ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 57693— 2017

Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы

ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ

Резервы активной мощности Единой энергетической системы России. Определение объемов резервов активной мощности при краткосрочном планировании. Нормы и требования

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2017

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 21 сентября 2017 г. № 1186-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, 2017

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

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

**Единая энергетическая система
и изолированно работающие энергосистемы**

ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ

Резервы активной мощности Единой энергетической системы России. Определение объемов резервов активной мощности при краткосрочном планировании. Нормы и требования

United power system and isolated power systems. Operative-dispatch management. Active power reserves of United power system of Russia. Evaluation of the volume of active power reserves at short-term planning. Norms and requirements

Дата введения — 2018—06—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает нормы и требования, которыми следует руководствоваться системному оператору при краткосрочном планировании электроэнергетического режима энергосистемы на территории:

- 1-й синхронной зоны Единой энергетической системы России;
- 2-й синхронной зоны Единой энергетической системы России;
- временно выделенных на изолированную работу объединенных электроэнергетических систем (частей объединенных электроэнергетических систем), за исключением требований к определению нормативного объема и планированию резерва первичного регулирования, определению нормативного объема и планированию резерва вторичного регулирования.

Примечание — Краткосрочное планирование включает в себя выбор состава включенного генерирующего оборудования и генерирующего оборудования, находящегося в резерве, и планирование электроэнергетического режима Единой энергетической системы России на операционные сутки и периоды в пределах операционных суток.

1.2 Настоящий стандарт устанавливает требования:

- к определению нормативных и плановых объемов резервов активной мощности;
- размещению плановых объемов резервов активной мощности (кроме резерва третичного регулирования) при краткосрочном планировании;
- определению фактических объемов резервов активной мощности.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использована нормативная ссылка на следующий стандарт:

ГОСТ Р 55890 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию

Издание официальное

этого стандарта с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины, определения и сокращения

3.1 В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ Р 55890, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1.1 **оптовый рынок:** Оптовый рынок электрической энергии и мощности.

3.1.2 **нормативный объем резерва (первичного, вторичного, третичного регулирования):** Величина резерва мощности, минимально необходимая для обеспечения надежного функционирования энергетической системы в нормальном режиме и в послеаварийных режимах после нормативных возмущений.

Примечание — Нормативный объем резерва определяется для первичного, вторичного, третичного регулирования.

3.1.3 **фактический объем резерва (первичного, вторичного, третичного регулирования):** Расчетная величина резерва активной мощности, определяемая с учетом фактической загрузки генерирующего оборудования.

3.2 В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

АВРЧМ — автоматическое вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности;

ВСВГО — выбор состава включенного генерирующего оборудования и генерирующего оборудования, находящегося в резерве;

ГЭС — гидроэлектростанция;

ЕЭС России — Единая энергетическая система России;

НПРЧ — нормированное первичное регулирование частоты;

ПА — противоаварийная автоматика;

РВР — резерв вторичного регулирования;

РПР — резерв первичного регулирования;

РТР — резерв третичного регулирования;

ТЭС — тепловая электростанция;

ЦС АРЧМ — централизованная система автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности;

ЦКС АРЧМ — центральная координирующая система автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности.

4 Общие положения

4.1 Нормативные и плановые объемы РПР, РВР и РТР определяются системным оператором на всех этапах краткосрочного планирования.

4.2 Размещение плановых объемов РПР и РВР осуществляется системным оператором на всех этапах краткосрочного планирования.

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 настоящим стандартом, должно быть обеспечено для каждого интервала планирования.

5 Резерв первичного регулирования

5.1 Определение нормативного объема резерва первичного регулирования

5.1.1 Для 1-й синхронной зоны ЕЭС России нормативный объем РПР должен соответствовать величине, определенной органом Электроэнергетического совета Содружества Независимых Государств, уполномоченным на согласование принципов управления и осуществление оперативно-техно-

логической координации совместной работы энергосистем стран Содружества Независимых Государств и Балтии [1], [2].

5.1.2 Для 2-й 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 резерва первичного регулирования

5.2.1 Планирование РПР осуществляют для каждой области регулирования, в которой производят регулирование частоты.

