ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 55105— 2019

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
2020

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Акционерным обществом «Системный оператор Единой энергетической системы» (АО «СО ЕЭС»)

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 016 «Электроэнергетика»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 декабря 2019 г. № 1484-ст

4 ВЗАМЕН ГОСТ Р 55105—2012

*Правила применения настоящего стандарта установлены в статье 26 Федерального закона от 29 июня 2015 г. № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации». 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 Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (*gost.e-ecolog.ru

© Стандартинформ, оформление, 2020

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 Нормативные ссылки 1
3 Термины и определения 2
4 Сокращения 3
5 Общие требования к организации автоматического противоаварийного управления 5
6 Виды противоаварийной автоматики 6
6.1 Общие положения 6
6.2 Автоматика предотвращения нарушения устойчивости 7
6.3 Автоматика ликвидации асинхронного режима 10
6.4 Автоматика ограничения снижения частоты 12
6.5 Автоматика ограничения повышения частоты 13
6.6 Автоматика ограничения снижения напряжения 13
6.7 Автоматика ограничения повышения напряжения 13
6.8 Автоматика ограничения перегрузки оборудования 14
7 Управляющие воздействия противоаварийной автоматики 15
7.1 Общие требования 15
7.2 Кратковременная (импульсная) разгрузка турбин энергоблоков тепловых и атомных электростанций и длительная разгрузка турбин энергоблоков тепловых и атомных электростанций и гидроагрегатов гидроэлектростанций 16
7.3 Отключение генераторов 16
7.4 Отключение нагрузки потребителей электрической энергии 16
7.5 Деление энергосистемы на несинхронно работающие части 17
7.6 Автоматическая загрузка генераторов 17
7.7 Электрическое торможение генераторов 17
7.8 Изменение топологии электрической сети 17
7.9 Изменение режимов работы и эксплуатационного состояния управляемых элементов электрической сети (вставок постоянного тока, передач постоянного тока, установок поперечной и продольной компенсации) 17
8 Общие требования к устройствам и комплексам противоаварийной автоматики 17
Библиография 20

Введение

Настоящий стандарт входит в группу национальных стандартов Российской Федерации, регламентирующих вопросы автоматического противоаварийного управления режимами энергосистем и устанавливающих требования к устройствам и комплексам противоаварийной автоматики.

Стандарт разработан с учетом требований правил [1], [2], [3] и в развитие их положений. Стандарт содержит правила организации автоматического противоаварийного управления электроэнергетическими режимами энергосистем, определяет назначение, функции, область применения видов противоаварийной автоматики и общие требования к устройствам и комплексам противоаварийной автоматики. В отдельных национальных стандартах устанавливаются основные требования к устройствам противоаварийной автоматики, обеспечивающие выполнение противоаварийной автоматикой соответствующих видов своих функций в электроэнергетической системе.

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

Дата введения — 2020—03—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает нормы и требования к организации автоматического противоаварийного управления электроэнергетическими режимами энергосистем, определяет назначение, функции, условия применения видов противоаварийной автоматики и общие требования к устройствам и комплексам противоаварийной автоматики.

1.2 Настоящий стандарт распространяется на субъекты оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, иные субъекты электроэнергетики, потребителей электрической энергии, организации, осуществляющие деятельность по разработке устройств (комплексов) и алгоритмов функционирования противоаварийной автоматики, проектные и научно-исследовательские организации.

Требования настоящего стандарта должны учитываться при планировании (проектировании) развития электроэнергетической системы, проектировании, строительстве, реконструкции, модернизации и техническом перевооружении объектов электроэнергетики, подготовке и согласовании технических условий на технологическое присоединение объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии к электрическим сетям, разработке схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии, схем внешнего электроснабжения энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, проектной документации для их технологического присоединения к электрическим сетям, создании (модернизации) устройств и комплексов релейной защиты и автоматики.

1.3 Технические требования к организации и осуществлению эксплуатации устройств и комплексов противоаварийной автоматики, в том числе к их оперативному и техническому обслуживанию, настоящим стандартом не регламентируются.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ Р 55438 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и эксплуатации. Общие требования

ГОСТ Р 57114 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения

Издание официальное

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ Р 57114, а также следующие термины с соответствующими определениями:

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

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

3.3 **деление энергосистемы:** Разделение энергосистемы на две или более несинхронно работающие части.

3.4 **длительность цикла асинхронного режима:** Период времени между двумя последовательными моментами времени, в которые напряжение в электрическом центре качаний снижается до нуля.

3.5 **дублированный режим передачи информации:** Передача информации одновременно по двум независимым каналам связи, за исключением случаев вывода одного из независимых каналов связи из работы по каким-либо причинам.

3.6 **защищаемый элемент:** Линия электропередачи, трансформатор (автотрансформатор), ошиновка, линейное оборудование (высокочастотные заградители и трансформаторы тока) и оборудование присоединения линии электропередачи к подстанции (электростанции), допустимые режимы работы которых обеспечивает устройство или комплекс противоаварийной автоматики.

3.7 **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.

3.8 **команда противоаварийной автоматики:** Команда на реализацию управляющего воздействия, формируемая устройством или комплексом противоаварийной автоматики.

3.9 **комплекс автоматики предотвращения нарушения устойчивости;** комплекс АПНУ: Комплекс противоаварийной автоматики, выполняющий функции автоматики предотвращения нарушения устойчивости.

3.10 **многочастотный асинхронный режим:** Асинхронный режим энергосистемы, характеризующийся наличием трех и более групп несинхронно вращающихся генераторов.

3.11 **начало цикла асинхронного режима:** Момент времени в течение асинхронного режима, в который напряжение в электрическом центре качаний снижается до нуля.

3.12 **независимые каналы связи:** Каналы связи, организация которых исключает возможность их одновременного отказа (вывода из работы) по общей причине за счет организации каналов связи в разных линиях связи, не имеющих общих линейно-кабельных сооружений, или в разных средах распространения с соответствующим выбором трасс прохождения каналов связи, применением основного и резервного оборудования связи и электропитания.

3.13 **непосредственное измерение режимного параметра:** Измерение какого-либо режимного параметра, выполняемое непосредственно на объекте установки устройства противоаварийной автоматики без использования телеметрической информации.

3.14 **прямое измерение режимного параметра:** Измерение какого-либо режимного параметра, выполняемое устройством противоаварийной автоматики непосредственно без использования промежуточных измерительных датчиков.

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

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

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

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

3.19 **таблица управляющих воздействий;** ТУВ: Определенные для каждого пускового органа вид, объем, место (направление) реализации управляющих воздействий, команды противоаварийной автоматики в зависимости от схемы сети, доаварийного перетока активной мощности в заданных сечениях и дополнительных параметров (температуры наружного воздуха или сезона и т. п.).

3.20 **таблица управляющих воздействий локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости;** ТУВ ЛАПНУ: Актуальная таблица управляющих воздействий, сформированная на основе таблицы параметров настройки устройства локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости, включающей заданные для каждого пускового органа вид, объем и место (направление) реализации управляющих воздействий в заданных сечениях в зависимости от схемы сети, доаварийного перетока активной мощности в заданных сечениях и дополнительных параметров (температуры наружного воздуха или сезона и т. п.).

