

Приложение
к приказу ОАО «СО ЕЭС»
от 03.12.2015 № 399



ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»

СТО 59012820.27.010.002-2015

(обозначение)

03.12.2015

(дата введения)

Стандарт организации

**РЕЗЕРВЫ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ
СИСТЕМЫ РОССИИ.**

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМОВ РЕЗЕРВОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ПРИ
КРАТКОСРОЧНОМ ПЛАНИРОВАНИИ**

Москва
2015

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 29.06.2015 № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации», Федеральным законом от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании», а правила применения стандарта организации – ГОСТ Р.1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения».

Сведения о Стандарте

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

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

УТВЕРЖДЕН и ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ: приказом открытого акционерного общества «Системный оператор Единой энергетической системы» от 03.12.2015 № 399 .

ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ.

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

Содержание

1.	Область применения.....	4
2.	Нормативные ссылки.....	4
3.	Термины, определения и сокращения.....	5
4.	Общие положения.....	6
5.	Резерв первичного регулирования.....	6
5.1.	Определение нормативного объема РПР.....	6
5.2.	Планирование и размещение РПР.....	6
5.3.	Определение фактического объема РПР.....	7
6.	Резерв вторичного регулирования.....	7
6.1.	Определение нормативного объема РВР.....	7
6.2.	Планирование и размещение РВР.....	8
6.3.	Определение фактического объема РВР.....	9
7.	Резерв третичного регулирования.....	9
7.1.	Определение нормативного объема РТР.....	9
7.2.	Планирование РТР.....	10
7.3.	Определение фактического объема РТР.....	13
8.	Определение объема невыпускаемых резервов.....	13

1. Область применения

1.1. Стандарт устанавливает требования к:

– определению нормативных объемов резервов активной мощности Единой энергетической системы России (далее – ЕЭС России) и входящих в нее энергосистем при выборе состава включенного генерирующего оборудования и генерирующего оборудования, находящегося в резерве, и планировании электроэнергетического режима энергосистемы на операционные сутки и периоды в пределах операционных суток (далее – краткосрочное планирование);

– определению плановых объемов резервов активной мощности ЕЭС России и входящих в нее энергосистем при краткосрочном планировании (далее также – планирование резерва);

– размещению плановых объемов резервов активной мощности (кроме резерва третичного регулирования) при краткосрочном планировании;

– определению фактических объемов резервов активной мощности.

1.2. Требования Стандарта распространяются на:

– первую синхронную зону ЕЭС России;

– вторую синхронную зону ЕЭС России.

– временно выделенные на изолированную работу объединенные электроэнергетические системы (части объединенных электроэнергетических систем) (за исключением требований к определению нормативного объема и планированию резерва первичного регулирования, определению нормативного объема и планированию резерва вторичного регулирования).

2. Нормативные ссылки

В Стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ Р.1.4-2004 Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения.

СТО 59012820.27.100.003-2012 Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования.

Примечание. При пользовании Стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана недатированная ссылка, рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным ранее годом утверждения. Если после утверждения Стандарта в ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

3. Термины, определения и сокращения

В Стандарте применены термины по СТО 59012820.27.100.003-2012, а также следующие термины и сокращения:

Нормативный объем резерва (первичного, вторичного третичного регулирования) – величина резерва мощности, минимально необходимая для обеспечения надежного функционирования энергосистемы в нормальном режиме и в послеаварийных режимах после нормативных возмущений.

Расчетный небаланс мощности – максимальная величина небаланса активной мощности, возникновение которого возможно в области регулирования в результате нормативных возмущений, используемая для расчетов резервов первичного, вторичного и третичного регулирования.

Фактический объем резерва – расчетная величина резерва активной мощности, определяемая с учетом фактической загрузки генерирующего оборудования.

Область регулирования – синхронная зона, в которой осуществляется регулирование частоты, или часть синхронной зоны, в которой осуществляется регулирование внешнего перетока активной мощности.

Оптовый рынок – оптовый рынок электрической энергии и мощности.

РПР – резерв первичного регулирования.

РВР – резерв вторичного регулирования.

РТР – резерв третичного регулирования.

ПА – противоаварийная автоматика.

ЦС (ЦКС) АРЧМ – централизованная система автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности.

АВРЧМ – автоматическое вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности.

ОЭС – объединенная электроэнергетическая система.

ОДУ Востока – Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Востока.

НПРЧ – нормированное первичное регулирование частоты.

ГЭС – гидроэлектростанция.