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

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

Примечание — В том 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 системным оператором 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 размещенного 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 5.2.3, плановый объем РВР должен быть увеличен на величину разницы между нормативным и размещенным объемом РПР.

5.3 Определение фактического объема резерва первичного регулирования

5.3.1 Фактический объем РПР определяют для каждой области регулирования, в которой производят 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 резерва вторичного регулирования

6.1.1 Нормативный объем РВР определяют для каждой области регулирования, в которой производят регулирование частоты и (или) внешних перетоков активной мощности.

6.1.2 Нормативный объем РВР на загрузку равен наибольшему из следующих значений:

- расчетного небаланса мощности, связанного с отключением генерирующего оборудования с наибольшей рабочей мощностью в области регулирования;
- объема управляющих воздействий от устройств (комплексов) ПА на отключение генерирующего оборудования в области регулирования;
- нерегулярных отклонений мощности и динамической погрешности регулирования баланса мощности.

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

6.1.4 Значение величины нерегулярных отклонений мощности и динамической погрешности регулирования баланса мощности должно быть определено системным оператором для каждой области регулирования с учетом скорости изменения потребления активной мощности и максимальной величины потребления активной мощности для каждого интервала планирования.

6.2 Планирование и размещение резерва вторичного регулирования

6.2.1 Планирование РВР осуществляют для каждой области регулирования, в которой производят регулирование частоты или внешних перетоков активной мощности.

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

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

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

6.2.7 Размещение РВР на генерирующем оборудовании осуществляется системным оператором 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 для ТЭС, в отношении генерирующего оборудования которых имеется техническая возможность участия в АВРЧМ, с учетом условий договоров об оказании услуг по АВРЧМ.

6.2.8 При невозможности размещения нормативного объема РВР 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 быть определен системным оператором.

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

6.3 Определение фактического объема резерва вторичного регулирования

6.3.1 Фактический объем РВР определяют для каждой области регулирования, в которой производят регулирование частоты или внешних перетоков активной мощности.

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

7 Резерв третичного регулирования

7.1 Определение нормативного объема резерва третичного регулирования

7.1.1 Нормативный объем РТР определяют для каждой области регулирования, в которой производят 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);
- статистической величины погрешности прогнозирования потребления активной 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);
- статистической величины погрешности прогнозирования потребления активной мощности;
- расчетного небаланса мощности, связанного с отключением узла потребления с наибольшей мощностью потребления в области регулирования.

7.1.4 Значение статистической величины погрешности прогнозирования потребления активной мощности должно быть определено системным оператором с учетом периода, на который выполняется прогнозирование и прогнозируемых погодных условий.

7.2 Планирование резерва третичного регулирования

7.2.1 Планирование РТР осуществляют для каждой области регулирования, в которой осуществляют регулирование частоты в соответствии с требованиями, указанными в настоящем подразделе, посредством выбора состава включенного генерирующего оборудования, производимого согласно договору о присоединении к торговой системе оптового рынка.

7.2.2 При проведении расчетов ВСВГО минимально необходимый объем РТР в 1-й синхронной зоне ЕЭС России должен быть определен как сумма:

- нормативного объема РТР;
- величины снижения рабочей мощности.

Величину снижения рабочей мощности определяют как сумму:

- среднего значения рабочей мощности генерирующего оборудования, аварийно (непланово) отключенного и не включенного в сеть в связи с прекращением пусковых операций, за период, определяемый системным оператором;
- среднего значения неплановых ограничений рабочей мощности генерирующего оборудования за период, определяемый системным оператором.

7.2.3 При проведении расчетов ВСВГО не менее 70 % объема РТР, определенного в соответствии с 7.2.2, следует размещать на генерирующем оборудовании, находящемся в Центральной части Европейской территории 1-й синхронной зоны ЕЭС России, состав которого определяется системным оператором.

7.2.4 Плановый объем РТР в каждой области регулирования должен быть не менее нормативного, за исключением внутрисуточного планирования на период времени не более 8 ч.

Примечание — Требования 7.2.4, 7.2.5, 7.2.7 установлены с учетом среднего нормативного времени пуска блочного генерирующего оборудования ТЭС, составляющего 8 ч.

7.2.5 В плановом объеме РТР учитывают 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 мин, и обеспеченного энергоресурсами на время работы в течение не менее 8 ч.

