

Приложение  
к приказу ОАО «СО ЕЭС»  
от 31.12.2009 № 509

---

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО  
«СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»

---



**СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ  
ОАО «СО ЕЭС»**

**СТО 59012820.29.240.001-2010**

---

**ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРАВИЛА ОРГАНИЗАЦИИ В ЕЭС РОССИИ  
АВТОМАТИЧЕСКОГО ОГРАНИЧЕНИЯ СНИЖЕНИЯ ЧАСТОТЫ  
ПРИ АВАРИЙНОМ ДЕФИЦИТЕ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ  
(АВТОМАТИЧЕСКАЯ ЧАСТОТНАЯ РАЗГРУЗКА)**

Издание официальное

Москва  
2009

## **Сведения о стандарте**

1. РАЗРАБОТАН: Открытым акционерным обществом «Системный оператор Единой энергетической системы».

2. ВНЕСЕН: Открытым акционерным обществом «Системный оператор Единой энергетической системы».

3. УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ: приказом ОАО «СО ЕЭС» от 31.12.2009 № 509 взамен утратившего силу в связи с окончанием срока действия стандарта ОАО «СО ЕЭС» «Технические правила организации в ЕЭС России автоматического ограничения снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности (автоматическая частотная разгрузка)», утвержденного приказом ОАО «СО ЕЭС» от 01.04.2008 № 104/1 «Об утверждении и вводе в действие стандарта ОАО «СО ЕЭС».

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения Открытого акционерного общества «Системный оператор Единой энергетической системы».

## **Введение**

Настоящий Стандарт устанавливает технические правила организации в ЕЭС России автоматического ограничения снижения частоты электрического тока (далее – частота) при аварийном дефиците активной мощности (автоматическая частотная разгрузка).

Стандарт разработан на основании:

1. Федерального закона от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике».
2. Федерального закона от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании».
3. Правил разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии и использования противоаварийной автоматики, утвержденного приказом Минпромэнерго России от 18.03.2008 № 124.
4. Правил функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики, утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 31.08.2006 № 530 (пункты 182, 196).
5. Приказа ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС» от 16.06.2003 № 158 «Об исполнении приказа ОАО РАО «ЕЭС России» от 30.04.2003 № 249».

Настоящий Стандарт учитывает:

- требования ГОСТ 24278-89 «Установки турбинные паровые стационарные для привода электрических генераторов ТЭС. Общие технические требования»; ГОСТ 24277-91 «Установки паротурбинные стационарные для атомных электростанций. Общие технические условия»;
- условия работы оборудования и собственных нужд электростанций при аварийном снижении частоты ниже 49,0 Гц и связанным с этим глубоким снижением напряжения;
- условия работы отдельных категорий потребителей электрической энергии (далее – потребители), не допускающих глубокого снижения частоты и напряжения;
- обязанности и ответственность субъектов электроэнергетики, определенные требованиями действующих нормативных документов, за обеспечение эффективного автоматического ограничения снижения частоты;
- опыт использования предыдущей редакции аналогичного стандарта.

## 1. Область применения

Настоящий Стандарт распространяется на всех работников ОАО «СО ЕЭС».

## 2. Обозначения и сокращения

<b>АОСЧ</b>	– автоматическое ограничение снижения частоты;
<b>АЧВР</b>	– автоматический частотный ввод резерва;
<b>АЧР</b>	– автоматическая частотная разгрузка;
<b>АЧР1</b>	– подсистема АЧР, предназначенная для прекращения процесса снижения частоты;
<b>АЧР2</b>	– подсистема АЧР, предназначенная для подъема частоты после действия устройств АЧР1;
<b>ДАР</b>	– дополнительная автоматическая разгрузка;
<b>ЧДА</b>	– частотная делительная автоматика;
<b>АВСН</b>	– автоматика выделения на собственные нужды;
<b>ЧАПВ</b>	– частотное автоматическое повторное включение;
<b>ТЭС</b>	– тепловая электростанция;
<b>ГЭС</b>	– гидроэлектростанция;
<b>АЭС</b>	– атомная электростанция;
<b>СН</b>	– собственные нужды;
<b>СК</b>	– синхронный компенсатор;
<b>АВР</b>	– автоматическое включение резерва.

## 3. Общие положения

3.1. Автоматическое ограничение снижения частоты (АОСЧ) предназначено для обеспечения живучести ЕЭС России при возникновении значительного дефицита активной мощности в отдельных ее частях (регионах) с их аварийным отделением и глубоким (ниже 49,0 Гц) снижением частоты (и напряжения, как следствие снижения частоты), создающих угрозу повреждения оборудования электростанций, безопасности работы АЭС, нарушения нормальной работы энергопринимающих установок потребителей, а также возникновения лавины частоты и напряжения с полным прекращением электроснабжения.