3.21 **таблица управляющих воздействий централизованной системы противоаварийной автоматики;** ТУВ ЦСПА: Таблица управляющих воздействий, рассчитанная программно-техническим комплексом верхнего уровня централизованной системы противоаварийной автоматики.

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

3.23 **устройство локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости;** устройство ЛАПНУ: Устройство, обеспечивающее в соответствии с таблицей управляющих воздействий локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости или (и) таблицей управляющих воздействий централизованной системы противоаварийной автоматики выбор видов, объемов, мест (направлений) реализации управляющих воздействий и выдачу команд противоаварийной автоматики в зависимости от схемы сети, доаварийного перетока активной мощности в заданных сечениях и дополнительных параметров (температуры наружного воздуха или сезона и т. п.) для заданных пусковых органов.

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

3.25 **фазовый угол:** Угол между векторами напряжения в узлах энергосистемы.

3.26 **цикл асинхронного режима:** Изменение на 360° относительного угла между векторами электродвижущей силы несинхронно работающих генераторов.

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

4 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

АДВ — автоматическая дозировка воздействий;

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 нарушения устойчивости;

АРКЗ — автоматика разгрузки при коротких замыканиях;

АРО СГО — автоматика разгрузки при отключении линии электропередачи, сетевого и (или) генерирующего оборудования;

АРПМ — автоматика разгрузки при перегрузке по мощности;

АСУ ТП — автоматизированная система управления технологическими процессами объекта электроэнергетики;

АЧВР — автоматический частотный ввод резерва;

АЧР — автоматическая частотная разгрузка;

АЭС — атомная электростанция;

БН — реактор на быстрых нейтронах;

БНН — блокировка при неисправности цепей напряжения;

ВН — высокое напряжение;

ГАЭС — гидроаккумулирующая электростанция;

ГРАМ — групповой регулятор активной мощности;

ГЭС — гидроэлектростанция;

ДАР — дополнительная автоматическая разгрузка;

ДРТ — длительная разгрузка турбин энергоблоков и гидроагрегатов;

ДС — деление энергосистемы;

ДЦ — диспетчерский центр субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;

ЕЭС России — Единая энергетическая система России;

ИО — измерительный орган;

КПР — контроль предшествующего режима;

КРТ — кратковременная разгрузка турбин энергоблоков;

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;

РБМК — реактор большой мощности канальный;

РЗ — релейная защита;

РЗА — релейная защита и автоматика;

РИСЭ — резервный источник снабжения электрической энергией;

САУ ГА — система автоматического управления гидроагрегатом;

СКРМ — средство компенсации реактивной мощности;

СМПР — система мониторинга переходных электрических режимов;

СН — среднее напряжение;

ТМ — телемеханика;

ТН — трансформатор напряжения;

ТТ — трансформатор тока;

ТУВ — таблица управляющих воздействий;

ТЭС — тепловая электростанция;

УВ — управляющее воздействие;

УПАСК — устройство передачи (приема) аварийных сигналов и команд;

УРОВ — устройство резервирования при отказе выключателя;

ФОБ — фиксация отключения блока;

ФОЛ — фиксация отключения линии электропередачи;

ФОСШ — фиксация отключения системы (секции) шин;

ФОТ — фиксация отключения трансформатора (автотрансформатора);

ФТКЗ — фиксация тяжести короткого замыкания;

ЦСПА — централизованная система противоаварийной автоматики;

ЧАПВ — частотное автоматическое повторное включение;

ЧДА — частотная делительная автоматика;

ЭЦК — электрический центр качаний.

5 Общие требования к организации автоматического противоаварийного управления

5.1 В ЕЭС России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах должно быть организовано автоматическое противоаварийное управление, предназначенное для выявления, предотвращения развития и ликвидации аварийного режима энергосистемы.

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

- предотвращение нарушения устойчивости;
- ликвидация асинхронных режимов;
- ограничение снижения частоты;
- ограничение повышения частоты;
- ограничение снижения напряжения;
- ограничение повышения напряжения;
- предотвращение недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования.

5.3 Для реализации функций противоаварийного управления должны использоваться:

- устройства измерения параметров режима электроэнергетической системы и текущих объемов УВ;
- устройства фиксации состояния ЛЭП, сетевого и генерирующего оборудования;
- пусковые устройства (органы);
- исполнительные устройства (органы);
- устройства АДВ, выполняющие выбор УВ;
- устройства приема-передачи доаварийной и аварийной информации, сигналов и команд управления и каналы передачи указанной информации.

5.4 Для реализации функции предотвращения нарушения устойчивости должны использоваться ЦСПА или комплексы АПНУ.

5.5 Для реализации функций автоматической ликвидации асинхронного режима, ограничения снижения или повышения частоты, ограничения снижения или повышения напряжения, предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования должны использоваться устройства, реализующие функции противоаварийного управления на основе информации о параметрах электроэнергетического режима, полученной путем их непосредственного и прямого измерения на объекте установки устройства.

5.6 Выполнение функций противоаварийного управления должно обеспечиваться посредством реализации следующих УВ:

- кратковременная (импульсная) разгрузка турбин энергоблоков ТЭС и АЭС и длительная разгрузка турбин энергоблоков ТЭС и АЭС и гидроагрегатов ГЭС;
- ОГ;
- ОН потребителей электрической энергии;
- ДС на несинхронно работающие части;
- АЗГ;
- электрическое торможение;
- изменение топологии электрической сети;
- изменение режимов работы и эксплуатационного состояния управляемых элементов электрической сети.

5.7 Создание (модернизацию) и эксплуатацию устройств и комплексов ПА следует осуществлять в соответствии с требованиями правил [1] и ГОСТ Р 55438.

6 Виды противоаварийной автоматики

6.1 Общие положения

ПА подразделяется на следующие виды:

- АПНУ, включающая АРО СГО, АРПМ и АРКЗ;
- АЛАР;
- АОПН;
- АОСН;
- АОПО;
- АОПЧ;
- АОСЧ, включающая АЧВР, АЧР, ДАР, ЧДА и ЧАПВ.

Классификация видов ПА приведена на рисунке 1.

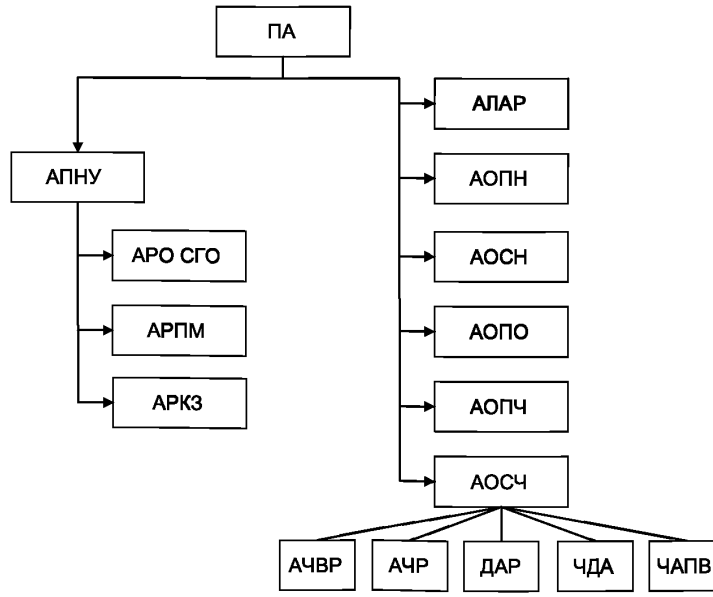


Рисунок 1 — Виды ПА

6.2 Автоматика предотвращения нарушения устойчивости

6.2.1 Общие требования

6.2.1.1 АПНУ должна реализовываться одним из следующих способов (определяется при проектировании):

- ЦСПА;
- комплекс АПНУ.