7.2.6 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 неснижаемого нормативного запаса топлива;
- монотопливных ТЭС, имеющих ограничения по суточной выработке электрической энергии, вне зависимости от наличия неиспользованного регулировочного диапазона;
- находящемся на территории неценовых зон.

7.2.7 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 ч.

7.2.8 Перечень сечений электрической сети, в отношении которых должна быть осуществлена проверка выполнения требований 7.2.7 [включая перечень электростанций (групп электростанций), изменение технологических режимов работы которых оказывает непосредственное влияние на переток активной мощности в указанных сечениях], определяется системным оператором путем анализа контролируемых сечений с ограниченной пропускной способностью с установлением областей регулирования, ограниченных этими сечениями.

7.2.9 В случае если плановый объем РТР на генерирующем оборудовании, определенный в соответствии с требованиями 7.2.5 и 7.2.6, менее нормативного, выполняют проверку достаточности регули-

ровочного диапазона на ГЭС, имеющих возможность участия в третичном регулировании. При этом плановый объем РТР:

- на загрузку на ГЭС определяют как разницу между рабочей и плановой мощностью ГЭС за вычетом объема размещенных объемов РПР, РВР на загрузку;
- разгрузку на ГЭС определяют как разницу между плановой и минимальной мощностью ГЭС за вычетом объема размещенных объемов РПР, РВР на разгрузку.

7.2.10 Перечень ГЭС, имеющих возможность участия в третичном регулировании, определяется системным оператором.

7.3 Определение фактического объема резерва третичного регулирования

7.3.1 Фактический объем РТР определяют для каждой области регулирования, в которой производят регулирование частоты.

7.3.2 Фактический объем РТР определяют как сумму РТР на генерирующем оборудовании ТЭС, за исключением РТР на генерирующем оборудовании:

- на ТЭС, имеющих объем запасов топлива ниже неснижаемого нормативного запаса топлива;
- монотопливных ТЭС, имеющих ограничения по суточной выработке электрической энергии, вне зависимости от наличия неиспользованного регулировочного диапазона;
- находящемся на территории неценовых зон;

а также за исключением объема невыпускаемых резервов, определенного в соответствии с требованиями раздела 8.

8 Определение объема невыпускаемых резервов

8.1 Определение объема невыпускаемых резервов осуществляют при планировании и установлении фактического объема РВР, РТР на загрузку.

8.2 Объем невыпускаемых резервов определяется сетевыми ограничениями, не позволяющими обеспечить реализацию запланированного (фактического) резерва, размещенного на электростанциях (группах электростанций), изменение технологических режимов работы которых оказывает непосредственное влияние на переток активной мощности в указанных сечениях (с учетом их пропускной способности).

Перечень соответствующих сечений должен быть определен системным оператором.

8.3 Объем невыпускаемых РВР и (или) РТР определяют как разницу между запланированным (фактическим) объемом РВР и (или) РТР и реализуемым с учетом сетевых ограничений объемом РВР и (или) РТР соответственно.

Библиография

[1] Основные технические требования к параллельно работающим энергосистемам стран СНГ и Балтии. Правила и рекомендации по регулированию частоты и перетоков активной мощности. Утверждены Решением Электроэнергетического Совета СНГ. Протокол от 23 октября 2015 г. № 48

[2] Методика определения величины и размещения резервов активной мощности для целей регулирования частоты и перетоков. Утверждена Решением Электроэнергетического Совета СНГ. Протокол от 13 октября 2006 г. № 30

УДК 621.311 ОКС 27.010

Ключевые слова: резерв активной мощности, краткосрочное планирование, выбор состава включенного генерирующего оборудования, резерв первичного регулирования, резерв вторичного регулирования, резерв третичного регулирования

БЗ 10—2017/85

Редактор *Л.С. Зимилова*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *М.С. Кабашова*
Компьютерная верстка *И.А. Налейкиной*

Сдано в набор 22.09.2017. Подписано в печать 12.10.2017. Формат 60 × 84 1/8. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 1,40. Уч.-изд. л. 1,27. Тираж 22 экз. Зак. 1745.
Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Издано и отпечатано во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», 123001 Москва, Гранатный пер., 4.

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

gost.e-ecolog.ru