ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 58335— 2018

Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы

ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ

Автоматическое ограничение снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности. Нормы и требования

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2019

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 28 декабря 2018 г. № 1181-ст

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

*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, 2019

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 сокращения 2
4 Общие положения 2
5 Автоматический частотный ввод резерва 3
6 Автоматическая частотная разгрузка 3
7 Частотное автоматическое повторное включение 6
8 Дополнительная автоматическая разгрузка 6
9 Частотная делительная автоматика 6
10 Подготовка, выдача и контроль выполнения заданий по автоматическому ограничению снижения частоты 8

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

**Единая энергетическая система
и изолированно работающие энергосистемы**

ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ

Автоматическое ограничение снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности. Нормы и требования

United power system and isolated power systems. Operative-dispatch management. Automatic limitation of the frequency reduction in case of emergency shortage of active power. Norms and requirements

Дата введения — 2019—03—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает требования к:

- составу и структуре системы автоматического ограничения снижения частоты;
- логике действия и настройке устройств, реализующих функции автоматического ограничения снижения частоты, определению видов, объемов и мест реализации управляющих воздействий указанных устройств;
- подготовке, выдаче и контролю выполнения заданий на настройку устройств, реализующих функции автоматического ограничения снижения частоты.

1.2 Требования настоящего стандарта распространяются на сетевые организации и иных собственников и законных владельцев объектов электросетевого хозяйства, собственников и иных законных владельцев объектов по производству электрической энергии, субъектов оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике (далее — субъект оперативно-диспетчерского управления), гарантирующих поставщиков, а также на энергосбытовые, энергоснабжающие организации, потребителей электрической энергии, осуществляющих деятельность в пределах территории Единой энергетической системы России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем.

Требования настоящего стандарта также должны учитываться проектными и другими организациями, осуществляющими разработку проектной документации на строительство, реконструкцию, модернизацию объектов электроэнергетики, энергопринимающих установок потребителей электрической энергии (далее — потребители) и их технологическое присоединение к электрическим сетям, создание (модернизацию) устройств и комплексов противоаварийной автоматики.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие документы:

ГОСТ Р 55105 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования

ГОСТ Р 55438 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов элек-

Издание официальное

троэнергетики 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

СП 131.13330.2012 «СНиП 23-01-99* Строительная климатология»

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов (сводов правил) 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 документ, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого документа с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого документа с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку. Сведения о действии сводов правил целесообразно проверить в Федеральном информационном фонде стандартов.

3 Термины и сокращения

3.1 В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ Р 57114, а также следующий термин с соответствующим определением:

3.1.1 **очередь автоматической частотной разгрузки [частотного автоматического повторного включения]:** Совокупность управляющих воздействий, которые реализуются устройствами автоматической частотной разгрузки (частотного автоматического повторного включения) при одних и тех же уставках срабатывания по частоте и по времени в границах энергосистемы (части энергосистемы), выделившейся на изолированную работу.

3.2 В настоящем стандарте использованы следующие сокращения:

АОСЧ — автоматическое ограничение снижения частоты;

АЧВР — автоматический частотный ввод резерва;

АЧР — автоматическая частотная разгрузка;

АЧР-1, АЧР-2 совмещенная, АЧР-2 несовмещенная — подсистемы АЧР;

АЭС — атомная электростанция;

ГАЭС — гидроаккумулирующая электростанция;

ГЭС — гидроэлектростанция;

ДАР — дополнительная автоматическая разгрузка;

ЕЭС России — Единая энергетическая система России;

спецочередь АЧР, основной объем АЧР-1 — подсистемы АЧР-1;

ТЭС — тепловая электростанция;

УВ — управляющее воздействие;

ЧАПВ — частотное автоматическое повторное включение;

ЧДА — частотная делительная автоматика.

4 Общие положения

4.1 АОСЧ предназначено для обеспечения живучести ЕЭС России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем при возникновении аварийного дефицита активной мощности по причине:

- разделения энергосистемы (энергорайона, энергоузла) на изолированно работающие части;
- отключения генерирующего оборудования или аварийного снижения мощности электростанций;

- отключения вставок постоянного тока (передач постоянного тока), работающих в режиме передачи активной мощности в энергосистему (энергорайон, энергоузел), приводящего к снижению частоты в энергосистеме (энергоузле, энергорайоне), создающему угрозу повреждения оборудования электростанций, безопасности работы АЭС, нарушения работы энергопринимающих установок потребителей, а также возникновения лавины частоты и напряжения с полным прекращением электроснабжения нагрузки потребителей.

4.2 АОСЧ должно обеспечивать:

- прекращение аварийного снижения частоты;
- увеличение частоты;
- восстановление (полное или частичное) электроснабжения отключенной нагрузки потребителей.

4.3 Функции АОСЧ реализуются устройствами:

- АЧВР;
- АЧР;
- ДАР;
- ЧДА;
- ЧАПВ.

4.4 Устройства, реализующие функции АОСЧ, должны быть постоянно введены в работу с заданной настройкой, кроме случаев вывода из работы для проведения технического обслуживания.

По решению субъекта оперативно-диспетчерского управления допускается временный вывод из работы ЧДА при ее неэффективности в фактических схемно-режимных условиях.

4.5 Организация эксплуатации устройств АОСЧ, изменение настройки и логики действия АОСЧ, объема УВ, а также создание новых и модернизация существующих устройств АОСЧ должны быть выполнены в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55105 и ГОСТ Р 55438.

4.6 Контроль достаточности мощности нагрузки потребителей, подключенной под действие АЧР и ДАР, при недостаточном объеме необходимой телеметрической информации должен производиться посредством измерений подключенной под действие АЧР и ДАР мощности нагрузки потребителей не реже чем два раза в год в дни контрольных замеров, а также в дни внеочередных замеров.

5 Автоматический частотный ввод резерва

5.1 АЧВР должен обеспечивать:

- уменьшение дефицита активной мощности;
- уменьшение величины и скорости снижения частоты;
- увеличение частоты.

5.2 АЧВР должен реализовываться посредством:

- увеличения загрузки по активной мощности гидроагрегатов ГЭС (ГАЭС), газотурбинных и парогазовых установок;
- пуска находящихся в резерве гидроагрегатов ГЭС, газотурбинных электростанций и газотурбинных установок;
- перевода в генераторный режим гидроагрегатов ГЭС (ГАЭС), работающих в режиме синхронного компенсатора;
- отключения или разгрузки гидроагрегатов ГАЭС, работающих в двигательном режиме.

5.3 Уставки по частоте устройств АЧВР должны находиться в диапазоне от 49,4 до 49,7 Гц.

5.4 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 меньшей мощности определяют на этапе проектирования.

6 Автоматическая частотная разгрузка

6.1 АЧР должна обеспечивать:

- уменьшение скорости снижения частоты;
- ограничение величины снижения частоты;
- сокращение времени работы энергосистемы с недопустимо низким уровнем частоты;
- увеличение частоты.

6.2 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.

6.3 После реализации УВ на отключение нагрузки потребителей действием устройств АЧР не должно осуществляться восстановление электроснабжения отключенной действием устройств АЧР нагрузки потребителей действием устройств автоматического включения резерва и/или автоматического повторного включения.

6.4 Переключение нагрузки потребителей, отключенной действием устройств АЧР, на оставшиеся в работе электрически связанные источники питания запрещается. Электроснабжение нагрузки потребителей, не допускающей длительного перерыва электроснабжения, должно осуществляться от автономных источников.

6.5 При наличии в энергосистеме крупных потребителей пара от турбин типа Р и ПР следует по возможности не подключать под действие АЧР нагрузку указанных потребителей во избежание снижения мощности теплоэлектроцентрали.

6.6 Места размещения (энергорайоны, энергоузлы, при необходимости конкретные объекты электроэнергетики) и настройка устройств АЧР должны определяться субъектом оперативно-диспетчерского управления на основании анализа возможных схем аварийного отделения на изолированную работу дефицитных энергосистем (частей энергосистем) и максимально возможных дефицитов активной мощности в них.

6.7 Определение мощности нагрузки потребителей, подключаемой под действие АЧР, должно осуществляться на основании величины расчетного дефицита активной мощности, принимаемого равным:

а) для изолированно работающих энергосистем — мощности наиболее мощной электростанции;

б) для ЕЭС России, энергосистемы (территориальной, объединенной), работающей в составе ЕЭС России, или ее части — дефициту активной мощности вследствие:

1) аварийного разделения с дефицитом мощности в одной или нескольких из отделившихся частей вследствие отключения линий электропередачи и/или электросетевого оборудования,

2) отключения генерирующей мощности (генератора, энергоблока, укрупненного энергоблока, наиболее мощной электростанции, в том числе разгрузки и отключения энергоблоков АЭС в соответствии с технологическими регламентами при снижении частоты ниже 49,0 Гц).

Мощность нагрузки, подключенной под действие АЧР в отдельных частях энергосистемы, должна обеспечивать ликвидацию как местных, так и системных дефицитов активной мощности.

6.8 Подключаемая под действие АЧР мощность нагрузки должна быть распределена по очередям (без учета спецочереди АЧР) равномерно. При технической невозможности равномерного распределения мощности нагрузки по очередям АЧР допускается увеличение доли нагрузки на очередях с более высокими уставками АЧР по частоте.

6.9 Прогнозное потребление активной мощности энергосистемы (части энергосистемы) (далее — прогнозное потребление энергосистемы) для определения объема нагрузки потребителей, подключаемой под действие АЧР, должно включать потребление для удовлетворения собственных и/или хозяйственных нужд электростанций, подстанций и потребление для компенсации потерь электрической энергии в электрических сетях, а также соответствовать условиям прохождения максимума нагрузок при среднесуточных температурах наружного воздуха, соответствующих температуре наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, определенной в соответствии с требованиями СП 131.13330.

6.10 Требования к объему нагрузки потребителей, подключаемой под действие АЧР для прогнозного потребления энергосистемы.

6.10.1 В каждой энергосистеме (территориальной, объединенной) под действие спецочереди АЧР должен быть подключен объем нагрузки потребителей, составляющий от 3 % до 4 % от прогнозного потребления энергосистемы.

6.10.2 В каждой энергосистеме (территориальной, объединенной) под действие АЧР-1 (включая спецочередь АЧР) должен быть подключен объем нагрузки потребителей не менее величины расчетного дефицита активной мощности с учетом нормативного запаса, составляющего 5 % от прогнозного потребления энергосистемы, но не менее 50 % от прогнозного потребления энергосистемы.

6.10.3 В каждой энергосистеме (территориальной, объединенной) под действие АЧР-2 несовмещенной должен быть подключен объем нагрузки потребителей, составляющий не менее 10 % от прогнозного потребления энергосистемы.

6.10.4 В каждой энергосистеме (территориальной, объединенной) под действие АЧР должен быть подключен объем нагрузки потребителей, составляющий не менее 60 % от прогнозного потребления энергосистемы.

6.10.5 Уставка по частоте устройств спецочереди АЧР должна составлять 49,2 Гц. Выдержка времени на срабатывание устройств спецочереди АЧР должна составлять от 0,15 до 0,3 с.

6.10.6 Уставки по частоте устройств основного объема АЧР-1 должны находиться в диапазоне от 48,8 до 46,5 Гц включительно с интервалом по частоте от 0,1 до 0,2 Гц. Выдержка времени на срабатывание устройств основного объема АЧР-1 должна составлять от 0,15 до 0,3 с.

6.10.7 Уставка по частоте устройств АЧР-2 несовмещенной должна составлять 49,1 Гц. Выдержка времени на срабатывание устройств АЧР-2 несовмещенной должна находиться в диапазоне от 5 до 40 с включительно с интервалом по времени не более 5 с.

6.10.8 Уставки по частоте и выдержки времени на срабатывание устройств АЧР-2 совмещенной должны соответствовать значениям, приведенным в таблице 1.

Таблица 1 — Уставки по частоте и выдержки времени на срабатывание устройств АЧР-2 совмещенной

Номер ступени АЧР-2 совмещенной	Уставка по частоте, Гц	Возврат, Гц	Выдержка времени на срабатывание, с	
			Начальная	Конечная
I	49,0	+ 0,1	5	20
II	48,9	+ 0,1 (0,2*)	20	35
III	48,8	+ 0,1 (0,3*)	35	50
IV	48,7	+ 0,1 (0,4*)	50	70**

* При наличии технической возможности.

** Возможность увеличения выдержки времени IV ступени АЧР-2 совмещенной до 90 с определяется субъектом оперативно-диспетчерского управления с учетом возможности мобилизации мощности ГЭС.

6.10.9 Очереди АЧР-1 с более низкими уставками по частоте должны быть совмещены с очередями АЧР-2 совмещенной с большими выдержками времени на срабатывание.

6.10.10 В каждой энергосистеме (территориальной, объединенной) суммарная мощность нагрузки потребителей, подключенной под действие АЧР-2 совмещенной, должна составлять не менее 70 % мощности нагрузки потребителей, подключенной под действие основного объема АЧР-1, с последующим наращиванием совмещения до 100 %.

При неполном совмещении АЧР-1 и АЧР-2 совмещенной весь объем нагрузки потребителей, подключенный под действие АЧР-1 с уставками ниже 47,5 Гц, должен быть подключен под действие АЧР-2 совмещенной.

Объем нагрузки потребителей, подключенной под действие ступеней АЧР-2 совмещенной, должен составлять:

- I ступень — 10 %;
- II ступень — 30 %;
- III ступень — 30 %;
- IV ступень — 30 %,

от объема нагрузки потребителей, подключенной под действие АЧР-2 совмещенной.

6.10.11 В избыточных энергосистемах (избыток мощности не менее 90 % времени в году составляет не менее 5 % от максимального потребления энергосистемы) допускается отсутствие спецочереди АЧР, а также снижение начальной уставки по частоте АЧР-1 и уставок по частоте АЧР-2 совмещенной и АЧР-2 несовмещенной на 0,1 Гц.

6.10.12 Устройства АЧР не должны срабатывать при снижении скорости вращения электродвигателей, возникающем при аварийном прекращении их электроснабжения и вызывающем изменение частоты электрического тока в обесточенных узлах двигательной нагрузки.

6.11 Под действие АЧР могут быть подключены энергопринимающие устройства потребителей всех категорий надежности электроснабжения.

7 Частотное автоматическое повторное включение

7.1 ЧАПВ должно обеспечивать восстановление электроснабжения отключенной действием АЧР нагрузки потребителей при увеличении частоты.

7.2 Выбор мест установки устройств ЧАПВ рекомендуется производить с учетом времени, необходимого для восстановления электроснабжения нагрузки потребителей действиями оперативного персонала после действия АЧР.

7.3 Суммарная мощность нагрузки потребителей, подключаемой под действие ЧАПВ, не регламентируется и определяется местными условиями работы энергосистемы.

7.4 Уставки срабатывания по частоте устройств, реализующих функцию ЧАПВ, должны находиться в диапазоне от 49,4 до 49,8 Гц.

7.5 Уставки срабатывания и мощность нагрузки потребителей, подключаемой под действие ЧАПВ, должны исключать повторное срабатывание устройств АЧР после действия ЧАПВ.

Выдержка времени на срабатывание устройств ЧАПВ должна быть не менее 10 с. Интервал между выдержками времени на срабатывание очередей ЧАПВ должен быть не менее 5 с.

Настройка ЧАПВ должна исключать одновременное включение нагрузки потребителей в объеме более 2,5 % от суммарного объема нагрузки потребителей, подключенной под действие АЧР в энергосистеме (территориальной, объединенной).

При подключении под действие одной очереди ЧАПВ нескольких присоединений на одном объекте электроэнергетики их выключатели должны включаться поочередно с выдержкой времени не менее 1 с, если это необходимо по условиям работы источников оперативного тока.

7.6 Очередность включения нагрузки потребителей устройствами ЧАПВ должна быть обратной очередности их отключения устройствами АЧР.

Под действие устройств ЧАПВ с минимальным временем срабатывания должна подключаться нагрузка потребителей, подключенная под действие очередей АЧР с минимальной уставкой по частоте.

8 Дополнительная автоматическая разгрузка

8.1 ДАР должна применяться при расчетных дефицитах активной мощности более 45 % от прогнозного потребления энергосистемы и/или расчетной скорости снижения частоты при аварийном небалансе активной мощности более 1,8—2,0 Гц/с.

8.2 ДАР должна срабатывать по факту отключения линий электропередачи, генерирующего и электросетевого оборудования без фиксации снижения частоты и действовать на отключение нагрузки потребителей до начала срабатывания устройств АЧР-1 или в процессе срабатывания первых очередей АЧР-1.

8.3 Для выявления дефицита активной мощности могут использоваться устройства, контролирующие скорость снижения частоты.

8.4 Мощность подключаемой под действие ДАР нагрузки потребителей должна обеспечивать снижение дефицита активной мощности до уровня не более 45 % от потребления энергосистемы.

8.5 Допускается подключение одной и той же нагрузки потребителей под действие АЧР и ДАР. При этом суммарная мощность отключаемой действием АЧР и ДАР нагрузки потребителей должна быть достаточной для увеличения частоты выше 49,0 Гц после срабатывания ДАР и АЧР при расчетном дефиците активной мощности.

9 Частотная делительная автоматика

9.1 ЧДА должна обеспечивать сохранение в работе собственных нужд и предотвращение полного останова ТЭС при отказе или недостаточной эффективности АЧР.

9.2 ЧДА должна осуществлять выделение ТЭС, их частей или отдельных энергоблоков (генераторов) на собственные нужды или на район нагрузки.

9.3 При выделении энергоблока ТЭС на собственные нужды энергоблока действием ЧДА должна обеспечиваться его устойчивая работа в течение не менее 30 мин.

9.4 Действие устройств ЧДА на выделение ТЭС (энергоблоков, генераторов) на изолированный район должно обеспечивать баланс активной мощности в указанном районе.

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

9.5 ЧДА должна иметь две ступени с уставками по частоте и выдержками времени на срабатывание в соответствии с таблицей 2.

Таблица 2 — Уставки по частоте и выдержки времени на срабатывание ступеней частотной делительной автоматики

Ступень ЧДА	Уставка по частоте, Гц	Выдержка времени на срабатывание, с
I	46,0—47,0	0,3—0,5
II	47,0—47,5	30—40

Настройка ЧДА должна обеспечивать действие ЧДА после срабатывания АЧР-1.

9.6 Для предварительной подготовки энергорайона, выделяемого действием ЧДА, может осуществляться автоматическое изменение конфигурации электрической сети путем отключения соответствующих коммутационных аппаратов.

9.7 Нагрузка потребителей в энергорайоне, выделяемом действием ЧДА, не должна подключаться под действие ЧАПВ, если действие ЧАПВ приводит к повторному срабатыванию устройств АЧР.

9.8 Недопустима установка измерительных органов ЧДА на объектах электросетевого хозяйства.

9.9 Невозможность (нецелесообразность) установки (применения) ЧДА должна быть оформлена постоянным или временным решением о технической невозможности выполнения ЧДА, которое утверждается собственником или иным законным владельцем ТЭС после согласования с субъектом оперативно-диспетчерского управления.

Постоянное решение о технической невозможности выполнения ЧДА должно оформляться при невозможности выполнения ЧДА:

- по схеме выделения на изолированный район или на собственные нужды всей станции, подтвержденной анализом возможных схем выделения;
- по схеме выделения энергоблоков/газовых турбин на свои собственные нужды, подтвержденной заключением завода — изготовителя генерирующего оборудования или результатами натурных испытаний.

Временное решение о технической невозможности выполнения ЧДА должно оформляться при:

- отсутствии или неработоспособности ЧДА, вызванной выводом из эксплуатации генерирующего оборудования или снижением нагрузки потребления крупных потребителей, входящих в схему выделения ЧДА;
- невозможности обеспечения длительной устойчивой работы генерирующего оборудования при выделении действием ЧДА, подтвержденной результатами испытаний;
- наличии иных причин, не исключающих возможности выполнения ЧДА.

9.10 Контроль соответствия мощности генерации и нагрузки в энергорайоне, выделяемом действием ЧДА, при недостаточном объеме необходимой телеметрической информации должен производиться посредством измерений мощности нагрузки генераторов и потребителей в указанном районе не реже чем два раза в год в дни контрольных замеров, а также в дни внеочередных замеров.

9.11 На всех электростанциях, на которых установлена или планируется к установке ЧДА, следует проводить проверку выполнения условий устойчивой работы генерирующего оборудования ТЭС 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;
- систем автоматического регулирования генерирующего оборудования, выделяемого действием ЧДА;
- автоматической системы аварийной разгрузки блока (для ЧДА, выполненной по схеме «Выделение генератора на свои собственные нужды»).

Проверку следует выполнять путем проведения испытаний.

9.12 В каждой энергосистеме субъектом оперативно-диспетчерского управления должны быть разработаны и утверждены схемы подачи напряжения на шины ТЭС от внешнего источника напряжения для пуска электродвигателей собственных нужд и разворота энергоблоков или турбогенераторов после наиболее тяжелых нарушений нормального режима с частичным или полным погашением энергосистемы (части энергосистемы) (далее — схемы подачи напряжения).

Перечень электростанций, для которых разрабатывают и утверждают схемы подачи напряжения, определяется субъектом оперативно-диспетчерского управления.

Схемы подачи напряжения обязательны для исполнения всеми субъектами энергетики, объекты электроэнергетики которых могут участвовать в реализации схемы подачи напряжения.

10 Подготовка, выдача и контроль выполнения заданий по автоматическому ограничению снижения частоты

10.1 Определение логики действия, настройки, видов, объемов и мест реализации (энергоузлы, энергорайоны) УВ АОСЧ и, при необходимости, мест установки устройств АОСЧ (далее — задание по АОСЧ) осуществляется субъектом оперативно-диспетчерского управления.

10.2 Периодичность и необходимость выдачи заданий по АОСЧ, а также сетевые организации, иные собственники и законные владельцы объектов электросетевого хозяйства, собственники или иные законные владельцы объектов по производству электрической энергии и/или крупные потребители электрической энергии, которым выдаются обязательные для выполнения задания по АОСЧ, определяются субъектом оперативно-диспетчерского управления.

10.3 В случаях, предусмотренных заданием по АОСЧ, такое задание может быть в том числе реализовано за счет подключения под действие устройств АОСЧ нагрузки потребителей, энергопринимающие установки которых присоединены к объектам электроэнергетики иных лиц (смежных сетевых организаций, иных собственников и законных владельцев объектов электросетевого хозяйства, собственников и иных законных владельцев объектов по производству электрической энергии), присоединенным к электрическим сетям субъекта электроэнергетики, получившего от субъекта оперативно-диспетчерского управления соответствующее задание по АОСЧ.

В целях выполнения полученных заданий по АОСЧ сетевые организации, иные собственники и законные владельцы объектов электросетевого хозяйства, собственники или иные законные владельцы объектов по производству электрической энергии должны самостоятельно урегулировать отношения и осуществлять взаимодействие с другими субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии.

Порядок взаимодействия сетевой организации, получившей задание по АОСЧ, с другими субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии при выполнении указанного задания (в том числе распределение обязанностей по установке устройств АЧР между сетевой организацией и потребителями) должен определяться договором об оказании услуг по передаче электрической энергии. Если оказание потребителю услуг по передаче электрической энергии осуществляется на основании договора энергоснабжения, порядок выполнения заданий по АОСЧ включается гарантирующим поставщиком, энергосбытовой, энергоснабжающей организацией в указанный договор.

При заключении договора об оказании услуг по передаче электрической энергии между смежными сетевыми организациями порядок выполнения заданий по АОСЧ (в том числе в части оснащения принадлежащих указанным сетевым организациям объектов электросетевого хозяйства устройствами АЧР и взаимодействия при их настройке и использовании) должен определяться указанным договором.

В случае отсутствия между соответствующими лицами договора об оказании услуг по передаче электрической энергии (договора энергоснабжения) порядок их взаимодействия при выполнении заданий по АОСЧ, полученных от субъекта оперативно-диспетчерского управления, должен быть урегулирован иным документом (соглашением, положением о технологическом взаимодействии или др.), заключаемым (подписываемым) между ними.

10.4 При подготовке заданий по АОСЧ субъект оперативно-диспетчерского управления определяет:

- уставки срабатывания по частоте (по скорости снижения частоты при использовании соответствующего пускового фактора) и выдержки времени на срабатывание устройств, реализующих функции АЧР-1, АЧР-2, ЧАПВ, АЧВР, ДАР;

- минимальную суммарную мощность нагрузки потребителей, подключаемой под действие АЧР и ее распределение в структуре АЧР;

- максимальную мощность нагрузки потребителей, подключаемой под действие каждой очереди ЧАПВ;

- объемы нагрузки потребителей, подключаемой под действие ДАР.