6.2.1.2 ЦСПА предназначена для предотвращения нарушения устойчивости энергосистемы (части энергосистемы) и обеспечения допустимых параметров электрического режима.

6.2.1.3 ЦСПА должна состоять из:

- ПТК верхнего уровня, устанавливаемого в ДЦ;
- одного или нескольких комплексов АПНУ, устанавливаемых на объектах электроэнергетики;
- оборудования и каналов передачи данных для обмена информацией между ПТК верхнего уровня и устройством ЛАПНУ, входящим в состав каждого комплекса АПНУ.

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

- прием и обработка телеметрической информации из ОИК ДЦ, данных системы мониторинга переходных режимов;
- оценивание состояния электрического режима;
- формирование расчетной модели для текущей схемно-режимной ситуации на основании телеметрической информации, данных системы мониторинга переходных режимов;
- определение вида, объема и мест (направлений) реализации УВ для заданного набора пусковых органов и формирование ТУВ на основе расчета электроэнергетического режима;
- передача в устройства ЛАПНУ ТУВ ЦСПА для заданного для них набора пусковых органов;
- обмен технологической информацией (эквиваленты для расчетных моделей ЦСПА, допустимые небалансы активной мощности, информация для оптимизации выбора УВ) с ЦСПА смежных энергосистем.

6.2.1.5 Длительность расчетного цикла ЦСПА не должна превышать 30 с.

6.2.1.6 ПТК верхнего уровня должен обеспечивать прием технологической информации от устройств ЛАПНУ (состояние устройства, протоколы срабатывания пусковых органов и выдачи УВ, режимные уведомления и др.).

6.2.1.7 Для ПТК верхнего уровня в качестве источника информации о параметрах электроэнергетического режима и состояния ЛЭП и оборудования должен использоваться ОИК ДЦ.

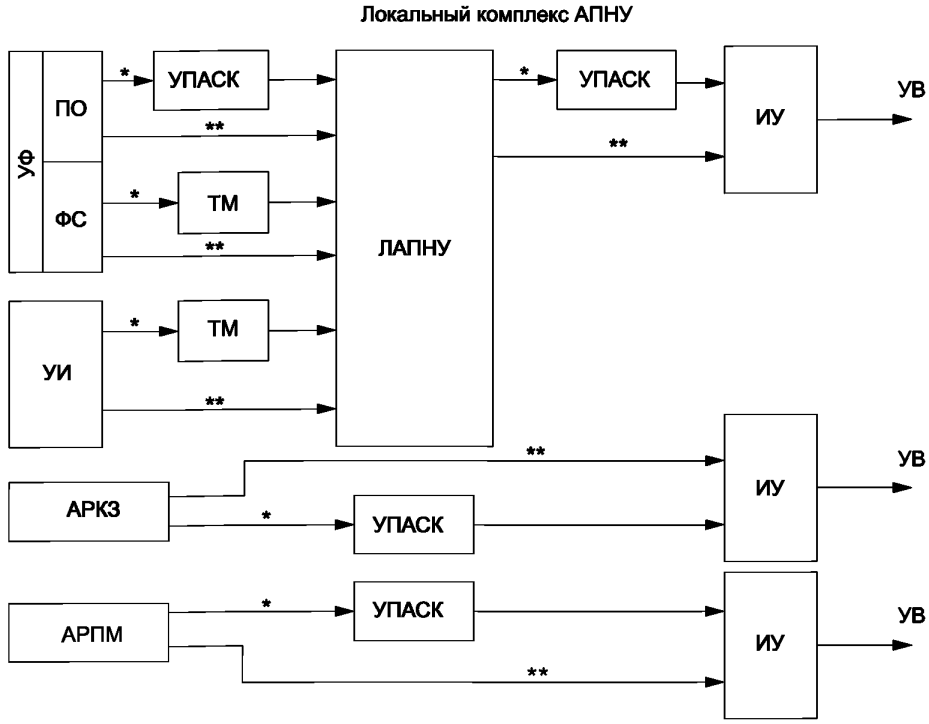
6.2.1.8 Объем передаваемой в ПТК верхнего уровня телеметрической информации из ОИК ДЦ данных системы мониторинга переходных режимов должен обеспечивать корректное формирование расчетной модели для актуальной схемно-режимной ситуации.

6.2.1.9 Устройства ЛАПНУ в составе ЦСПА (низовые устройства) должны обеспечивать выполнение следующих функций:

- получение и обработка доаварийной информации;
- возможность выбора УВ из ТУВ ЛАПНУ и (или) ТУВ ЦСПА для заданного набора пусковых органов;
- выдача команд противоаварийного управления на реализацию УВ при поступлении аварийного сигнала пускового органа в соответствии с ТУВ ЛАПНУ и (или) ТУВ ЦСПА;
- обмен информации с ПТК верхнего уровня (состояние устройства, протоколы срабатывания пусковых органов и выдачи УВ, режимные уведомления и др.) по двум независимым цифровым каналам связи;
- автоматический переход в автономный режим при выявлении неисправности ПТК верхнего уровня или цифровых каналов связи с ним.

6.2.1.10 Для обмена информацией, необходимой для функционирования ЦСПА, между каждым из устройств ЛАПНУ в составе ЦСПА и ПТК верхнего уровня ЦСПА должно быть организовано два независимых цифровых канала связи, пропускная способность которых должна быть не менее 128 кбит/с.

6.2.1.11 Состав устройств, входящих в комплексы АПНУ, в зависимости от реализуемых функций приведен на рисунке 2.



УФ — устройства фиксации отключения и фиксации состояния линий электропередачи, электросетевого и генерирующего оборудования; ПО — пусковой орган; ФС — фиксация состояния линий электропередачи, электросетевого и генерирующего оборудования; ИУ — исполнительное устройство; УИ — устройства, осуществляющие измерение доаварийных значений параметров, необходимых для функционирования комплекса АПНУ; * — состав устройств, входящих в комплексы АПНУ, при размещении на разных объектах электроэнергетики; ** — состав устройств, входящих в комплексы АПНУ, при размещении на одном объекте электроэнергетики

Рисунок 2 — Структура комплекса АПНУ

6.2.1.12 Устройство ЛАПНУ должно обеспечивать выбор видов, объемов и мест (направлений) реализации УВ и выдачу УВ (АДВ) в зависимости от схемы сети, доаварийного перетока активной мощности в заданных сечениях и дополнительных параметров (температуры наружного воздуха или сезона и т. п.) для заданных пусковых органов.

6.2.1.13 Выбор видов, объемов и мест (направлений) реализации УВ необходимо осуществлять:

- при работе в составе ЦСПА — из ТУВ ЦСПА;
- при работе в автономном режиме — из ТУВ ЛАПНУ.

Допускается при работе устройства ЛАПНУ в составе ЦСПА осуществлять выбор видов, объемов и мест (направлений) реализации УВ из ТУВ ЛАПНУ для части заданных пусковых органов.

6.2.1.14 На объекте электроэнергетики следует устанавливать два устройства ЛАПНУ, резервирующие друг друга.