ТЭС – тепловая электростанция.

АЭС – атомная электростанция.

ЛЭП – линия электропередачи.

4. Общие положения

4.1. Определение нормативных и плановых объемов РПР, РВР и РТР должно осуществляться на всех этапах краткосрочного планирования.

4.2. Размещение плановых объемов РПР и РВР должно осуществляться на всех этапах краткосрочного планирования.

4.3. Определение нормативных, плановых и фактических объемов РПР, РВР, РТР на загрузку и на разгрузку должно осуществляться в соответствии с требованиями разделов 5, 6 и 7 Стандарта соответственно.

Принципы и порядок определения нормативных, плановых объемов резервов активной мощности и их размещения, установленные Стандартом, применяются для всех этапов краткосрочного планирования.

4.4. Выполнение требований к определению нормативных, плановых и фактических объемов РПР, РВР, РТР на загрузку и на разгрузку, а также требований к размещению резервов, установленных Стандартом, должно обеспечиваться для каждого часа суток.

5. Резерв первичного регулирования

5.1. Определение нормативного объема РПР

5.1.1. Для первой синхронной зоны ЕЭС России нормативный объем РПР устанавливается ежегодно решением Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК).

5.1.2. Для второй синхронной зоны ЕЭС России нормативный объем РПР должен обеспечивать компенсацию расчетного небаланса мощности с учетом объема управляющих воздействий от устройств (комплексов) ПА, реализуемых при нормативном возмущении, приводящем к возникновению расчетного небаланса мощности.

5.2. Планирование и размещение РПР

5.2.1. Планирование РПР осуществляется для каждой области регулирования, в которой производится регулирование частоты.

5.2.2. Планирование РПР осуществляется путем размещения РПР на единицах генерирующего оборудования, находящихся в области регулирования.

5.2.3. Размещение РПР осуществляется только на единицах генерирующего оборудования, в отношении которых имеется техническая возможность и договорные обязательства по предоставлению услуг по НПРЧ.

В случае если суммарные объемы первичной мощности на генерирующем оборудовании, в отношении которого имеется техническая возможность и договорные обязательства по предоставлению услуг по НПРЧ, превышают

нормативный объем РПР, РПР размещается на генерирующем оборудовании с учетом экономических приоритетов, устанавливаемых договором о присоединении к торговой системе оптового рынка.

5.2.4. Размещение РПР на единицах генерирующего оборудования осуществляется ОАО «СО ЕЭС» посредством задания максимальной и минимальной активной мощности, отличной от заявленной участниками оптового рынка в уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования в соответствии с технологическими параметрами оборудования и требованиями договоров об оказании услуг по НПРЧ.

5.2.5. Плановый объем РПР равен сумме размещенных РПР на единицах генерирующего оборудования, находящихся в области регулирования.

5.2.6. Плановый объем РПР должен быть не менее нормативного объема РПР.

5.2.7. При невозможности размещения нормативного объема РПР на единицах генерирующего оборудования, соответствующих требованиям подпункта 5.2.3 Стандарта, плановый объем РВР должен быть увеличен на величину разницы между нормативным и размещенным объемом РПР.

5.3. Определение фактического объема РПР

5.3.1. Фактический объем РПР определяется для каждой области регулирования, в которой производится регулирование частоты.

5.3.2. Фактический объем РПР равен сумме фактических РПР на всех единицах генерирующего оборудования, техническое состояние которого обеспечивает при наличии необходимых условий реализацию размещенного на нем РПР.

6. Резерв вторичного регулирования

6.1. Определение нормативного объема РВР

6.1.1. Нормативный объем РВР определяется для каждой области регулирования, в которой производится регулирование частоты и (или) внешних потоков активной мощности.

6.1.2. Нормативный объем РВР на загрузку равен наибольшему значению из:

- расчетного небаланса мощности, связанного с отключением генерирующего оборудования в области регулирования;
- нерегулярных отклонений мощности и динамической погрешности регулирования баланса мощности.

6.1.3. Нормативный объем РВР на разгрузку равен наибольшему значению из:

- расчетного небаланса мощности, связанного с отключением узла потребления в области регулирования;
- нерегулярных отклонений мощности и динамической погрешности

регулирования баланса мощности.

6.1.4. Расчет нерегулярных отклонений мощности и динамической погрешности регулирования баланса мощности выполняется для каждой области регулирования по формуле:

$$R = k \times \sqrt{P^{номр}}, \text{ где}$$

$P^{номр}$ – активная мощность потребления, МВт;

k – коэффициент, зависящий от скорости изменения потребления активной мощности в области регулирования.

6.1.5. Значение коэффициента k при расчете нерегулярных отклонений мощности и динамической погрешности регулирования баланса мощности в соответствии с подпунктом 6.1.4 Стандарта принимается равным:

– 6 – в часы переменной части графика нагрузки (диспетчерские интервалы, на которых скорость изменения потребления в области регулирования составляет более 3% от $P^{номр}$ в час);

– 3 – в остальные часы суток.

6.2. Планирование и размещение РВР

6.2.1. Планирование РВР осуществляется для каждой области регулирования, в которой производится регулирование частоты и (или) внешних перетоков активной мощности.

6.2.2. Планирование РВР осуществляется путем размещения РВР на генерирующем оборудовании, находящемся в области регулирования.

6.2.3. При невозможности размещения нормативного объема РПР, определяемого в соответствии с подразделом 5.1 Стандарта, на включенном генерирующем оборудовании плановый объем РВР должен быть увеличен на величину разницы между нормативным объемом РПР и размещенным объемом РПР.

6.2.4. Плановый объем РВР равен сумме размещенных РВР на генерирующем оборудовании, находящемся в области регулирования, за исключением объема невыпускаемых резервов, определенного в соответствии с требованиями раздела 8 Стандарта.

6.2.5. Плановый объем РВР должен быть не менее нормативного объема РВР.

6.2.6. Плановый объем РВР должен быть размещен на следующих электростанциях (в порядке снижения приоритета):

– ГЭС, подключенных к ЦКС АРЧМ (к ЦС АРЧМ, управляемым по командам ЦКС АРЧМ) в режиме регулирования частоты и (или) перетоков активной мощности;

– ТЭС, подключенных к ЦКС АРЧМ (к ЦС АРЧМ, управляемым по командам ЦКС АРЧМ) в режиме регулирования частоты и (или) перетоков активной мощности, генерирующее оборудование которых сертифицировано в

установленном порядке и прошло конкурентный отбор для оказания услуг по АВРЧМ.

6.2.7. Размещение РВР на генерирующем оборудовании осуществляется ОАО «СО ЕЭС» посредством задания максимальной и минимальной активной мощности, отличной от заявленной участниками оптового рынка в уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования в свободной от размещения РПР части регулировочного диапазона.

6.2.8. При невозможности размещения нормативного объема РВР в первой синхронной зоне ЕЭС России на электростанциях, подключенных к ЦКС АРЧМ (к ЦС АРЧМ, управляемым по командам ЦКС АРЧМ), минимальный объем РВР, размещенный на электростанциях, подключенных к ЦКС АРЧМ (к ЦС АРЧМ, управляемым по командам ЦКС АРЧМ), должен составлять не менее ± 400 МВт.

При невозможности размещения нормативного объема РВР во второй синхронной зоне ЕЭС России на электростанциях, подключенных к ЦС АРЧМ ОЭС Востока, минимальный объем РВР, размещенный на электростанциях, подключенных к ЦС АРЧМ ОЭС Востока, должен составлять не менее ± 135 МВт.

6.3. Определение фактического объема РВР

6.3.1. Фактический объем РВР определяется для каждой области регулирования, в которой производится регулирование частоты и (или) внешних перетоков активной мощности.

6.3.2. Фактический объем РВР в каждой области регулирования определяется как сумма РВР на генерирующем оборудовании, на котором размещен РВР, за исключением объема невыпускаемых резервов, определенного в соответствии с требованиями раздела 8 Стандарта.

7. Резерв третичного регулирования

7.1. Определение нормативного объема РТР

7.1.1. Нормативный объем РТР определяется для каждой области регулирования, в которой производится регулирование частоты.

7.1.2. Нормативный объем РТР на загрузку равен сумме:

- объема резерва на загрузку, необходимого для восстановления объема РВР (принимается равным нормативному объему РВР на загрузку, определенному в соответствии с требованиями раздела 6 Стандарта);

- статистической величины погрешности прогнозирования потребления электрической мощности;

- расчетного небаланса мощности, связанного с отключением генерирующего оборудования в области регулирования.

7.1.3. Нормативный объем РТР на разгрузку равен сумме:

- объема резерва на разгрузку, необходимого для восстановления объема РВР (принимается равным нормативному объему РВР на разгрузку, определенному в соответствии с требованиями раздела 6 Стандарта);

- статистической величины погрешности прогнозирования потребления электрической мощности;

- расчетного небаланса мощности, связанного с отключением узла потребления в области регулирования.

7.1.4. Статистическая величина погрешности прогнозирования потребления электрической мощности принимается в диапазоне 0,5–2,5% от прогнозируемой максимальной мощности потребления в области регулирования.

Значение статистической величины погрешности прогнозирования потребления электрической мощности зависит от периода, на который выполняется прогнозирование, и от стабильности прогнозируемых погодных условий.

Значение статистической величины погрешности прогнозирования потребления электрической мощности устанавливается в пределах указанного в настоящем пункте диапазона решением:

- директора по управлению режимами ЕЭС – главного диспетчера – для первой синхронной зоны ЕЭС России;

- директора по управлению режимами – главного диспетчера ОДУ Востока – для второй синхронной зоны ЕЭС России.

7.2. Планирование РТР

7.2.1. Планирование РТР осуществляется в соответствии с требованиями, указанными в настоящем разделе, посредством выбора состава включенного генерирующего оборудования, осуществляемого в соответствии с регламентом проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования, являющимся приложением к договору о присоединении к торговой системе оптового рынка.

7.2.2. Планирование РТР осуществляется для каждой области регулирования, в которой производится регулирование частоты с учетом необходимости выполнения требований подпункта 7.2.6 Стандарта.

7.2.3. Плановый объем РТР в каждой области регулирования должен быть не менее нормативного (за исключением внутрисуточного планирования на период времени до $x + 8$ часов).

7.2.4. В плановом объеме РТР учитывается свободный от размещения РПР и РВР регулировочный диапазон:

- включенного генерирующего оборудования ТЭС;

- остановленного генерирующего оборудования ТЭС, включение в сеть которого и последующий набор нагрузки возможны в течение не более 20 минут, и обеспеченного энергоресурсами на время работы не менее 8 часов

(среднее нормативное время пуска блочного генерирующего оборудования ТЭС).

7.2.5. Плановый объем РТР равен сумме РТР на генерирующем оборудовании, находящемся в области регулирования, за исключением:

- РТР на генерирующем оборудовании на ТЭС, имеющих объем запасов топлива ниже нормативной величины;
- РТР на генерирующем оборудовании на монотопливных ТЭС, имеющих ограничения по суточной выработке электрической энергии, вне зависимости от наличия неиспользованного регулировочного диапазона;
- объема невыпускаемых РТР, определенного в соответствии с требованиями раздела 8 Стандарта.

7.2.6. Для исключения длительного превышения максимально допустимых перетоков активной мощности в сечениях, вызванного снижением максимально допустимых перетоков активной мощности в указанных сечениях вследствие единичных нормативных возмущений или увеличением фактических перетоков активной мощности, вызванных небалансами активной мощности вследствие единичных нормативных возмущений, при планировании должна быть обеспечена достаточность объемов РТР, размещаемых на электростанциях (группах электростанций), изменение технологических режимов работы которых оказывает непосредственное влияние на переток активной мощности в указанных сечениях (с учетом их пропускной способности).

Минимально необходимая величина объема РТР, доступного для размещения на таких электростанциях (группах электростанций), должна обеспечивать требуемое изменение перетоков активной мощности в указанных сечениях в течение не менее 8 часов.

7.2.7. Перечень сечений электрической сети, для которых должна осуществляться проверка выполнения требований подпункта 7.2.6 Стандарта (включая перечень электростанций (групп электростанций), изменение технологических режимов работы которых оказывает непосредственное влияние на переток активной мощности в указанных сечениях), определяется:

- директором по управлению режимами ЕЭС – главным диспетчером – для первой синхронной зоны ЕЭС России;
- директором по управлению режимами – главным диспетчером ОДУ Востока – для второй синхронной зоны ЕЭС России.

7.2.8. В случае если плановый объем РТР на генерирующем оборудовании, определенный в соответствии с требованиями подпунктов 7.2.4, 7.2.5 Стандарта, менее нормативного, выполняется проверка достаточности регулировочного диапазона на ГЭС, имеющих возможность участия в третичном регулировании. При этом:

- плановый объем РТР на загрузку на ГЭС определяется как разница между максимальной и плановой мощностью ГЭС за вычетом объема размещенных объемов РПР, РВР на загрузку;

– плановый объем РТР на разгрузку на ГЭС определяется как разница между плановой и минимальной мощностью ГЭС за вычетом объема размещенных объемов РПР, РВР на разгрузку.