3.2. АОСЧ должно обеспечивать прекращение процесса аварийного снижения частоты и подъем ее до уровня, при котором энергосистема по условиям работы оборудования и собственных нужд электростанций может

работать длительное время (выше 49,0 Гц), а также частичное или полное восстановление электроснабжения отключенной нагрузки потребителей при нормализации частоты.

Для выполнения этих функций АОСЧ осуществляет:

- а) автоматический частотный ввод резерва (АЧВР) при снижении частоты ниже минимально допустимых значений, до верхних уставок АЧР;
- б) автоматическую частотную разгрузку (АЧР) при снижении частоты ниже 49,0 Гц;
- в) дополнительную автоматическую разгрузку (ДАР) при местных дефицитах активной мощности с большой скоростью снижения частоты;
- г) выделение электростанций (энергоблоков) на питание собственных нужд или на сбалансированную нагрузку (частотная делительная автоматика – ЧДА) в случае неэффективности действия АЧР;
- д) частотное автоматическое повторное включение (ЧАПВ) отключенных потребителей при нормализации частоты.

3.3. Настройка устройств, входящих в АОСЧ, должна быть такой, чтобы глубина и длительность цикла снижения и подъема частоты не приводили к нарушению технологического режима работы ТЭС и требований действующих ГОСТ по эксплуатации турбин.

Исходя из этих требований АОСЧ должна выполняться на основании следующих расчетных условий работы энергосистемы:

- с частотой ниже 49,0 Гц – не более 40 с;
- с частотой ниже 47,0 Гц – не более 10 с;
- с частотой ниже 46,0 Гц – не допускается.

3.4. АОСЧ обеспечивает выполнение требований п. 3.3. настоящего Стандарта за счет использования резервов генерирующей мощности и отключения нагрузки потребителей. При этом мощность отключаемой нагрузки не должна превышать возникший аварийный дефицит мощности.

3.5. Для выполнения своих функций устройства, входящие в АОСЧ, контролируют:

- величину, продолжительность и/или скорость снижения частоты;
- факторы, характеризующие возникновение местного дефицита активной мощности без контроля изменения частоты: отключение генерирующего оборудования, питающей линии электропередачи или трансформаторного оборудования (с контролем величины и направления мощности в предшествующем режиме) и т.д.

3.6. Устройства, входящие в АОСЧ, должны быть установлены в каждой энергосистеме (энергорайоне, энергоузле), которая может аварийно отделиться от ЕЭС России с дефицитом мощности, приводящим к

недопустимому снижению частоты.

3.7. Устройства, входящие в АОСЧ, должны быть постоянно введены в работу с заданной настройкой.

3.8. Профилактическое обслуживание и контроль настройки устройств, входящих в АОСЧ, должны выполняться с периодичностью, установленной соответствующими инструкциями по эксплуатации этих устройств.

3.9. Контроль достаточности мощности энергопринимающих установок потребителей, подключенных к устройствам АЧР и ДАР (при отсутствии системы автоматического контроля нагрузок) должен производиться путем систематических измерений подключенной к устройствам АЧР и ДАР мощности нагрузки энергопринимающих установок потребителей не реже двух раз в год: в дни контрольных измерений потокораспределения, нагрузок и уровней напряжения в электрических сетях (дни контрольных замеров).

#### **4. Иерархическая система подготовки, выдачи и контроля выполнения заданий по объему и настройке АОСЧ**

4.1. ОАО «СО ЕЭС» в соответствии со ст. 14 Федерального закона от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» обеспечивает функционирование системы автоматического регулирования частоты электрического тока и мощности, системной и противоаварийной автоматики, соблюдение установленных параметров надежности функционирования ЕЭС России.

В связи с этим ОАО «СО ЕЭС» сформирована следующая иерархическая система подготовки, выдачи и контроля выполнения заданий по объему и настройке АОСЧ (далее – задания).

4.2. Исполнительный аппарат ОАО «СО ЕЭС» задает филиалам ОАО «СО ЕЭС» ОДУ для соответствующих операционных зон граничные уставки по частоте АЧР1, АЧР2, ЧАПВ и интервалы между очередями, уставки по времени, минимальную суммарную мощность (в процентах от суммарного прогнозного потребления) АЧР и ее распределение в структуре АЧР, исходя из требований скоординированного действия автоматической разгрузки при различных возможных схемах аварийного разделения ЕЭС и выполнения требований действующих ГОСТ по эксплуатации турбин.