6.2.1.15 Для передачи информации, обеспечивающей функционирование АПНУ (телеметрическая информация, данные СМПР, аварийные сигналы и команды, иное), должно быть организовано не менее двух независимых каналов связи в каждом направлении передачи информации и использоваться дублированный режим передачи информации.

6.2.1.16 Суммарное время на измерение и передачу телеметрической информации, данных системы мониторинга переходных режимов в устройство ЛАПНУ не должно превышать 1 с.

6.2.1.17 Измерительные цепи устройства ЛАПНУ следует подключать к цепям измерения измерительных ТТ с обмоткой класса точности не хуже 0,5.

6.2.1.18 Устройства ЛАПНУ следует устанавливать на объектах электроэнергетики.

6.2.2 Автоматика разгрузки при отключении ЛЭП, сетевого и генерирующего оборудования

6.2.2.1 АРО СГО предназначена для предотвращения нарушения статической устойчивости при отключении ЛЭП, трансформаторного оборудования, генерирующего оборудования, систем (секций) шин.

6.2.2.2 АРО СГО должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- фиксация отключения ЛЭП, сетевого и генерирующего оборудования;
- фиксация состояния ЛЭП, сетевого и генерирующего оборудования;
- КПР;
- выбор вида, объема и мест (направлений) реализации УВ;
- выдача УВ.

6.2.2.3 В АРО СГО должны использоваться следующие пусковые факторы или их сочетания:

- отключение ЛЭП;
- отключение систем (секций) шин;
- отключение генерирующего оборудования;
- отключение трансформаторного оборудования.

6.2.2.4 КПР следует осуществлять посредством измерения доаварийного перетока активной мощности в сечении.

6.2.2.5 В качестве УВ для АРО СГО должны использоваться следующие УВ:

- ОН потребителей электрической энергии в дефицитной части энергосистемы;
- КРТ с последующей ДРТ электрических станций в избыточной части энергосистемы;
- ОГ в избыточной части энергосистемы.

6.2.2.6 Для выполнения функций фиксации отключения и фиксации состояния ЛЭП, сетевого и генерирующего оборудования должны использоваться устройства ФОЛ, ФОТ, ФОБ, ФОСШ.

6.2.2.7 Необходимость установки устройств ФОЛ, ФОТ, ФОБ, ФОСШ должна определяться проектными решениями.

6.2.2.8 Факт отключения генерирующего оборудования должен фиксироваться при ручном и автоматическом (в том числе при работе технологических защит, действующих на закрытие стопорных клапанов турбины) отключении генерирующего оборудования.

6.2.2.9 Автоматическая фиксация состояния ЛЭП должна выполняться с двух сторон следующим образом:

- состояние ЛЭП «в работе» должно фиксироваться при включении ЛЭП с двух сторон;
- состояние ЛЭП «в ремонте» должно фиксироваться при трехфазном отключении ЛЭП с любой стороны.

Для трехконцевых ЛЭП принципы фиксации состояния ЛЭП должны определяться проектными решениями.

6.2.2.10 Для реализации функций КПР, выбора вида, объема и мест (направлений) реализации УВ и выдачи УВ следует использовать устройства ЛАПНУ.

6.2.3 Автоматика разгрузки при перегрузке по мощности

6.2.3.1 АРПМ предназначена для ликвидации перегрузки сечения электрической сети по активной мощности.

6.2.3.2 АРПМ должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- измерение перетока активной мощности в сечении или фазового угла между векторами напряжения;
- выбор вида, объема и мест (направлений) реализации УВ;
- выдача УВ.

6.2.3.3 В АРПМ должны использоваться следующие пусковые факторы:

- превышение перетоком активной мощности заданной величины (устройство АРПМ с пусковым органом по активной мощности);
- превышение фазовым углом между векторами напряжения заданной величины (устройство АРПМ с пусковым органом по фазовому углу).

6.2.3.4 В качестве УВ для АРПМ должны использоваться следующие УВ:

- ОН в дефицитной части энергосистемы;
- КРТ с последующей ДРТ электрических станций в избыточной части энергосистемы;
- ОГ в избыточной части энергосистемы.

6.2.3.5 Не допускается использование устройства АРПМ для предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования.

6.2.3.6 Суммарное время на измерение и передачу телеметрической информации, данных системы мониторинга переходных режимов в устройство АРПМ не должно превышать 500 мс.

6.2.3.7 Передачу телеметрической информации, данных системы мониторинга переходных режимов в устройство АРПМ необходимо осуществлять по двум независимым каналам связи в дублированном режиме передачи информации.

6.2.3.8 Измерительные цепи устройства АРПМ следует подключать к цепям измерения измерительных ТТ с обмоткой класса точности не хуже 0,5.

6.2.4 Автоматика разгрузки при коротких замыканиях

6.2.4.1 АРКЗ предназначена для предотвращения нарушения динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанций.

6.2.4.2 АРКЗ должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- ФТКЗ;
- КПР;
- выбор вида, объема и мест (направлений) реализации УВ;
- выдача УВ.

6.2.4.3 ФТКЗ следует выполнять путем непосредственного и прямого измерения одного или нескольких из следующих параметров во время короткого замыкания:

- величины сброса активной мощности электростанции (отдельных генераторов или групп генераторов электростанции);
- величины напряжения на шинах электростанции (подстанции согласно 6.2.4.9);
- величины угла между электродвижущей силой и напряжением на шинах генераторов электростанции,
- с учетом длительности короткого замыкания.

Не допускается использование иных факторов для ФТКЗ.

6.2.4.4 КПР следует осуществлять посредством измерения одного или нескольких из следующих параметров:

- доаварийной суммарной активной мощности электростанции;
- доаварийной активной мощности отдельных генераторов;
- доаварийной суммарной активной мощности группы генераторов электростанции;
- доаварийного перетока активной мощности в полном или частичном (при наличии обоснований) сечении выдачи мощности электростанции.

6.2.4.5 Допускается использование в АРКЗ аварийных сигналов, формируемых устройствами фиксации отключения ЛЭП, сетевого и генерирующего оборудования с целью оптимизации УВ.

6.2.4.6 АРКЗ необходимо реализовывать одним из следующих способов:

- отдельное устройство АРКЗ;
- совокупность отдельного устройства ФТКЗ и устройства ЛАПНУ, реализующего функции КПР, выбора вида, объема и мест (направлений) реализации УВ и выдачи УВ.

6.2.4.7 В качестве УВ для АРКЗ следует использовать КРТ (в том числе с последующей ДРТ), ОГ, изменение топологии сети или электрическое торможение.

6.2.4.8 Измерительные цепи устройства АРКЗ (ФТКЗ) необходимо подключать ко вторичной обмотке ТТ класса точности 10Р (5Р). Устройство АРКЗ (ФТКЗ) следует подключать не менее чем к двум ТН.

6.2.4.9 Устройства АРКЗ необходимо устанавливать на электростанциях. Допускается установка АРКЗ на подстанции, если электростанция не имеет собственного распределительного устройства или установка АРКЗ на подстанции обеспечивает динамическую устойчивость генерирующего оборудования нескольких электростанций.

6.3 Автоматика ликвидации асинхронного режима

6.3.1 АЛАР предназначена для ликвидации асинхронных режимов отдельных генераторов, электростанций и частей энергосистем.