10.5 Задания на настройку АЧР, ЧАПВ, ДАР выдаются собственникам и иным законным владельцам электрических станций в части нагрузки энергопринимающих устройств потребителей, непосредственно присоединенных к шинам распределительных устройств электростанций, в случае отсутствия у таких потребителей договоров об оказании услуг по передаче электрической энергии с сетевыми организациями.

10.6 Субъекты электроэнергетики, потребители на основании полученных ими заданий субъекта оперативно-диспетчерского управления, а также указаний (требований) сетевых организаций, выданных во исполнение соответствующих заданий субъекта оперативно-диспетчерского управления, осуществляют:

- выбор энергопринимающих установок потребителей, подключаемых под действие устройств АЧР, ЧАПВ и ДАР;

- формирование графиков АЧР, ЧАПВ с указанием мест установки устройств, реализующих функции АЧР и ЧАПВ, уставок их срабатывания, наименований энергопринимающих установок потребителей, подключенных под действие АЧР и ЧАПВ и величин их расчетной мощности потребления;

- реализацию графиков АЧР;

- представление субъекту оперативно-диспетчерского управления (при получении задания по АОСЧ непосредственно от указанного субъекта) или сетевой организации (при получении задания по АОСЧ через сетевую организацию) информации о фактических значениях нагрузки потребителей, подключенной под действие АЧР, ЧАПВ и ДАР.

10.7 Задания по АОСЧ, полученные от субъекта оперативно-диспетчерского управления, за исключением заданий на настройку АЧР, ЧАПВ, должны быть реализованы:

- в установленные такими заданиями сроки, если изменение параметров настройки (уставок срабатывания) и/или алгоритмов функционирования может быть реализовано с использованием существующих аппаратных средств;

- в сроки, согласованные субъектами электроэнергетики или потребителями, получившими такое задание, с субъектом оперативно-диспетчерского управления, когда изменение параметров настройки (уставок срабатывания) и/или алгоритмов функционирования не может быть реализовано с использованием существующих аппаратных средств.

10.8 Задания субъекта оперативно-диспетчерского управления на настройку АЧР, ЧАПВ (в том числе на увеличение объемов УВ) должны быть реализованы:

- в установленные такими заданиями сроки, если изменение параметров настройки может быть реализовано с использованием существующих аппаратных средств;

- в срок не более 5 мес с даты получения задания, если задание на настройку устройств АЧР или ЧАПВ (в том числе на увеличение объемов УВ таких устройств) не может быть реализовано с использованием существующих аппаратных средств.

10.9 Контроль выполнения заданий по АОСЧ в части АЧР, ЧАПВ, ДАР должен осуществляться субъектом оперативно-диспетчерского управления на основании результатов контрольных (внеочередных) замеров, а также выборочных проверок эксплуатационного состояния устройств АЧР, установленных на объектах электроэнергетики и у потребителей, проводимых диспетчерскими центрами субъекта оперативно-диспетчерского управления совместно с сетевыми организациями.

Сетевые организации обязаны:

- обеспечивать представителям субъекта оперативно-диспетчерского управления доступ на свои объекты электросетевого хозяйства для совместного проведения выборочных проверок эксплуатационного состояния устройств АЧР, установленных на таких объектах, и объемов нагрузки потребления (присоединений и фидеров), подключенных под действие устройств АЧР;

- осуществлять взаимодействие с потребителями электрической энергии, энергопринимающие установки которых присоединены к электрическим сетям данных сетевых организаций, в целях обеспечения проведения соответствующих проверок на объектах таких потребителей электрической энергии;

- выполнять мероприятия по устранению выявленных недостатков в работе устройств АЧР, определенные по результатам указанных проверок, в согласованные с субъектом оперативно-диспетчерского управления сроки.

УДК 621.311:006.354 ОКС 27.010

Ключевые слова: электроэнергетическая система, противоаварийная автоматика, снижение частоты

БЗ 1—2019/17

Редактор *Л.С. Зимилова*
Технический редактор *И.Е. Черепкова*
Корректор *И.А. Королева*
Компьютерная верстка *Е.А. Кондрашовой*

Сдано в набор 28.12.2018. Подписано в печать 09.01.2019. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 1,86. Уч.-изд. л. 1,44.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении 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