4.3. Филиалы ОАО «СО ЕЭС» ОДУ для операционной зоны каждого филиала ОАО «СО ЕЭС» РДУ в зоне диспетчерской ответственности (исходя из условий аварийного отделения с дефицитом мощности части энергосистемы и с учетом указаний исполнительного аппарата ОАО «СО ЕЭС»):

- задают уставки АЧВР;
- задают граничные уставки по частоте АЧР1, АЧР2, ЧАПВ и интервалы между очередями, уставки по времени, минимальную суммарную

мощность (в МВт или в процентах от потребления) АЧР и ее распределение в структуре АЧР и максимальные мощности нагрузки, подключаемой к очередям ЧАПВ;

- задают уставки и объемы ДАР для энергосистем (частей энергосистем) (см. разделы 8 и 11 настоящего Стандарта) или, в случае задания уставок и объемов ДАР филиалами ОАО «СО ЕЭС» РДУ, согласовывают указанные задания;

- совместно с субъектами электроэнергетики оформляют решения по выделению электростанций (энергоблоков) на собственные нужды или на сбалансированную нагрузку (с учетом указаний раздела 12 настоящего Стандарта).

При задании граничных уставок по частоте следует учитывать структуру генерации (долю ГЭС) и баланс мощности (избыточный или дефицитный) энергосистем (частей энергосистем).

#### 4.4. Филиалы ОАО «СО ЕЭС» РДУ в своей операционной зоне:

- определяют возможные схемы аварийного отделения дефицитных энергосистем (частей энергосистем) и максимально возможные дефициты мощности в них и с учетом заданий филиалов ОАО «СО ЕЭС» ОДУ задают субъектам электроэнергетики уставки АЧВР, объем, структуру и настройку АЧР, ЧАПВ, уставки и объемы ДАР (см. разделы 8 и 11 настоящего Стандарта), а также распределение по очередям мощности подключаемых энергопринимающих установок потребителей и при необходимости места установки устройств;

- контролируют выполнение заданий субъектами электроэнергетики;

- на основании данных субъектов электроэнергетики составляют сводные графики АЧР по операционной зоне соответствующих филиалов ОАО «СО ЕЭС» РДУ;

- совместно с субъектами электроэнергетики оформляют решения по выделению электростанций (энергоблоков) на собственные нужды или на сбалансированную нагрузку (с учетом указаний раздела 12 настоящего Стандарта).

4.5. По согласованию с вышестоящим диспетчерским центром ОАО «СО ЕЭС» возможна выдача заданий по объему и настройке АОСЧ непосредственно потребителям электроэнергии.

4.6. Субъекты электроэнергетики на основании заданий филиалов ОАО «СО ЕЭС» РДУ (а также указаний сетевых организаций, выданных во исполнение соответствующих заданий филиалов ОАО «СО ЕЭС»):

- осуществляют выбор энергопринимающих установок потребителей, подключаемых к устройствам АЧР, ЧАПВ и ДАР;

- составляют графики АЧР с указанием мест установки, настройки комплектов АЧР, отключаемых ими энергопринимающих установок потребителей и их расчетной мощности потребления и контролируют их реализацию;

- согласовывают с филиалами ОАО «СО ЕЭС» РДУ (при получении соответствующих указаний, выданных во исполнение заданий филиалов ОАО «СО ЕЭС», от сетевых организаций – с данными сетевыми организациями) размещение устанавливаемых комплектов АЧР, ЧАПВ, ДАР.

4.7. Исполнительный аппарат ОАО «СО ЕЭС» отвечает за правильность и своевременность выдачи заданий филиалам ОАО «СО ЕЭС» ОДУ и контролирует по отчетным данным филиалов ОАО «СО ЕЭС» ОДУ выполнение заданий.

4.8. Филиалы ОАО «СО ЕЭС» ОДУ:

- отвечают за правильность и своевременность выдачи заданий филиалам ОАО «СО ЕЭС» РДУ и контролируют по отчетным данным филиалов ОАО «СО ЕЭС» РДУ, а также по результатам выборочных внеплановых проверок, проводимых не реже 1 раза в год, их выполнение;

- отвечают за своевременное и правильное формирование сводных отчетных данных по настройке АЧР, ЧАПВ, ДАР, АЧВР и ЧДА в операционной зоне.

4.9. Филиалы ОАО «СО ЕЭС» РДУ:

- отвечают за правильность и своевременность выдачи заданий для субъектов электроэнергетики в пределах зоны диспетчерской ответственности и контролируют по отчетным данным субъектов электроэнергетики, а также по результатам выборочных внеплановых проверок, проводимых не реже 1 раза в год, их выполнение;

- отвечают за своевременное и правильное формирование сводных отчетных данных по настройке АЧР, ЧАПВ, ДАР, АЧВР и ЧДА в операционной зоне.

4.10. Субъекты электроэнергетики отвечают за:

- правильность и своевременность выполнения заданий филиалов ОАО «СО ЕЭС» РДУ по организации и настройке устройств АОСЧ;

- полноту и достоверность отчетных данных о прогнозной и фактической мощности энергопринимающих установок потребителей, подключенной к АЧР, ЧАПВ и ДАР;

- соответствие настройки АЧР, ЧАПВ, ДАР, АЧВР и ЧДА и подключенной к устройствам АЧР, ЧАПВ и ДАР мощности энергопринимающих установок потребителей заданию;

- состояние эксплуатации устройств АОСЧ.

*Примечание к разделу 4:*

Под субъектами электроэнергетики в настоящем разделе Стандарта и далее понимаются:

- сетевые организации;
- собственники и иные законные владельцы электрических станций;
- энергосбытовые и энергоснабжающие организации в отношении потребителей электрической энергии, с которыми указанными организациями заключены договоры энергоснабжения.

При этом задания по объему, структуре и настройке АЧР, ЧАПВ, ДАР выдаются собственникам и иным законным владельцам электрических станций в части нагрузки энергопринимающих установок 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.

## **5. Автоматический частотный ввод резерва**

АЧВР при снижении частоты реализуется посредством увеличения загрузки электростанций по активной мощности, уменьшает величину дефицита мощности, предотвращая отключение энергопринимающих установок потребителей, способствует подъему частоты и сокращению времени перерыва электроснабжения потребителей, отключенных действием АЧР.

ГЭС (ГАЭС) должны быть оснащены автоматикой, действующей при понижении частоты в энергосистеме на:

- частотный пуск резервных гидроагрегатов;
- перевод в генераторный режим гидроагрегатов, работавших в режиме синхронных компенсаторов;
- набор нагрузки на гидроагрегатах, имеющих резервную мощность;
- отключение гидроагрегатов ГАЭС, работающих в насосном режиме, или их разгрузку и перевод в генераторный режим.

Уставки по частоте устройств АЧВР должны быть на 0,2–0,5 Гц выше уставок первых очередей АЧР.

## **6. Автоматическая частотная разгрузка**

6.1. АЧР действует при возникновении дефицита активной мощности в условиях быстротечности процесса аварийного снижения частоты. АЧР выполняет отключение нагрузки потребителей небольшими объемами – очередями:

- по мере снижения частоты – для прекращения ее снижения;

- по мере увеличения продолжительности существования пониженной частоты – для ее подъема.

6.2. АЧР включает в себя:

а) АЧР1 – быстродействующую АЧР для прекращения процесса снижения частоты, в том числе:

- спецочередь АЧР – для предотвращения автоматической или оперативной разгрузки энергоблоков АЭС при снижении частоты ниже 49,0 Гц и срабатывания основного объема АЧР;

- основной объем АЧР – (48,8 Гц и ниже);

б) АЧР2 несовмещенную (действующую на выделенный объем энергопринимающих установок потребителей) – для подъема частоты после действия устройств АЧР1, а также при медленном снижении частоты;

в) АЧР2 совмещенную (действующую на объем энергопринимающих установок потребителей, подключенных к АЧР1) – для предотвращения зависания частоты на недопустимо низком уровне.

## **7. Подключение потребителей к устройствам АОСЧ**

7.1. В случае возникновения аварийного дефицита активной мощности применение ограничений режима потребления электрической энергии путем использования противоаварийной автоматики, определено:

- Федеральным законом от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (пункт 8 статьи 38);

- Правилами функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики, утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации от 31.08.2006 № 530 (пункты 182, 196);

- Правилами разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии и использования противоаварийной автоматики, утвержденными приказом Минпромэнерго России от 18.03.2008 № 124 (раздел IV).

7.2. Потребителей, включенных в графики аварийного ограничения режима потребления, по возможности следует подключать к первым очередям АЧР и не следует подключать к устройствам ЧАПВ.

7.3. Места размещения устройств АЧР и ДАР определяются на основании анализа возможных схем аварийного отключения дефицитных энергосистем (частей энергосистем) и максимально возможных дефицитов мощности в них, задания филиалов ОАО «СО ЕЭС» РДУ.

Для выполнения задания ОАО «СО ЕЭС» по объему нагрузки потребителей, подключенных к АЧР, устройства АЧР устанавливаются:

- на впервые вводимых в эксплуатацию объектах электроэнергетики и энергопринимающих установках потребителей, а также на ранее присоединенных реконструируемых объектах электроэнергетики и энергопринимающих установках в случае увеличения их присоединенной мощности или изменения категории надежности электроснабжения, точек присоединения либо видов производственной деятельности, не влекущего пересмотр величины присоединенной мощности, но изменяющего схему внешнего электроснабжения таких объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок, – в соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение к электрическим сетям;

- на существующих объектах электроэнергетики и энергопринимающих установках потребителей – в соответствии с заданиями соответствующих диспетчерских центров, направляемыми в сетевые организации, а также собственникам или иным законным владельцам электрических станций.

Условия о порядке выполнения заданий диспетчерских центров ОАО «СО ЕЭС» (в том числе распределение между сетевой организацией и потребителем обязанностей по установке устройств АЧР) включаются сетевой организацией в договор об оказании услуг по передаче электрической энергии.

В случае если оказание потребителю услуг по передаче электрической энергии осуществляется на основании договора энергоснабжения, соответствующие условия также включаются гарантирующим поставщиком, энергосбытовой, энергоснабжающей организацией в указанный договор.

При заключении договора об оказании услуг по передаче электрической энергии между смежными сетевыми организациями условия о порядке выполнения заданий диспетчерских центров ОАО «СО ЕЭС» (в том числе о порядке оснащения принадлежащих указанным сетевым организациям объектов электросетевого хозяйства устройствами АЧР и взаимодействия при их настройке и использовании) включаются в указанный договор.

Обязательства субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии по выполнению заданий диспетчерских центров ОАО «СО ЕЭС» также включаются ОАО «СО ЕЭС» в договоры возмездного оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и соглашения о технологическом взаимодействии в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России.

7.4. Устройства АЧР, установленные у потребителей, рекомендуется резервировать на питающих объектах электроэнергетики устройствами с меньшими уставками по частоте или большими уставками по времени срабатывания. При этом в сводных отчетных данных нагрузка, подключенная к основному и резервному устройствам АЧР, должна учитываться только один раз.

7.5. Действие устройств АВР должно быть согласовано с действием АЧР таким образом, чтобы действием АВР не восстанавливалось питание отключенной от АЧР нагрузки от тех же или других электрически связанных источников питания.

7.6. Запрещается переключение нагрузок, отключенных устройствами АЧР, на оставшиеся в работе электрически связанные источники питания. Энергопринимающие установки потребителей, не допускающие длительного перерыва в электроснабжении, в объеме аварийной брони должны быть переключены на автономные (независимые) источники питания.

7.7. При наличии в энергосистеме крупных потребителей тепловой энергии от турбин электростанций следует по возможности не подключать к АЧР потребителей пара от электростанций из-за опасности уменьшения генерируемой мощности вследствие полного или частичного прекращения потребления пара.

7.8. Длительность отключения энергопринимающих установок потребителей действием АОСЧ определяется временем ликвидации аварийной ситуации и должна быть минимально возможной.

## **8. Расчет мощности нагрузки, подключаемой к АЧР**

8.1. Мощность нагрузки, подключаемой к АЧР, должна выбираться из условий ликвидации расчетных дефицитов активной мощности и приниматься с некоторым запасом, необходимость которого обусловлена:

- возможностью возникновения аварийного дефицита активной мощности, превышающего расчетный;
- возможностью снижения мощности нагрузки в выходные и праздничные дни, в период ночного спада нагрузки и т.д.

8.2. Расчет объема нагрузки, подключаемой к АЧР, и определение расчетных дефицитов активной мощности осуществляется на основе последовательного анализа схем и режимов начиная с аварийного отделения части энергосистемы вплоть до разделения ЕЭС России на части. При этом должны быть рассмотрены реально возможные аварийные режимы в нормальной и ремонтных схемах.

При выборе расчетных условий, как правило, следует исходить:

- а) для изолированно работающих энергосистем – из возможности отключения наиболее мощной электростанции;
- б) для части энергосистемы – из возможности аварийного отделения с дефицитом мощности вследствие отключения питающих связей и/или генерирующей мощности (генератора, энергоблока, укрупненного энергоблока), в том числе наиболее мощной электростанции;
- в) для ЕЭС в целом – из возможности ее аварийного разделения с

дефицитом мощности в одной (или нескольких) из отделившихся частей вследствие отключения питающих межсистемных связей и генерирующих объектов (в том числе разгрузки и отключения энергоблоков АЭС в соответствии с технологическими регламентами при снижении частоты ниже 49,0 Гц).

8.3. Мощность подключаемых к устройствам АЧР1 энергопринимающих установок потребителей в энергосистеме (части энергосистемы) определяется величиной расчетного аварийного дефицита мощности с учетом запаса (не менее 5 % от суммарного прогнозного потребления):

$$P(\text{АЧР1}) \geq \Delta P_{\text{АД}} + 0,05 * P_{\text{потр}}$$

где:

$\Delta P_{\text{АД}}$  – величина расчетного аварийного дефицита мощности;

$P_{\text{потр}}$  – величина прогнозного потребления энергосистемы (части энергосистемы).

В качестве расчетного аварийного дефицита принимается максимально возможный для энергосистемы (части энергосистемы) (п. 8.2. настоящего Стандарта) аварийный дефицит мощности.

В случае если расчетный аварийный дефицит активной мощности превышает 45 % суммарного потребления энергосистемы (части энергосистемы), может применяться ДАР (см. раздел 11 настоящего Стандарта).

8.4. Подключаемая к АЧР мощность нагрузки должна распределяться равномерно по очередям.

Допускается незначительная неравномерность распределения по очередям АЧР мощности нагрузки при условии увеличения ее доли на очередях с более высокими уставками АЧР по частоте.