6.3.2 АЛАР следует применять вне зависимости от использования АПНУ.

6.3.3 Автоматическая ликвидация асинхронных режимов реализуется совокупностью устройств АЛАР, устанавливаемых на объектах электроэнергетики.

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

6.3.5 Устройства АЛАР должны ликвидировать асинхронный режим в полнофазном режиме.

6.3.6 На каждой связи, по которой возможен асинхронный режим, необходимо обеспечить:

- селективное выявление асинхронного режима;
- ликвидацию асинхронного режима двумя устройствами АЛАР при нахождении ЭЦК в любой точке связи.

6.3.7 Асинхронный режим с ЭЦК на ЛЭП должны выявлять два устройства АЛАР, установленные на разных объектах электроэнергетики.

На межгосударственных ЛЭП при отсутствии возможности установки устройств АЛАР на разных объектах электроэнергетики по согласованию с субъектом оперативно-диспетчерского управления допускается установка двух устройств АЛАР на одном объекте электроэнергетики.

При установке устройств АЛАР на одном объекте электроэнергетики следует обеспечивать:

- разделение питания устройств АЛАР по оперативному току;
- выполнение измерительных цепей тока и цепей напряжения устройств АЛАР от разных источников;
- отсутствие совмещения выходных цепей устройств АЛАР;
- действие устройств АЛАР на различные электромагниты отключения выключателей.

6.3.8 На всех генераторах АЭС и на всех генераторах мощностью 500 МВт и выше на ТЭС и ГЭС необходимо устанавливать два устройства АЛАР.

Необходимость установки устройств АЛАР на генераторах мощностью менее 500 МВт на ТЭС и ГЭС должна определяться проектными решениями.

6.3.9 При необходимости установки устройств АЛАР на двух и более генераторах, подключенных к общим шинам посредством одного выключателя, допускается установка двух устройств АЛАР, включенных на суммарный ток данных генераторов.

6.3.10 Алгоритм функционирования устройств АЛАР в электрической сети напряжением 220 кВ и выше и устройств АЛАР на генераторах должен обеспечивать выявление ЭЦК. В электрической сети напряжением 150 кВ и ниже допускается применение устройств АЛАР, не обеспечивающих выявление ЭЦК.

6.3.11 Устройства АЛАР должны действовать на ДС или ОГ. Реализация УВ с целью ресинхронизации не допускается.

6.3.12 Действие устройств АЛАР на ДС на несинхронно работающие части должно производиться посредством отключения ЛЭП и (или) автотрансформаторов с запретом АПВ всех отключаемых выключателей. При этом отключение должно осуществляться:

- ЛЭП 330 кВ и выше — с двух сторон;
- ЛЭП 220 кВ и ниже — с двух сторон при наличии каналов для передачи команды на телеотключение;
- автотрансформаторов — со стороны высокого и среднего напряжения.

6.3.13 Элементы электрической сети, отключаемые действием устройств АЛАР, необходимо определять с учетом:

- наличия на отключаемом элементе ЭЦК;
- минимизации небалансов активной мощности в разделяемых частях энергосистемы;
- минимизации количества отключаемых выключателей.

6.3.14 Для минимизации небалансов активной мощности в разделяемых частях энергосистемы допускается действие устройств АЛАР на ДС на смежном объекте электроэнергетики при условии действия последней ступени этого устройства АЛАР на ДС на объекте электроэнергетики, на котором оно установлено.

6.3.15 Алгоритм функционирования устройств АЛАР, установленных на связи с промежуточными подстанциями, должен обеспечивать возможность настройки, исключающей обесточивание нагрузки промежуточных подстанций при реализации УВ.

6.3.16 Устройства АЛАР, устанавливаемые на генераторах, должны обеспечивать выявление и ликвидацию асинхронного режима возбужденного генератора относительно электростанции посредством его отключения.

6.3.17 При реализации в отдельном или многофункциональном устройстве ПА функции АЛАР генератора, работающего по схеме «блок генератор—трансформатор», необходимо предусматривать действие разных ступеней устройства АЛАР на выключатели разных классов напряжения (при их наличии).

6.3.18 Первые ступени устройств АЛАР, установленных на генерирующем оборудовании, должны выдавать УВ на ОГ до начала второго цикла асинхронного режима.

6.3.19 Первые ступени устройств АЛАР, установленные в электрической сети напряжением 330 кВ и выше, должны выдавать УВ на ДС до начала второго цикла асинхронного режима.

6.3.20 Устройства АЛАР, установленные на связях напряжением 220 кВ и ниже, должны выдавать УВ на ДС не ранее выдачи УВ на ДС устройств АЛАР, установленных на связях напряжением 330 кВ и выше, входящих в одно сечение асинхронного режима, но не позднее начала пятого цикла асинхронного режима.

6.3.21 Измерительные цепи устройства АЛАР необходимо подключать ко вторичной обмотке ТТ класса точности 10Р (5Р).

6.4 Автоматика ограничения снижения частоты

6.4.1 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.

6.4.2 Функции АОСЧ выполняют устройства АЧВР, АЧР, ДАР, ЧДА, ЧАПВ.

6.4.3 Автоматический частотный ввод резерва

6.4.3.1 АЧВР предназначен для снижения дефицита активной мощности в целях предотвращения срабатывания устройств АЧР или минимизации объема УВ, реализуемых действием устройств АЧР.

6.4.3.2 В АЧВР необходимо использовать пусковой фактор снижения частоты.

6.4.3.3 В качестве УВ для АЧВР следует использовать АЗГ.

6.4.3.4 Все ГЭС и ГАЭС суммарной установленной мощностью 50 МВт и выше, кроме ГЭС, не имеющих регулирующего водохранилища, должны быть оснащены устройствами АЧВР. Необходимость установки устройств АЧВР на ГЭС (ГАЭС) меньшей суммарной установленной мощности определяют на этапе проектирования.

6.4.4 Автоматическая частотная разгрузка

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

6.4.4.2 В АЧР должен использоваться пусковой фактор снижения частоты.

6.4.4.3 В качестве УВ для АЧР следует использовать ОН.

6.4.4.4 АЧР должна включать следующие подсистемы:

а) АЧР-1, обеспечивающую прекращение снижения частоты, в том числе:

1) спецочередь АЧР, предназначенную для предотвращения срабатывания основного объема АЧР и автоматической или оперативной разгрузки энергоблоков АЭС при снижении частоты ниже 49,0 Гц,

2) основной объем АЧР-1, предназначенный для уменьшения скорости и ограничения величины снижения частоты;

б) АЧР-2 несовмещенную, предназначенную для ограничения времени работы с пониженным уровнем частоты и для увеличения частоты после действия АЧР-1, а также ограничения снижения частоты при ее плавном снижении;

в) АЧР-2 совмещенную, предназначенную для увеличения частоты после действия АЧР-1, а также ограничения снижения частоты при ее плавном снижении.

6.4.5 Дополнительная автоматическая разгрузка

6.4.5.1 ДАР предназначена для обеспечения эффективной работы устройств АЧР-1.

6.4.5.2 В ДАР следует использовать пусковые факторы по отключению ЛЭП, сетевого или генерирующего оборудования. При обосновании отсутствия возможности использовать в ДАР пусковые факторы по отключению ЛЭП, сетевого или генерирующего оборудования допускается по согласованию с субъектом оперативно-диспетчерского управления использовать в ДАР пусковой фактор по скорости снижения частоты.

6.4.5.3 В качестве УВ для ДАР необходимо использовать ОН, реализуемое без выдержки времени.

6.4.5.4 Устройства ДАР следует использовать при вероятности возникновения аварийного дефицита активной мощности более 45 % и (или) скорости снижения частоты более 1,8 Гц/с.

6.4.6 Частотная делительная автоматика

6.4.6.1 ЧДА предназначена для предотвращения полного останова ТЭС при недопустимом снижении частоты в энергосистеме.

6.4.6.2 В ЧДА следует использовать пусковой фактор снижения частоты.

6.4.6.3 ЧДА необходимо реализовывать на всех ТЭС установленной мощностью 25 МВт и более и осуществлять выделение электростанций, их частей или отдельных энергоблоков (генераторов) на собственные нужды. При проектном обосновании допускается осуществлять выделение электростанций, их частей или отдельных энергоблоков (генераторов) на изолированный район нагрузки.

6.4.6.4 При невозможности реализации ЧДА по условиям работы ТЭС на электростанциях следует устанавливать РИСЭ для обеспечения живучести электростанции и электроснабжения собственных нужд. Мощность РИСЭ определяется при проектировании с учетом требований к живучести электростанции и нагрузки собственных нужд.

6.4.6.5 ИО ЧДА необходимо устанавливать на электростанциях. Установка ИО ЧДА на объектах электросетевого хозяйства не допускается.

6.4.7 Частотное автоматическое повторное включение

6.4.7.1 ЧАПВ предназначено для автоматического восстановления электроснабжения потребителей электрической энергии, нагрузка потребления которых отключена действием АЧР, в процессе восстановления частоты в энергосистеме.

6.4.7.2 В ЧАПВ следует использовать пусковой фактор повышения частоты.

6.4.7.3 В качестве УВ для ЧАПВ необходимо использовать включение нагрузки потребителей электрической энергии.

6.4.7.4 Устройства ЧАПВ рекомендуется устанавливать на подстанциях, на которых действиями оперативного персонала невозможно быстрое восстановление электроснабжения нагрузки потребителей электрической энергии, отключенной действием устройств АЧР.

6.5 Автоматика ограничения повышения частоты

6.5.1 АОПЧ предназначена для предотвращения недопустимого по величине и длительности повышения частоты в энергосистеме до уровня, при котором возможно срабатывание автоматов безопасности или технологических защит от повышения частоты вращения турбин ТЭС, ГЭС и АЭС.

6.5.2 В АОПЧ следует использовать пусковые факторы:

- повышение частоты;
- повышение частоты и скорость изменения частоты.

6.5.3 В качестве УВ для АОПЧ необходимо использовать ОГ, КРТ с последующей ДРТ или ДС с выделением генерирующего оборудования на собственные нужды или сбалансированный район.

6.5.4 Устройства АОПЧ следует устанавливать на электростанциях, расположенных в частях энергосистемы, выделение на изолированную работу которых возможно с избытком мощности, приводящим к недопустимому по величине и длительности повышения частоты для генерирующего оборудования.

6.5.5 Уставки устройств АОПЧ по частоте должны быть ниже уставок автоматов безопасности или технологических защит от повышения частоты вращения и находиться в диапазоне от 50,5 Гц до 53,0 Гц.

6.5.6 Ступени с уставками по скорости повышения частоты (при реализации в устройствах АОПЧ) следует резервировать ступенями с уставками по частоте.

6.5.7 Устройства АОПЧ необходимо подключать по цепям напряжения к двум ТН.

6.6 Автоматика ограничения снижения напряжения

6.6.1 АОСН предназначена для предотвращения недопустимого по величине и длительности снижения напряжения по условиям устойчивости генерирующего оборудования и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии.

6.6.2 В АОСН следует использовать пусковой фактор снижения напряжения.

6.6.3 В качестве УВ для АОСН необходимо использовать изменение режима работы или эксплуатационного состояния СКРМ, изменение топологии электрической сети или ОН.

6.6.4 Устройства АОСН следует подключать к двум ТН.

6.7 Автоматика ограничения повышения напряжения

6.7.1 АОПН предназначена для предотвращения недопустимого по величине и длительности повышения напряжения на оборудовании объектов электроэнергетики.

6.7.2 В АОПН следует использовать пусковой фактор повышения напряжения.

6.7.3 В качестве УВ для АОПН необходимо использовать изменение эксплуатационного состояния СКРМ, изменение топологии электрической сети или отключение ЛЭП.

6.7.4 Устройства АОПН следует устанавливать на всех ЛЭП 500 кВ и выше длиной более 200 км. Необходимость и места установки устройств АОПН на ЛЭП 500 кВ меньшей длины, а также на ЛЭП 330 кВ и ниже должны определяться проектными решениями.

6.7.5 Устройства АОПН необходимо устанавливать с каждой стороны ЛЭП.

6.7.6 Устройства АОПН должны обеспечивать контроль в каждой фазе величины и длительности повышения напряжения, величины и направления перетока реактивной мощности по ЛЭП, включенное/отключенное состояние выключателей ЛЭП, обеспечивать возможность контроля величины перетока активной мощности по ЛЭП.

Первая ступень должна контролировать действующее значение напряжения и срабатывать:

- с первой и промежуточными выдержками времени на изменение эксплуатационного состояния СКРМ;
- с последней выдержкой времени на отключение ЛЭП с двух сторон с запретом трехфазного АПВ.

Вторая ступень должна действовать с минимальной выдержкой времени на отключение ЛЭП с двух сторон с запретом трехфазного АПВ.

6.7.7 При действии устройства АОПН на отключение выключателей ЛЭП должен выполняться пуск УРОВ АОПН. Функция УРОВ АОПН может быть реализована как в составе устройства АОПН, так и в составе устройства, в котором реализована функция автоматики управления выключателем присоединения, на котором установлено устройство АОПН.

6.7.8 Устройства АОПН необходимо подключать к двум ТН.

6.8 Автоматика ограничения перегрузки оборудования

6.8.1 АОПО предназначена для предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования.

6.8.2 В АОПО следует использовать пусковой фактор повышения тока.

6.8.3 В качестве УВ для АОПО необходимо использовать:

- АЗГ в дефицитной части энергосистемы;
- ДРТ или КРТ с последующей ДРТ электрических станций в избыточной части энергосистемы;
- ОГ электрических станций в избыточной части энергосистемы;
- изменение режима работы и эксплуатационного состояния управляемых элементов электрической сети (вставок и передач постоянного тока);
- изменение топологии электрической сети;
- ОН в дефицитной части энергосистемы;
- отключение защищаемого элемента с запретом АПВ.

6.8.4 При необходимости реализации разных УВ при разных направлениях перетока активной мощности АОПО должна выбирать УВ с учетом направления перетока активной мощности по защищаемому элементу сети.

6.8.5 В устройствах АОПО должно предусматриваться не менее трех ступеней с контролем величины и длительности токовой нагрузки защищаемого элемента. При этом для каждой ступени должна быть предусмотрена возможность задания нескольких выдержек времени на срабатывание.

6.8.6 Действие устройства АОПО на отключение защищаемой ЛЭП с запретом АПВ должно производиться на:

- отключение и запрет АПВ выключателей ЛЭП на энергообъекте установки устройства АОПО (при наличии двух электромагнитов отключения выключателя действие на отключение должно выполняться на каждый такой электромагнит) без действия на пуск УРОВ выключателей;
- пуск команды «телеотключение» УПАСК (при наличии каналов передачи команды на телеотключение) для передачи на энергообъект на другой конец ЛЭП.

Команда «телеотключение» должна действовать через устройства РЗА на отключение и запрет АПВ выключателей ЛЭП (при наличии двух электромагнитов отключения выключателя действие на отключение должно выполняться на каждый такой электромагнит) и на пуск УРОВ выключателей ЛЭП.

Алгоритм функционирования устройства АОПО, установленного на ЛЭП с промежуточными подстанциями, должен обеспечивать возможность настройки, исключающей обесточивание нагрузки промежуточных подстанций при реализации УВ на отключение защищаемой ЛЭП с запретом АПВ.

6.8.7 Действие устройства АОПО на отключение защищаемого трансформатора (автотрансформатора) должно производиться:

- с первой выдержкой времени на отключение и запрет АПВ выключателей стороны ВН или СН трансформатора (автотрансформатора) (при наличии двух электромагнитов отключения выключателя действие на отключение должно выполняться на каждый такой электромагнит) без действия на пуск УРОВ данных выключателей;

- со второй выдержкой времени на отключение и запрет АПВ выключателей трансформатора (автотрансформатора) со всех сторон (при наличии двух электромагнитов отключения выключателя действие на отключение должно выполняться на каждый такой электромагнит) через устройства РЗА, в которых реализованы функции РЗ трансформатора (автотрансформатора), тем самым обеспечивая резервирование отказа выключателя ВН или СН трансформатора (автотрансформатора).

6.8.8 Измерительные цепи устройства АОПО следует подключать к цепям измерения измерительных ТТ с обмоткой класса точности не хуже 0,5 [допускается использование обмоток ТТ с классом точности 10Р (5Р) при наличии обоснований].

6.8.9 Измерение действующего значения тока и напряжения (при необходимости учета направления перетока активной мощности) необходимо осуществлять в месте установки устройства АОПО. В случае отсутствия ТН на защищаемом элементе, допускается измерение действующего напряжения на системе (секции) шин, к которой подключен защищаемый элемент.

7 Управляющие воздействия противоаварийной автоматики

7.1 Общие требования

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

7.1.2 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.

7.1.3 Состав подключенного к устройствам и комплексам ПА генерирующего оборудования для выполнения заданных субъектом оперативно-диспетчерского управления объемов АЗГ, ОГ, КРТ и ДРТ определяет собственник или иной законный владелец соответствующего генерирующего оборудования. Информацию о подключении (отключении) к устройствам ПА конкретной единицы генерирующего оборудования для выполнения заданных субъектом оперативно-диспетчерского управления объемов АЗГ, ОГ, КРТ и ДРТ следует автоматически передавать в ДЦ в виде телесигнала (подключен/отключен).

7.1.4 На одни и те же объемы УВ могут действовать разные виды ПА.

7.1.5 Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии должны передавать в ДЦ телеизмерения объемов ОН и ОГ, реализуемых устройствами и комплексами ПА. При отсутствии технической возможности передачи телеизмерения объемов ОН субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии передают информацию о величине нагрузки потребления электрической энергии, подключенной к ОН, с периодичностью, определенной ДЦ.

7.1.6 Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии два раза в год (в третью среду июня и третью среду декабря) при проведении контрольных замеров потокораспределения, нагрузок и уровней напряжения выполняют измерения объемов ОН и предоставляют результаты указанных измерений в ДЦ.

7.1.6.1 При необходимости по заданиям ДЦ, но не чаще чем один раз в месяц субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии проводят внеочередные измерения объемов ОН и предоставляют результаты указанных измерений в ДЦ.

7.1.6.2 При этом сетевые организации при получении от ДЦ заданий на проведение контрольных (внеочередных) замеров наряду с проведением таких замеров на принадлежащих им объектах электросетевого хозяйства также организуют проведение контрольных (внеочередных) замеров собственниками или иными законными владельцами объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок, технологически присоединенных к электрическим сетям таких сетевых организаций, либо непосредственно осуществляют замеры на соответствующих объектах (установках) в случае, если договором об оказании услуг по передаче электрической энергии или договором энергоснабжения предусмотрено, что указанные действия выполняют сетевые организации.

7.1.6.3 Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии предоставляют результаты проведенных (организованных) ими контрольных (внеочередных) замеров в ДЦ непосредственно при получении задания на проведение замеров от ДЦ или через сетевую организацию, к электрическим сетям которой присоединены принадлежащие им объекты электроэнергетики и энергопринимающие установки, и в случаях, указанных в подпункте 7.1.6.2, в установленном ДЦ формате в течение 10 рабочих дней со дня проведения соответствующего замера.

7.2 Кратковременная (импульсная) разгрузка турбин энергоблоков тепловых и атомных электростанций и длительная разгрузка турбин энергоблоков тепловых и атомных электростанций и гидроагрегатов гидроэлектростанций

7.2.1 КРТ используют для предотвращения нарушения динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанций.

7.2.2 КРТ в сочетании с ДРТ используют для предотвращения нарушения статической устойчивости, ограничения повышения частоты, предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования. ДРТ используют для предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования.

7.2.3 Технические характеристики КРТ и ДРТ должны определяться собственниками или иными законными владельцами ТЭС, АЭС и ГЭС на основе натурных испытаний разгрузки турбин энергоблоков и гидроагрегатов при вводе в работу или модернизации энергоблоков и гидроагрегатов, в том числе после замены (модернизации) их систем регулирования, и предоставляться в ДЦ.

7.2.4 При реализации КРТ и (или) ДРТ энергоблоков ТЭС, АЭС и гидроагрегатов ГЭС необходимо обеспечивать устойчивую работу генерирующего оборудования электростанций.

7.2.5 На вновь вводимых паровых турбинах блоков ТЭС и АЭС (кроме блоков АЭС с реакторами РБМК и БН) номинальной мощностью 500 МВт и выше должна быть предусмотрена возможность использования КРТ и ДРТ. Для обеспечения динамической устойчивости генерирующего оборудования скорость импульсной разгрузки должна быть максимальной без выхода технологических параметров генерирующего оборудования за пределы допустимых значений. Необходимость использования КРТ на вновь вводимых паровых турбинах блоков ТЭС и АЭС (кроме блоков АЭС с реакторами РБМК и БН) установленной мощностью менее 500 МВт определяют при проектировании.

7.3 Отключение генераторов

7.3.1 ОГ применяют для предотвращения нарушения статической устойчивости, динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанций, ликвидации асинхронного режима отдельных генераторов, ограничения повышения частоты, предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования.

7.3.2 ОГ осуществляют отключением генераторных или блочных выключателей с последующей работой технологической автоматики, обеспечивающей работу генераторов на холостом ходу или в режиме электроснабжения нагрузки собственных нужд или обеспечивающей безопасный останов генерирующего оборудования.

7.3.3 ОГ энергоблоков ТЭС, оборудованных автоматической системой аварийной разгрузки энергоблоков, выполняют с автоматической аварийной разгрузкой энергоблоков и обеспечением их работы в режиме электроснабжения нагрузки собственных нужд.

7.4 Отключение нагрузки потребителей электрической энергии

7.4.1 ОН потребителей электрической энергии применяют для предотвращения нарушения статической устойчивости, ограничения снижения частоты и напряжения, предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования.

7.4.2 ОН выполняют путем отключения всех электрических связей энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с энергосистемой. Электрические связи энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с энергосистемой после отключения от ОН не должны включаться действием АПВ, автоматического ввода резерва.

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

7.5 Деление энергосистемы на несинхронно работающие части

7.5.1 ДС применяют для ликвидации асинхронного режима, ограничения снижения/повышения частоты.

7.5.2 ДС производится отключением ЛЭП и электросетевого оборудования с запретом АПВ всех отключаемых выключателей.

7.5.3 Сечения ДС следует выбирать с учетом:

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

7.5.4 На объектах электроэнергетики, на которых для выполнения ДС проводят отключение ЛЭП напряжением 110 кВ и выше, следует устанавливать устройства синхронизации.

7.6 Автоматическая загрузка генераторов

7.6.1 АЗГ применяют для ограничения снижения частоты, предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования.

7.6.2 АЗГ реализуют действием на:

- пуск резервных агрегатов ГЭС, мобильных газотурбинных электростанций;
- перевод агрегатов ГЭС и ГАЭС, работающих в режиме синхронного компенсатора, в генераторный режим;
- отключение или разгрузку агрегатов ГАЭС, работающих в насосном режиме;
- увеличение загрузки по активной мощности гидроагрегатов ГЭС и ГАЭС, газотурбинных и парогазовых установок, газопоршневых агрегатов.

7.6.3 АЗГ следует выполнять с максимально возможной скоростью, определенной собственником или иным законным владельцем оборудования на основании данных завода—изготовителя генерирующего оборудования.

7.7 Электрическое торможение генераторов

7.7.1 Электрическое торможение генераторов применяют для предотвращения нарушения динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанций.

7.7.2 Электрическое торможение выполняют путем кратковременного автоматического включения нагрузочных сопротивлений на шины электростанции.

7.8 Изменение топологии электрической сети

7.8.1 Изменение топологии электрической сети используют для предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования, ограничения снижения или повышения напряжения, предотвращения нарушения динамической устойчивости.

7.8.2 Изменение топологии электрической сети осуществляют посредством отключения ЛЭП, трансформаторов, автотрансформаторов, разделения систем шин, не связанного с ДС.

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

Изменение режимов работы и эксплуатационного состояния управляемых элементов электрической сети применяют для предотвращения нарушения устойчивости, ограничения снижения или повышения напряжения, ограничения снижения частоты и предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования.

8 Общие требования к устройствам и комплексам противоаварийной автоматики

8.1 Алгоритмы функционирования и параметры настройки (уставки) устройств и комплексов ПА должны соответствовать схемно-режимным условиям работы энергосистемы и обеспечивать реализацию оптимальных УВ.

8.2 Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии должны обеспечить передачу в ДЦ телесигналов о срабатывании устройств и комплексов ПА, являющихся объектами диспетчеризации.

8.3 Требования к совмещению функций РЗ и ПА, а также различных функций ПА в одном устройстве:

а) не допускается совмещение в одном устройстве функций РЗ и АПНУ (за исключением функций фиксации отключения ЛЭП, сетевого и генерирующего оборудования и состояния ЛЭП, сетевого и генерирующего оборудования), РЗ и ЧДА;

б) в отдельных случаях [за исключением указанных в перечислении а)] при установке на объекте электроэнергетики устройств РЗА, в которых производителем аппаратуры реализованы функции РЗ и ПА в одном устройстве, 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.;

в) допускается реализация функций фиксации отключения выключателя, АЧР и АОСН в устройствах РЗ. При этом выполнение технических решений, указанных в перечислении б), не требуется;

г) допускается реализация в одном устройстве ПА нескольких функций ПА, за исключением реализации в одном устройстве функций АПНУ (кроме функций фиксации отключения ЛЭП, сетевого и генерирующего оборудования и состояния ЛЭП, сетевого и генерирующего оборудования) и других функций ПА;

д) при аппаратном совмещении 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,
- выполнение функции ПА должно дублироваться другим устройством (устройствами).

8.4 В устройствах ПА должна быть предусмотрена возможность оперативного ввода (вывода) каждого аварийного сигнала и каждой команды ПА.

8.5 Блокирование УВ, реализуемых от других устройств ПА устройством ЛАПНУ, не допускается.

8.6 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.

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

8.8 Измерение перетока активной мощности для КПР необходимо осуществлять двумя датчиками мощности.

8.9 Функции ПА, которые по принципу действия могут сработать ложно при неисправности цепей напряжения, следует контролировать БНН. БНН должна действовать на блокировку функций ПА, которые могут сработать ложно при неисправности цепей напряжения.

8.10 В РУ напряжением 110 кВ и выше необходимо обеспечить возможность сохранения всех функций ПА любых ЛЭП и оборудования при включении их в работу (переводе) через обходной выключатель.

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

8.12 В канале передачи сигналов и команд ПА допускается совмещение передачи сигналов и команд ПА, технологической телефонной связи и ТМ, если это предусмотрено конструктивным исполнением аппаратуры (комбинированная аппаратура). Технологическая телефонная связь и ТМ не должны оказывать влияние на передачу сигналов и команд ПА.

8.13 УПАСК должно обеспечивать:

а) время передачи аварийных сигналов и команд ПА от момента поступления сигнала на вход аппаратуры для передачи сигналов и команд РЗА (без учета программной задержки на ее дискретном входе) до срабатывания выходного реле на приемнике:

1) по каналам связи, организованным по волоконно-оптическим, кабельным или радиорелейным линиям связи, — не более 25 мс,

2) по каналам связи, организованным по каналам высокочастотной связи на одной ЛЭП, при:

- одночастотном кодировании — не более 25 мс,
- двухчастотном кодировании — не более 50 мс;

б) вероятность ложного действия аппаратуры для передачи аварийных сигналов и команд ПА — не более 10^{-6};

в) вероятность пропуска команды — не более 10^{-4};

г) автоматический контроль исправности канала, действующий на сигнал, и блокировку прохождения сигналов и команд с возможностью деблокировки оперативным персоналом.

8.14 В качестве каналов ТМ для устройств и комплексов ПА, устанавливаемых на объектах электроэнергетики, могут быть использованы каналы передачи данных, организованные в кабельных, радиорелейных, волоконно-оптических линиях связи, в системах высокочастотной связи по воздушным линиям электропередачи и радиосвязи на ультракоротких волнах.

Библиография

[1] Правила технологического функционирования электроэнергетических систем (утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937)

[2] Требования к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики (утверждены приказом Минэнерго России от 13 февраля 2019 г. № 101)

[3] Требования к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики (утверждены приказом Минэнерго России от 13 февраля 2019 г. № 97)

УДК 621.311:006.354 ОКС 27.010

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

БЗ 2—2020/20

Редактор *Н.В. Верховина*
Технический редактор *И.Е. Черепкова*
Корректор *О.В. Лазарева*
Компьютерная верстка *Е.А. Кондрашовой*

Сдано в набор 30.12.2019. Подписано в печать 22.01.2020. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 2,79. Уч.-изд. л. 2,51.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ»
для комплектования Федерального информационного фонда стандартов,
117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.

gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru