

Приложение
к приказу АО «СО ЕЭС»
от 15.02.2018 № 32



**АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»**

СТО 59012820.27.010.001-2018
регистрационный номер (обозначение)

15.02.2018
дата введения

СТАНДАРТ

**Резервы активной мощности Единой энергетической системы России.
Определение объемов резервов активной мощности при краткосрочном
планировании**

Издание официальное

**Москва
2018**

Предисловие

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

Сведения о Стандарте

1. **РАЗРАБОТАН:** акционерным обществом «Системный оператор Единой энергетической системы».
2. **ВНЕСЕН:** акционерным обществом «Системный оператор Единой энергетической системы».
3. **УТВЕРЖДЕН и ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ:** приказом акционерного общества «Системный оператор Единой энергетической системы» от 15.02.2018 № 32.
4. **ВВЕДЕН** взамен стандарта организации СТО 59012820.27.010.007-2016, утвержденного приказом АО «СО ЕЭС» от 15.12.2016 № 354

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

СОДЕРЖАНИЕ

1. Область применения	4
2. Нормативные ссылки.....	4
3. Термины, определения и сокращения	5
3.1. Термины и определения	5
3.2. 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	11
7.3. Определение фактического объема РТР	14
8. Определение объема невыпускаемых резервов.....	15

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 и 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 данного стандарта с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, рекомендуется использовать версию данного 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, данное положение рекомендуется применять без учета указанного 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

3.1. Термины и определения

В Стандарте применены термины по СТО 59012820.27.100.003-2012 «Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования», а также следующие термины и определения:

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.

3.2. Сокращения

АВРЧМ	– автоматическое вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности;
АЧР	– автоматическая частотная разгрузка;
ГЭС	– гидроэлектростанция;
НПРЧ	– нормированное первичное регулирование частоты;
ОДУ Востока	– Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока;
ОЭС	– объединенная электроэнергетическая система;
ПА	– противоаварийная автоматика;
РВР	– резерв вторичного регулирования;
РПР	– резерв первичного регулирования;
РТР	– резерв третичного регулирования;
ТЭС	– тепловая электростанция;
оптовый рынок	– оптовый рынок электрической энергии и мощности;
уполномоченный орган власти в сфере водных ресурсов	– федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный Правительством Российской Федерации на осуществление функций по оказанию государственных услуг и управлению федеральным

имуществом в сфере водных ресурсов;

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

4. Общие положения

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

4.2. 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.

4.3. 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 интервала планирования.

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. Во второй синхронной зоне РПР не нормируется в связи с отсутствием генерирующего оборудования, имеющего техническую возможность участия в НПРЧ.

5.2. Планирование и размещение РПР

5.2.1. Планирование РПР осуществляется для каждой области регулирования, в которой производится регулирование частоты, за исключением второй синхронной зоны ЕЭС России.

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 имеются техническая возможность и договорные обязательства по предоставлению услуг по участию в НПРЧ.

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

превышают нормативный объем РПР, РПР размещается на генерирующем оборудовании с учетом правил и принципов, устанавливаемых договором о присоединении к торговой системе оптового рынка.

5.2.4. Размещение РПР на единицах генерирующего оборудования осуществляется АО «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 требованиями договоров об оказании услуг по участию в 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 пункта 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, за исключением второй синхронной зоны ЕЭС России.

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 перетоков активной мощности.

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

- расчетного небаланса мощности, связанного с отключением генерирующего оборудования с наибольшей рабочей мощностью в области регулирования с учетом реализации управляющих воздействий ПА (за исключением АЧР);

- объема управляющих воздействий от устройств (комплексов) ПА на отключение генерирующего оборудования в области регулирования при единичном нормативном возмущении;

– нерегулярных отклонений активной мощности и динамической погрешности регулирования баланса мощности.

6.1.3. Нормативный объем РВР на разгрузку равен значению нерегулярных отклонений активной мощности и динамической погрешности регулирования баланса мощности.

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

$$R = k \times \sqrt{P^{номр}},$$

где:

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

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

Значение коэффициента k 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 или внешних потоков 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) или ЦС АРЧМ в режиме регулирования частоты или перетоков активной мощности;

– ТЭС, подключенных к ЦКС АРЧМ (к ЦС АРЧМ, управляемым по командам ЦКС АРЧМ) или ЦС АРЧМ в режиме регулирования частоты или перетоков активной мощности, в отношении генерирующего оборудования которых имеются техническая возможность и договорные обязательства по предоставлению услуг по участию в АВРЧМ.