8.5. С учетом запаса к очередям АЧР2 несомещенной должна подключаться мощность потребителей не менее 10 % от суммарного прогнозного потребления энергосистемы (части энергосистемы):

$$P(\text{АЧР2н}) \geq 0,1 * P_{\text{потр}}$$

8.6. Суммарная мощность подключаемой к АЧР нагрузки (АЧР1 и АЧР2 несомещенной) с учетом запасов составляет:

$$P(\text{АЧР}) = P(\text{АЧР1}) + P(\text{АЧР2н}) \geq (\Delta P_{\text{АД}} + 0,05 * P_{\text{потр}}) + 0,1 * P_{\text{потр}} = \Delta P_{\text{АД}} + 0,15 * P_{\text{потр}}$$

8.7. Суммарная мощность нагрузки потребителей, подключаемой к АЧР в отдельных частях энергосистемы, принимается по максимальному

значению, полученному исходя из требований ликвидации местного и системного дефицита мощности.

8.8. Суммарное прогнозное потребление энергосистемы (части энергосистемы) при определении объема нагрузки потребителей, подключаемых к АЧР, должно включать нагрузку собственных нужд электростанций и потери в электрических сетях. При наличии крупных электростанций на территории энергосистемы (части энергосистемы) по согласованию с вышестоящим диспетчерским центром допускается перераспределение нагрузки потребителей, подключаемых к АЧР, между соседними энергосистемами.

## **9. Частотное автоматическое повторное включение**

9.1. ЧАПВ восстанавливает питание отключенных от АЧР потребителей при подъеме частоты в результате мобилизации резервов генерирующей мощности.

9.2. Суммарная мощность подключаемых к ЧАПВ энергопринимающих установок потребителей не регламентируется и определяется по местным условиям работы энергосистемы.

Устройства ЧАПВ устанавливаются, в первую очередь, в случаях невозможности быстрого восстановления питания потребителей действиями оперативного персонала после действия устройств АЧР (на удаленных подстанциях без постоянного оперативного персонала).

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

9.3. При подключении к одной очереди ЧАПВ нескольких присоединений их выключатели должны включаться поочередно с интервалами времени не менее 1 секунды.

## **10. Типовая структура настройки АЧР - ЧАПВ**

10.1. Уставки АЧР:

### АЧР1

уставки по частоте (с возвратом +0,1 Гц)/по времени:

- спецочередь (САЧР): 49,2 Гц/0,3 с;

Мощность подключенной к САЧР нагрузки должна составлять 3–4 % от потребления.

- основной объем: 48,8–46,5 Гц /0,3 с, с интервалами по частоте: 0,1–0,2 Гц.

Общая мощность подключенной к АЧР1 нагрузки должна составлять не менее 50 % от потребления.

## АЧР2

а) несовмещенная:

- уставка по частоте: 49,1 Гц (возврат +0,1 Гц);
- уставки по времени в диапазоне: 5–40 секунд, с интервалами не более 5 секунд;
- мощность подключенной нагрузки должна составлять не менее 10 % от потребления.

б) совмещенная:

• уставки по частоте и диапазон выдержек времени:

49,0 Гц, возврат +0,1 Гц, выдержки времени 5–20 с;

48,9 Гц, возврат +0,1 Гц (0,2 Гц)\*, выдержки времени 20–35 с;

48,8 Гц, возврат +0,1 Гц (0,3 Гц)\*, выдержки времени 35–50 с;

48,7 Гц, возврат +0,1 Гц (0,4 Гц)\*, выдержки времени 50–70 с.

*\*Примечание:* для реле на современной элементной базе (микропроцессорные, микроэлектронные).

- интервалы между очередями – не более 5 секунд;
- очереди АЧР1 с более низкими уставками по частоте совмещаются с очередями АЧР2 с большими уставками по времени;
- общая мощность совмещения с АЧР1 – не менее 60 % суммарной мощности нагрузки подключенной к АЧР1 с последующим наращиванием совмещения до 100 %;
- при неполном совмещении АЧР1 и АЧР2 весь объем мощности, подключенный к устройствам АЧР1 с уставками ниже 47,5 Гц, должен быть полностью совмещен с АЧР2;
- распределение нагрузки между ступенями по частоте – в соотношении 1:3:3:3.

Суммарная мощность подключенной к АЧР нагрузки должна быть не менее 60 % от потребления.

В избыточных энергосистемах (энергосистемах, которые на протяжении не менее 90 % времени в году являются избыточными по мощности, при этом избыток имеет величину не менее 5 % от максимального потребления энергосистемы) допускается неприменение спецочереди АЧР, а также снижение начальной уставки по частоте АЧР1 и уставок по частоте несовмещенной и совмещенной АЧР2 на 0,1 Гц.

Мощность нагрузки, подключенной к совмещенной АЧР2, не учитывается в суммарной мощности АЧР, поскольку ее действие осуществляется вторым (резервным) пуском на отключение нагрузки, подключенной к АЧР1.

## 10.2. Уставки ЧАПВ:

а) уставки по частоте в диапазоне 49,4–49,9 Гц (возврат – минус 0,1 Гц);

б) на уставках ЧАПВ 49,4 – 49,6 Гц выполняется включение нагрузки нижних по частоте очередей АЧР1 (47,0–46,5 Гц). Остальная нагрузка АЧР1 и несовмещенной АЧР2 равномерно распределяется на частотах ЧАПВ не ниже 49,7 Гц.

в) уставки по времени ЧАПВ не менее 10 секунд, с интервалами 5 секунд (по условию недопущения срабатывания последующей очереди ЧАПВ при снижении частоты ниже уставки возврата реле).

ЧАПВ с минимальным временем выполняет включение энергопринимающих установок потребителей, подключенных к нижним очередям АЧР и с максимальным временем – энергопринимающих установок потребителей, подключенных к верхним очередям АЧР.

г) к одной очереди ЧАПВ по частоте и по времени допускается подключение не более 2–2,5 % от всего объема нагрузки, подключенной к АЧР.

### *Примечания к разделу 10:*

- приведенная типовая структура настройки АЧР – ЧАПВ устанавливает верхнюю и нижнюю границы уставок, в пределах которых осуществляется настройка АЧР исходя из условий ликвидации как местных, так и общесистемных дефицитов мощности;
- для предотвращения ложной работы устройств АЧР1 в случаях синхронных качаний и т.п. достаточна выдержка времени 0,3 секунды.

## 11. Дополнительная автоматическая разгрузка

11.1. В случае возникновения больших местных дефицитов активной мощности (более 45 % от потребления) со скоростью снижения частоты более 1,8–2,0 Гц/с действие АЧР может не обеспечивать прекращение снижения и стабилизацию частоты. При угрозе возникновения таких дефицитов мощности при наличии технических и экономических обоснований может применяться ДАР.

ДАР должна быть быстродействующей и срабатывать в начале процесса снижения частоты – до начала работы АЧР1 или в процессе срабатывания ее первых очередей. ДАР должна обеспечивать ускоренное отключение заданной мощности энергопринимающих установок потребителей и способствует уменьшению глубины и скорости снижения частоты, чем улучшает условия действия АЧР.

11.2. ДАР осуществляет автоматическое отключение энергопринимающих установок потребителей по факторам, характеризующим возникновение местного дефицита активной мощности, без фиксации снижения частоты. Запуск автоматики осуществляется по

факту отключения генерирующих источников, питающих линий, силовых трансформаторов и т.д. с контролем направления и величины перетоков активной мощности в предшествующем режиме.

Рекомендуется также применение устройств фиксации скорости снижения частоты для выявления фактора возникновения большого местного дефицита мощности, при котором скорость снижения частоты существенно больше, чем при системном дефиците. Устройства фиксации скорости снижения частоты устанавливаются в узлах нагрузки, что позволяет осуществить ускоренное отключение заданного объема энергопринимающих установок потребителей по месту установки устройств без использования каналов телеотключения.

11.3. Мощность подключаемой к ДАР нагрузки потребителей выбирается таким образом, чтобы после действия ДАР остаточный дефицит активной мощности не превышал допустимого, при котором обеспечивается эффективность работы АЧР.

11.4. Величина дефицита активной мощности, который может быть ликвидирован суммарным действием ДАР и АЧР в энергорайоне, зависит от эквивалентной постоянной инерции генерирующего оборудования в энергорайоне (энергоузле), времени отключения потребителей устройствами АЧР и ДАР и определяется расчетным путем.

11.5. Допускается подключение одних и тех же энергопринимающих установок потребителей к АЧР и ДАР. При этом суммарная мощность разгрузки должна быть достаточной для подъема частоты выше 49,0 Гц после срабатывания ДАР и АЧР при расчетном дефиците активной мощности.

11.6. Для измерения скорости снижения частоты могут использоваться два основных метода:

- непосредственный – с помощью микропроцессорного реле частоты, имеющего специальную программу определения скорости снижения частоты;
- косвенный – путем фиксации снижения частоты между двумя заданными уставками по частоте за заданный интервал времени с помощью высокоточного и быстродействующего микропроцессорного реле частоты, имеющего две и более уставок по частоте на одном реле.

С учетом сравнительной простоты выбора и настройки уставок рекомендуется на начальном этапе применение ДАР с косвенным методом измерения скорости снижения частоты.

Уставка по частоте запуска схемы косвенного метода измерения скорости снижения частоты в зависимости от дефицита активной мощности может быть ниже, равной или выше уставки по частоте верхних очередей АЧР1.

Уставки по скорости косвенного метода измерения скорости снижения частоты должны быть отстроены от дефицитов активной мощности при системных авариях (максимальные значения которых не превышают 15–20 % от потребления) и составлять с запасом 1,2–1,7 Гц/с. При снижении расчетных дефицитов мощности до величин менее 15–20 % от потребления соответственно должны уменьшаться уставки ДАР по скорости снижения частоты. Ориентировочно каждые 10 % дефицита активной мощности увеличивают скорость снижения частоты на величину порядка 0,45–0,5 Гц/с.

Выдержка времени ДАР с использованием косвенного метода измерения скорости снижения частоты по условию отстройки от качаний и коротких замыканий должна составлять 0,3–0,4 секунды. Допускается уменьшение выдержки времени до 0,2 секунды при скорости снижения частоты более 3 Гц/с.

## **12. Частотная делительная автоматика**

12.1. ЧДА применяется для:

- сохранения в работе собственных нужд и предотвращения полного останова электростанций при отказе или недостаточной эффективности устройств, выполняющих функции по п. 3.2 (а, б, в) настоящего Стандарта;
- обеспечения питания отдельных групп потребителей, не допускающих перерывов в электроснабжении.

Сохранение в работе части генераторов при действии ЧДА позволяет ускорить восстановление электроснабжения потребителей в послеаварийном режиме.

12.2. ЧДА осуществляет выделение электростанций, их частей или отдельных энергоблоков на питание собственных нужд (АВСН) или на сбалансированный район.

При выделении электростанции (энергоблока) на примерно сбалансированную нагрузку предпочтительным является образование небольшого избытка генерирующей мощности и повышение частоты.

12.3. ЧДА должна устанавливаться на всех ТЭС, на которых она может быть выполнена исходя из условий их работы (схема электростанции, ее положение в сети, ограничения по теплофикационному режиму и т.п.).

12.4. Уставки срабатывания ЧДА выбираются с учетом обеспечения устойчивой работы выделяемых электростанций (энергоблоков) и действия ЧДА после срабатывания АЧР1. При этом, как правило, применяются две ступени с уставками по частоте/времени в следующих диапазонах:

- 1 ступень: 46,0–47,0 Гц/0,3–0,5 с;
- 2 ступень: 47,0–47,5 Гц/30–40 с (резервное действие).

Для предварительной подготовки района к выделению действием ЧДА может осуществляться автоматическое изменение конфигурации

электрической сети путем отключения соответствующих коммутационных аппаратов. Энергопринимающие установки потребителей в энергорайоне, выделяемом действием ЧДА, не должны подключаться к устройствам ЧАПВ.

12.5. При выделении энергосистемы (части энергосистемы, электростанции) с преобладанием ГЭС, если генерация ГЭС не менее чем на 20 % превышает нагрузку выделившегося района, применяются автоматические устройства ступенчатого отключения (по факту повышения частоты в пределах 50,5–53,5 Гц или отключения отходящих от шин ГЭС линий электропередачи с контролем предшествующего режима) части агрегатов суммарной мощностью равной или несколько меньшей избытка мощности.

12.6. Для электростанций, где выполнение ЧДА признано невозможным или нецелесообразным, при изменении состава генерирующего оборудования, схемы выдачи мощности, схемы прилегающей сети, но не реже одного раза в три года должны утверждаться согласованные с субъектами оперативно-диспетчерского управления соответствующие решения с необходимой мотивировкой.

Для электростанций с ЧДА должны быть оформлены решения, подтверждающие соответствие назначения, настройки и удовлетворительное состояние эксплуатации частотной делительной автоматики и систем регулирования электростанций.

12.7. В каждой энергосистеме (части энергосистемы) должны быть разработаны и согласованы с соответствующим диспетчерским центром инструкции по развороту электростанций и восстановлению нормальной схемы энергосистемы (части энергосистемы) после действия ЧДА.

12.8. Соответствие мощности генерации и нагрузки в выделяемом районе должно проверяться не менее двух раз в год в дни контрольных замеров.

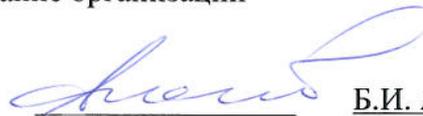
**СОДЕРЖАНИЕ**

Сведения о Стандарте	2
Введение	3
1. Область применения	4
2. Обозначения и сокращения	4
3. Общие положения	4
4. Иерархическая система подготовки, выдачи и контроля выполнения заданий по настройке АОСЧ	6
5. Автоматический частотный ввод резерва	9
6. Автоматическая частотная разгрузка	9
7. Подключение потребителей к устройствам АОСЧ	10
8. Расчет мощности нагрузки, подключаемой к АЧР	12
9. Частотное автоматическое повторное включение	14
10. Типовая структура настройки АЧР – ЧАПВ	14
11. Дополнительная автоматическая разгрузка	16
12. Частотная делительная автоматика	18

---

Руководитель организации-разработчика  
ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы»  
наименование организации

Председатель Правления  
должность



личная подпись

Б.И. Аюев  
инициалы, фамилия

Руководитель  
разработки:

Первый заместитель  
Председателя Правления  
должность



личная подпись

Н.Г. Шульгинов  
инициалы, фамилия

Исполнитель:

Начальник Службы  
электрических режимов  
должность



личная подпись

В.А. Дьячков  
инициалы, фамилия