7.2.9. Перечень ГЭС, имеющих возможность участия в третичном регулировании, утверждается:

– директором по управлению режимами ЕЭС – главным диспетчером – для первой синхронной зоны ЕЭС России;

– директором по управлению режимами – главным диспетчером ОДУ Востока – для второй синхронной зоны ЕЭС России.

В указанный перечень включаются только ГЭС, которые удовлетворяют требованиям, установленным подпунктом 7.2.10 Стандарта.

7.2.10. ГЭС, имеющие возможность участия в третичном регулировании, должны соответствовать одновременно следующим требованиям:

– наличие необходимой емкости водохранилища (запасов гидроресурсов) и притока воды в водохранилище для обеспечения выдачи третичного резерва мощности в течение 8 часов (среднее нормативное время пуска блочного генерирующего оборудования ТЭС) без нарушения режима работы гидроузлов ГЭС, установленного федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации на осуществление функций по оказанию государственных услуг и управлению федеральным имуществом в сфере водных ресурсов (далее – уполномоченный орган власти в сфере водных ресурсов), или правилами использования водных ресурсов водохранилищ;

– возможность компенсации израсходованных гидроресурсов в рамках режима, установленного уполномоченным органом власти в сфере водных ресурсов, в последующий период (следующие сутки или иной интервал регулирования, установленный уполномоченным органом власти в сфере водных ресурсов);

– наличие достаточной емкости в нижерасположенных водохранилищах в каскаде ГЭС, позволяющей аккумулировать повышенный приток без нарушения режима работы, установленного уполномоченным органом власти в сфере водных ресурсов или правилами использования водных ресурсов водохранилищ, и без холостых сбросов воды;

– отсутствие установленных уполномоченным органом власти в сфере водных ресурсов или правилами использования водных ресурсов водохранилищ водохозяйственных ограничений, не позволяющих использовать регулировочные емкости водохранилища и регулировочный диапазон ГЭС для третичного регулирования.

7.2.11. В плановом объеме РТР в первой синхронной зоне ЕЭС России дополнительно к генерирующему оборудованию (объему резервов), указанному в пункте 7.2.5 Стандарта, не учитывается генерирующее оборудование, находящееся на территории неценовых зон.

7.3. Определение фактического объема РТР

7.3.1. Фактический объем РТР определяется для каждой области регулирования, в которой производится регулирование частоты.

7.3.2. Фактический объем РТР определяется как сумма РТР на генерирующем оборудовании ТЭС, за исключением генерирующего оборудования (объема резервов), указанных в подпункте 7.2.11 Стандарта.

7.3.3. При определении фактического объема РТР не должен учитываться объем невыпускаемых резервов, определенный в соответствии с требованиями раздела 8 Стандарта.

8. Определение объема невыпускаемых резервов

8.1. Определение объема невыпускаемых резервов осуществляется при планировании и определении фактического объема РВР, РТР на загрузку.

8.2. Объем невыпускаемых резервов определяется для генерирующего оборудования, находящегося в ОЭС (частях ОЭС), ограниченных сечениями электрической сети, определенными:

– директором по управлению режимами ЕЭС – главным диспетчером – для первой синхронной зоны ЕЭС России;

– директором по управлению режимами – главным диспетчером ОДУ Востока – для второй синхронной зоны ЕЭС России.

8.3. Объем невыпускаемых резервов определяется сетевыми ограничениями, не позволяющими обеспечить реализацию запланированного (фактического) резерва, размещенного на единицах генерирующего оборудования, расположенных в ОЭС (частях ОЭС), определенных в соответствии с пунктом 8.2 Стандарта, в последовательности:

– РТР;

– РВР.

8.4. Разница между запланированным (фактическим) объемом РВР и (или) РТР и реализуемым с учетом сетевых ограничений объемом РВР и (или) РТР является объемом невыпускаемых РВР и (или) РТР соответственно.

Организация-разработчик

ОАО «СО ЕЭС»

наименование организации

Руководитель

организации-разработчика

Председатель Правления

должность

личная подпись

Б.И. Аюев

инициалы, фамилия

Руководитель разработки

Заместитель

Председателя Правления

должность

личная подпись

С.А. Павлушко

инициалы, фамилия

Исполнитель

Заместитель главного

диспетчера по режимам

должность

личная подпись

В.А. Дьячков

инициалы, фамилия

Начальник Службы

оперативного планирования

режимов

должность

личная подпись

А.В. Колесников

инициалы, фамилия