6.2.7. Размещение РВР на генерирующем оборудовании осуществляется АО «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), объем РВР, размещенный на электростанциях, подключенных к ЦКС АРЧМ (к ЦС АРЧМ, управляемым по командам ЦКС АРЧМ), должен задаваться максимально возможным, но не менее ± 400 МВт.

6.2.9. При невозможности размещения нормативного объема РВР во второй синхронной зоне ЕЭС России на ГЭС, подключенных к ЦС АРЧМ ОЭС Востока, минимальный объем РВР, размещенный на электростанциях, подключенных к ЦС АРЧМ ОЭС Востока, должен составлять не менее ± 335 МВт.

6.2.10. В период наступления половодья приоритетность размещения РВР на ГЭС и ТЭС может быть изменена с целью наиболее полного использования водных ресурсов.

6.3. Определение фактического объема РВР

6.3.1. Фактический объем РВР определяется для каждой области регулирования, в которой производится регулирование частоты 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 для первой синхронной зоны ЕЭС России 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 активной мощности;
- расчетного небаланса мощности, связанного с отключением генерирующего оборудования с наибольшей рабочей мощностью в области регулирования, следующего за отключением, учтенным в пункте 6.1.2 Стандарта, с учетом реализации управляющих воздействий ПА (за исключением АЧР).

7.1.3. Нормативный объем РТР на загрузку для второй синхронной зоны ЕЭС России равен сумме:

- статистической величины погрешности прогнозирования потребления активной мощности;
- расчетного небаланса мощности, связанного с отключением генерирующего оборудования с наибольшей рабочей мощностью в области регулирования, следующего за отключением, учтенным в пункте 6.1.2 Стандарта, с учетом реализации управляющих воздействий ПА (за исключением АЧР).

7.1.4. Нормативный объем РТР на разгрузку для первой синхронной зоны ЕЭС России 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 активной мощности;
- расчетного небаланса мощности, связанного с отключением узла потребления с наибольшей мощностью потребления в области регулирования с учетом реализации управляющих воздействий ПА.

7.1.5. Нормативный объем РТР на разгрузку для второй синхронной зоны ЕЭС России равен сумме:

- статистической величины погрешности прогнозирования потребления активной мощности;
- расчетного небаланса мощности, связанного с отключением узла потребления с наибольшей мощностью потребления в области регулирования с учетом реализации управляющих воздействий ПА.

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

Статистическая величина погрешности прогнозирования потребления активной мощности зависит от периода, на который выполняется прогнозирование, и от стабильности прогнозируемых погодных условий.

Статистическая величина погрешности прогнозирования потребления активной мощности устанавливается в пределах диапазона, указанного в настоящем пункте Стандарта, 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 для каждой области регулирования, в которой осуществляется регулирование частоты, в соответствии с требованиями, указанными в настоящем разделе, посредством выбора состава включенного генерирующего оборудования.

7.2.2. Плановый объем РТР (за исключением внутрисуточного планирования на период времени до $x + 8$ часов) должен определяться как максимальная величина из:

- нормативного объема РТР;
- минимального объема РТР, предназначенного для регулирования перетоков активной мощности в контролируемых сечениях в соответствии с пунктом 7.2.6 Стандарта.

7.2.3. 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 нормативного времени пуска из холодного резерва и набора нагрузки другого блочного генерирующего оборудования ТЭС. Для первой синхронной зоны ЕЭС России указанное время составляет не менее 8 часов, для второй синхронной зоны ЕЭС России не менее 11 часов.

7.2.4. При размещении объема РТР во второй синхронной зоне ЕЭС России в плановом объеме РТР учитывается свободный от размещения РВР регулировочный диапазон генерирующего оборудования ТЭС, имеющего возможность участия в третичном регулировании.

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

- РТР на генерирующем оборудовании ТЭС, имеющих объем запасов топлива ниже неснижаемого нормативного запаса топлива;
- РТР на генерирующем оборудовании монотопливных ТЭС, имеющих ограничения по суточной выработке электрической энергии, вне зависимости от наличия неиспользованного регулировочного диапазона;
- РТР на генерирующем оборудовании, находящемся на территории неценовых зон (для первой синхронной зоны ЕЭС России);
- объема невыпускаемых резервов, определенного в соответствии с требованиями раздела 8 Стандарта.

7.2.6. Для исключения длительного превышения максимально допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях, вызванного:

- снижением максимально допустимых перетоков активной мощности в указанных сечениях вследствие единичных нормативных возмущений,
- 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 контролируемых сечениях с учетом их пропускной способности.

Минимальный объем РТР, доступный для размещения на таких электростанциях (группах электростанций), должен обеспечивать требуемое изменение перетоков активной мощности в указанных контролируемых сечениях в течение не менее 8 часов для первой синхронной зоны ЕЭС России и не менее 11 часов для второй синхронной зоны ЕЭС России

7.2.7. Минимально необходимый объем РТР в первой синхронной зоне ЕЭС России должен определяться (на этапе выбора состава включенного генерирующего оборудования) как сумма:

- планового объема РТР, полученного в соответствии с пунктом 7.2.2 Стандарта;
- величины снижения рабочей мощности.

Величина снижения рабочей мощности определяется как сумма:

- среднего значения рабочей мощности генерирующего оборудования, аварийно (непланово) отключенного и не включенного в сеть в связи с прекращением пусковых операций, определяемого ежемесячно;
- среднего значения неплановых ограничений рабочей мощности генерирующего оборудования, определяемого еженедельно.

При этом не менее 70 % минимально необходимого объема РТР должно размещаться на генерирующем оборудовании, находящемся в центральной части европейской территории первой синхронной зоны ЕЭС России, с учетом пропускной способности контролируемых сечений электрической сети.

7.2.8. При размещении объема РТР в первой синхронной зоне ЕЭС России в случае, если плановый объем РТР на генерирующем оборудовании, определенный в соответствии с требованиями пунктов 7.2.3, 7.2.5 Стандарта, менее нормативного, выполняется проверка достаточности регулировочного диапазона на ГЭС, имеющих возможность участия в третичном регулировании (за вычетом размещенных на ГЭС объемов РПР и РВР).

7.2.9. 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 нормативного времени пуска из холодного резерва и набора нагрузки другого блочного генерирующего оборудования ТЭС (для первой синхронной зоны ЕЭС России это время составляет не менее 8 часов, для второй синхронной зоны ЕЭС России не менее 11 часов) без нарушения режима работы гидроузлов ГЭС, установленного уполномоченным органом 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

регулирующие емкости водохранилища и регулирующий диапазон ГЭС для третичного регулирования.

7.2.10. 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 пунктом 7.2.9 Стандарта.

7.2.11. На всех этапах краткосрочного планирования должна осуществляться оценка достаточности объема РТР в каждой области регулирования с учетом определения объема невыпускаемых резервов в соответствии с требованиями раздела 8 Стандарта.

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

7.3. 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 и ГЭС (для второй синхронной зоны ЕЭС России), за исключением РТР на генерирующем оборудовании:

– ТЭС, имеющих объем запасов топлива ниже неснижаемого нормативного запаса топлива;

– монотопливных ТЭС, имеющих ограничения по суточной выработке электрической энергии, вне зависимости от наличия неиспользованного регулирующего диапазона;

– находящемся на территории неценовых зон (для первой синхронной зоны ЕЭС России).

7.3.3. При определении фактического объема РТР осуществляется оценка достаточности объема РТР с учетом определения объема невыпускаемых резервов 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 сетевыми ограничениями, не позволяющими обеспечить реализацию запланированного (фактического) резерва, размещенного на единицах генерирующего оборудования, расположенных в ОЭС (частях ОЭС), определенных в соответствии с пунктом 8.3 Стандарта.

8.3. Объем невыпускаемых резервов определяется для генерирующего оборудования, находящегося в ОЭС (частях ОЭС), ограниченных контролируемыми 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.

8.4. Объем невыпускаемых РВР (РТР) определяется как разница между запланированным (фактическим) объемом РВР (РТР) и реализуемым с учетом сетевых ограничений объемом РВР (РТР).

Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы» (АО «СО ЕЭС»)

наименование организации-разработчика

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

Исполнители

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