроэнергетики, если 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.

4.2.11 При одностадийном проектировании создания (модернизации) комплексов и устройств ПА (при отсутствии этапа разработки проектной документации) собственники и иные законные владельцы смежных объектов электроэнергетики в случаях, предусмотренных 4.2.10, обязаны согласовать с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике также техническое задание на выполнение работ по разработке рабочей документации на создание (модернизацию) ПА.

4.2.12 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 субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

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, если оно не может быть реализовано с использованием существующих аппаратных средств, 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 одного месяца 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 большим 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 большим 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 диспетчерский центр субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике 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 предоставлять 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 предоставлять результаты указанных измерений субъекту оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

При определении объема заданий на проведение внеочередных измерений объемов ОН субъект оперативно-диспетчерского управления должен учитывать наличие у него телеизмерений (данных АСКУЭ) замеров мощности соответствующих присоединений, подключенных под действие ПА.

4.4.2 Кратковременная и длительная разгрузка турбин энергоблоков ТЭС и АЭС

4.4.2.1 Кратковременная разгрузка турбин энергоблоков (КРТ) используется для предотвращения нарушения динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанций.

4.4.2.2 Длительная разгрузка турбин энергоблоков (ДРТ) 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 автоматики, 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 потребителей электрической энергии (ОН) 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.

4.4.5 Деление энергосистемы на несинхронно работающие части

4.4.5.1 Деление энергосистемы (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 АПВ всех отключаемых выключателей.

4.4.5.3 Сечения ДС следует выбирать с учетом следующих требований:

- 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 проводится отключение ЛЭП напряжением 220 кВ и выше для выполнения ДС, следует устанавливать устройства синхронизации.

4.4.6 Автоматическая загрузка генераторов

4.4.6.1 Автоматическую загрузку генераторов (АЗГ) применяют для восстановления частоты, ликвидации перегрузки контролируемых сечений, ЛЭП и оборудования.

4.4.6.2 АЗГ включает в себя:

- пуск резервных агрегатов ГЭС и ГАЭС, газотурбинных и парогазовых установок и газопоршневых агрегатов,
- 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, загрузку газотурбинных и парогазовых установок и газопоршневых агрегатов.

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.

4.4.8.3 Изменение топологии электрической сети следует применять в случае неэффективности (невозможности) использования отключения генераторов, автоматической загрузки генераторов и длительной разгрузки турбин энергоблоков.

4.4.9 Изменение режимов работы и эксплуатационного состояния управляемых элементов электрической сети (вставок и передач постоянного тока, установок поперечной и продольной 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 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 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 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 следует устанавливать на объектах электроэнергетики.

5.1.1.3 Комплексы ЛАПНУ должны предусматривать возможность работы в автономном режиме и/или в качестве устройства нижнего уровня ЦСПА (далее — 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 функциональных зависимостей объема УВ от параметров электроэнергетического режима (принцип II-ДО).

5.1.1.6 В комплексах ЛАПНУ используют 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 следует устанавливать 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 предназначена для предотвращения нарушения устойчивости энергосистемы (части энергосистемы) и предотвращения недопустимых токовых перегрузок ЛЭП и оборудования.

5.1.2.2 Архитектура ЦСПА должна предусматривать:

- программно-технический комплекс (ПТК) верхнего уровня, устанавливаемый в диспетчерском центре субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;
- одно или несколько низовых устройств ЦСПА, 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:

- прием и обработка телеметрической информации из ОИК;
- оценивание состояния и формирование текущей расчетной модели энергосистемы;
- определение УВ для заданного набора пусковых органов на основе расчетов режимов и устойчивости с использованием текущей расчетной модели энергосистемы (принцип I-ДО);
- передача в низовые устройства ЦСПА таблицы УВ для заданного набора пусковых органов;
- обмен 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 Предельное значение расчетного цикла ЦСПА не должно 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:

- прием и запоминание рассчитанных ПТК верхнего уровня ЦСПА таблицы УВ для заданного набора пусковых органов;
- фиксация срабатывания пусковых органов;
- выбор УВ из таблицы УВ для конкретного пускового органа;
- реализация УВ посредством УПАСК;
- передача 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 с целью 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 следует устанавливать в диспетчерском центре 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 предотвращения и ликвидации асинхронных режимов отдельных генераторов, электростанций и частей энергосистем.

5.2.2 На связях, на которых установлены выключатели с пофазным приводом и отсутствует защита от неполнофазного режима, следует устанавливать устройства АЛАР, выявляющие и ликвидирующие неполнофазные асинхронные режимы.

5.2.3 Ликвидацию асинхронных режимов возбужденного генератора относительно электростанции следует осуществлять путем его отключения.

5.2.4 Ликвидацию асинхронных режимов электростанций и частей энергосистем следует осуществлять путем ДС.

5.2.5 На всех связях, по которым возможен асинхронный режим, должны быть установлены устройства АЛАР.

На каждой связи, по которой возможен асинхронный режим, следует обеспечивать селективное выявление асинхронного режима с электрическим центром качаний в любой точке связи двумя устройствами АЛАР.

5.2.6 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.

5.2.7 Алгоритм и настройка устройств АЛАР должны обеспечивать:

- выявление асинхронного режима и выдачу управляющих воздействий;
- выявление электрического центра качаний (в электрической сети напряжением 110 кВ и ниже допускается применение устройств АЛАР, не обеспечивающих выявление электрического центра качаний);
- учет количества циклов асинхронного режима;
- отсутствие срабатывания при отсутствии асинхронного режима.

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

5.2.9 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, установленных в электрической сети напряжением 220 кВ и ниже, действие на ДС должно реализовываться не позднее четырех циклов асинхронного режима.

5.2.10 Устройства АЛАР следует устанавливать 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 Исходя из 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 автоматического частотного ввода резерва (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 ГЭС и ГАЭС мощностью 50 МВт и выше должны быть оснащены устройствами АЧВР.

Необходимость установки устройств АЧВР на ГЭС меньшей мощности определяют на этапе проектирования в зависимости от схемно-режимных условий района, в котором расположена ГЭС.

5.3.4 Автоматическая частотная разгрузка

5.3.4.1 Устройства автоматической частотной разгрузки (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 подразделяют на устройства:

- АЧР-1, предназначенные для прекращения процесса снижения частоты, в том числе устройства специальной очереди АЧР, предназначенные для предотвращения разгрузки энергоблоков АЭС при снижении частоты ниже 49,0 Гц;
- 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 0,5 с и 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 подразделяют 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 % от 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 % расчетного объема потребления (в том числе 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 дополнительной автоматической разгрузки (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 % от нагрузки потребления энергосистемы (части энергосистемы) и скорости снижения частоты более 1,8 Гц/сек.

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 частотной делительной автоматики (ЧДА) предназначены для предотвращения полного останова ТЭС при недопустимом снижении частоты в энергосистеме.

5.3.6.2 Устройства ЧДА должны действовать на ДС с целью 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 следует устанавливать на всех ТЭС мощностью 25 МВт и выше, за исключением ТЭС, на которых по условиям их работы установка устройств ЧДА невозможна.

В ЕЭС России невозможность установки устройств ЧДА следует оформлять 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 на свои собственные нужды действием ЧДА должна обеспечиваться устойчивая работа энергоблока 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.

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

5.3.6.8 На всех электростанциях, на которых установлена или планируется к установке ЧДА, следует проводить проверку выполнения условий устойчивой работы генерирующего оборудования тепловых электростанций при его выделении действием ЧДА на изолированную нагрузку.

Проверка должна выполняться собственником или иным законным владельцем электростанции с периодичностью не реже одного раза в семь лет, а также при:

- модернизации ЧДА;
- модернизации систем автоматического регулирования генерирующего оборудования, выделяемого действием ЧДА;
- модернизации АСАРБ (для ЧДА, выполненной по схеме «выделение генератора на свои собственные нужды»).

Проверку следует выполнять путем проведения испытаний.

5.3.6.9 При необходимости на ТЭС следует устанавливать автоматику, предназначенную для предотвращения полного останова ТЭС при недопустимом снижении напряжения на ее шинах. Указанная автоматика:

- должна контролировать значение 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 линий электропередачи 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 частотного автоматического повторного включения (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 следует устанавливать 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 следует устанавливать 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 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 проводиться 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 СКРМ.

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

5.5.5 Действие устройств АОСН должно быть отстроено по времени от действия устройств релейной защиты, 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 значению и длительности повышения напряжения на оборудовании объектов электроэнергетики.

5.6.2 Устройства АОПН следует устанавливать 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 следует выполнять двухступенчатыми и контролировать в каждой фазе значение и длительность повышения напряжения, значение 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 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 устройство 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 Требования к совмещению функций РЗ и ПА, а также различных функций ПА в одном устройстве

6.1.1 Не допускается совмещение в одном устройстве функций РЗ и АПНУ, РЗ и ЧДА.

6.1.2 В отдельных случаях (не относящихся к 6.1.1) при установке на объекте электроэнергетики устройств РЗА, в которых производителем аппаратуры реализованы функции РЗ и ПА в одном устройстве, на стадии разработки рабочей документации должны быть предусмотрены технические решения, предотвращающие возможность одновременного отказа функций РЗ и ПА при неисправности устройства (отказ по общей причине), а именно:

- аппаратное резервирование устройств РЗА;

- выполнение комплекса технических мероприятий по обеспечению принципов «ближнего резервирования», в том числе разделение питания основных и резервных устройств по оперативному току, выполнение измерительных цепей тока и цепей напряжения от разных источников, несовмещение выходных цепей основных и резервных устройств РЗА, действие на различные электромагниты отключения выключателей и т. п.

6.1.3 Допускается передача посредством одного УПАСК (в одном канале) команд и сигналов РЗ и ПА.

6.1.4 В распределительных сетях напряжением ниже 110 кВ допускается реализация функций ПА (АЧР, АОСН) в терминалах РЗ.

6.1.5 Не допускается совмещение в одном устройстве функций АПНУ с другими функциями ПА, обеспечивающими живучесть энергосистем.

6.1.6 В ЕЭС России не допускается совмещение в одном устройстве функций РЗ и ЧДА.

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 Реализацию УВ от устройств и комплексов ПА на ОГ, ОН, ДС, изменение топологии электрической сети следует осуществлять без использования технических средств АСУ ТП объекта электроэнергетики.

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

6.6 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 следует осуществлять как на самом устройстве ПА, так и дистанционно.

6.7 При неисправности измерительных цепей тока и (или) напряжения устройство ПА, в алгоритмах которого используют измерения тока и (или) напряжения, должно автоматически блокировать выполнение функций ПА.

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

6.9 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.

6.10 Устройство ПА должно удовлетворять требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям по электромагнитной совместимости, электробезопасности и информационной безопасности, предусмотренным национальным законодательством. На объектах электроэнергетики должен быть проведен анализ электромагнитной обстановки и при необходимости разработаны и реализованы мероприятия по приведению уровня помех к допустимому.

6.11 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.

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

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

6.14 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;
- методика расчета настройки устройств ПА;
- 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 и 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 должен использоваться ОИК соответствующего диспетчерского центра субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

7.2 Суммарное время измерения и передачи телеметрической информации (телеизмерений, телесигнализации) с объектов электроэнергетики в диспетчерский центр 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 следует предусматривать 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 должна быть предусмотрена 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, РЗ, 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 и напряжения, предназначенным для релейной защиты и автоматики.

8 Требования по применению синхронизированных векторных измерений параметров электроэнергетического режима для задач противоаварийного управления (применяется в ЕЭС России)

8.1 Для контроля эффективности противоаварийного управления, проверки корректности используемых при проектировании и эксплуатации ПА расчетных моделей энергосистем, повышения достоверности оценивания режима в ЦСПА, организации противоаварийного управления с использованием синхронизированных векторных измерений параметров электроэнергетического режима на подстанциях напряжением 500 кВ и выше и на ТЭС, АЭС и ГЭС с установленной мощностью 500 МВт и

выше должны устанавливаться программно-технические комплексы системы мониторинга переходных режимов (ПТК СМПР).

8.2 Технические задания на проектирование и проекты установки ПТК СМПР на объектах электроэнергетики должны быть согласованы с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

УДК 621.311:006.354 МКС 27.010

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

Редактор *А.П. Корпусова*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *Е.Д. Дульнева*
Компьютерная верстка *Л.А. Круговой*

Сдано в набор 13.03.2017. Подписано в печать 15.03.2017. Формат 60 ×84 1/8. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 2,79. Уч.-изд. л. 2,52. Тираж 29 экз. Зак. 462.
Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Издано и отпечатано во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», 123995 Москва, Гранатный пер., 4
gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru