

"УТВЕРЖДАЮ"

Первый заместитель
Председателя Правления

ОАО "СО ЕЭС"



Н.Г. Шульгинов

"07" 09 2010 г.

**Методика
определения минимально
необходимых объемов резервов
активной мощности**

Редакция 2.0

Москва

2010

Оглавление

1. Область применения	3
2. Нормативные ссылки	3
3. Основные понятия и определения	4
4. Включенный резерв активной мощности	4
5. Определение минимально необходимых объемов включенного резерва	7
5.1. Определение минимально необходимых объемов резерва первичного регулирования	7
5.2. Определение минимально необходимых объемов резерва вторичного регулирования	8
5.2.1. Определение минимально необходимых объемов резерва вторичного регулирования на загрузку	8
5.2.2. Определение минимально необходимых объемов резерва вторичного регулирования на разгрузку	9
5.2.3. Определение минимально необходимых объемов резерва вторичного регулирования для ограничения перетоков	10
5.3. Определение минимально необходимых объемов резерва третичного регулирования	10
5.4. Распределение объемов включенного резерва для отдельных ОЭС	12
5.5. Холодный резерв активной мощности	12
5.6. Условия обеспечения нормативов резервов мощности	13

1. Область применения

Настоящая методика (далее Методика) регламентирует принципы определения минимально необходимых объемов *резервов* активной мощности при решении задач краткосрочного (от суток до недели) планирования режимов ЕЭС.

2. Нормативные ссылки

Методика разработана с учетом следующих директивных и нормативных документов:

1. Регламент проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед (Приложение № 7 к договору о присоединении к торговой системе оптового рынка электроэнергии), Л1.

2. Регламент оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России (Приложение № 9 к договору о присоединении к торговой системе оптового рынка электроэнергии), Л2.

3. СТО СО – ЦДУ ЕЭС 001-2005 Стандарт ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС» «Нормы участия энергоблоков ТЭС в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты», Л3.

4. Стандарт организации ОАО РАО «ЕЭС России» «Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС и изолировано работающих энергосистемах России. Требования к организации и осуществлению процесса, техническим средствам» (далее – Правила регулирования), Л4.

5. Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем», Л5.

6. Основные технические требования к параллельно работающим энергосистемам стран СНГ и Балтии. Правила и рекомендации по регулированию частоты и перетоков (далее – Правила СНГ), Л6.

7. Основные технические требования к параллельно работающим энергосистемам стран СНГ и Балтии. Методика определения величины и размещения резервов активной мощности для целей регулирования частоты и перетоков (далее – Методика СНГ), Л7.

8. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. N РД 34.20.501-95 (далее – ПТЭ), Л8.

9. Временное положение о техническом и оперативном взаимодействии ФГУП «Концерн Росэнергоатом» и ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС», Л9.

Методика использует термины и определения, установленные в указанных документах. Необходимые дополнительные термины и детализирующие уточнения приведены непосредственно в тексте Методики.

3. Основные понятия и определения

Включенный резерв активной мощности (на загрузку и разгрузку) включает в себя:

- *резерв первичного регулирования (РПР)* – максимальное значение мощности первичного регулирования, которую могут выдать электростанции (энергоблоки), при понижении (резерв на загрузку) либо повышении (резерв на разгрузку) частоты.

РПР размещается на выделенном генерирующем оборудовании, отвечающем техническим требованиям, предъявляемым к нормированному первичному регулированию частоты (НПРЧ), сертифицированном и допущенном к участию в НПРЧ.

- *резерв вторичного регулирования (РВР)* – значение максимально возможного изменения мощности электростанций вторичного регулирования в области регулирования под действием центрального регулятора или по командам диспетчера на загрузку или разгрузку (соответственно резерв на загрузку и резерв на разгрузку);

РВР размещается на выделенном генерирующем оборудовании, отвечающем техническим требованиям, предъявляемым к вторичному регулированию частоты в соответствии с Правилами регулирования (Л4) и Нормами участия энергоблоков ТЭС в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты (Л3).

- *резерв третичного регулирования (РТР)* – значение максимально возможного изменения мощности электростанций третичного регулирования по командам диспетчера в области регулирования на загрузку или разгрузку в целях восстановления вторичного резерва по мере его исчерпания, а также для осуществления оперативной коррекции режима в иных целях.

РТР формируется в пределах свободной от размещения *РПР* и *РВР* части регулировочного диапазона генерирующего оборудования, включенного в работу, а также на остановленном генерирующем оборудовании, включение в сеть которого и последующий набор нагрузки возможен в течение 20 мин.

Плановый резерв первичного, вторичного, третичного регулирования – значение резерва, заданное при формировании диспетчерского графика и выборе состава включенного генерирующего оборудования.

4. Включенный резерв активной мощности

Выбранный состав включенного генерирующего оборудования для каждого диспетчерского интервала краткосрочного планирования должен удовлетворять требованию обеспечения необходимых объемов резервов первичного, вторичного и третичного регулирования.

Объемы включенного резерва (на загрузку и разгрузку) и состав включенного генерирующего оборудования, при условии наличия готового к включению генерирующего оборудования, соответствующего требованиям по предоставлению каждого из видов резерва, должны удовлетворять условиям:

1. По размещению потребной доли резервов первичного и вторичного регулирования на каждой из выделенных для этого k -той единице генерирующего оборудования

$$P_{\max k} - (K_{np}^{(+)} + K_{вр}^{(+)}) P_{ном k} = P_{\max k}^{nz} \geq P_k^{nz} \quad (1)$$

$$P_{\min k} + (K_{np}^{(-)} + K_{вр}^{(-)}) P_{ном k} = P_{\min k}^{nz} \leq P_k^{nz} \quad (2)$$

2. По сумме резервов первичного регулирования на множестве N выделенных единиц генерирующего оборудования

$$\sum_{k \in N} K_{np}^{(+)} P_{ном k} \geq R^{РПР(+)} \quad (3)$$

$$\sum_{k \in N} K_{np}^{(-)} P_{ном k} \geq R^{РПР(-)} \quad (4)$$

3. По сумме резервов вторичного регулирования на множестве N выделенных единиц генерирующего оборудования

$$\sum_{k \in N} K_{вр}^{(+)} P_{ном k} \geq R^{РВР(+)} \quad (5)$$

$$\sum_{k \in N} K_{вр}^{(-)} P_{ном k} \geq R^{РВР(-)} \quad (6)$$

4. Достаточности включенного генерирующего оборудования для размещения резервов третичного регулирования с учетом размещенных резервов первичного и вторичного регулирования

$$\sum_{i \in N} P_{\max i} + \sum_{k \in N} P_{\max k}^{nz} - \left[P_n + \sum_{j \in M} (P_j^{\text{exp}} - P_j^{\text{imp}}) \right] \geq R^{РТП(+)} \quad (7)$$

$$\left[P_n + \sum_{j \in M} (P_j^{\text{exp}} - P_j^{\text{imp}}) \right] - \sum_{i \in N} P_{\min i} - \sum_{k \in N} P_{\min k}^{nz} \geq R^{РТП(-)} \quad (8),$$

где:

$P_{\max k, i}$ и $P_{\min k, i}$ - значения соответственно максимальной и минимальной мощности включенного (включаемого) генерирующего оборудования для размещения резервов первичного, вторичного и третичного регулирования.

$P_{ном_k}, P_k^{пл}$ - значения соответственно номинальной и плановой мощности k -го включенного (включаемого) генерирующего оборудования из множества N , выделенного для размещения резервов первичного и вторичного регулирования.

$K_{пр_k}^{(±)}, K_{вр_k}^{(±)}$ - значения коэффициентов, определяющих соответственно долю резервов первичного и вторичного регулирования (на загрузку или разгрузку) от номинальной мощности k -го включенного (включаемого) генерирующего оборудования из множества N с учётом нормативов (ЛЗ).

$P_{макс_k}^{пл}, P_{мин_k}^{пл}$ - значения используемой при планировании (формировании ДГ и размещении РТР) соответственно максимальной и минимальной мощности k -го включенного (включаемого) генерирующего оборудования множества N , на котором размещены резервы первичного и вторичного регулирования;

$\sum_{i \in u} P_{макс_i}$ - сумма значений мощности верхних границ регулировочного диапазона всего включенного (включаемого) генерирующего оборудования (i -ых единиц генерации) ЕЭС (множество u) или изолированно работающих ОЭС за исключением генерирующего оборудования из множества N ;

$\sum_{i \in u} P_{мин_i}$ - сумма значений мощности нижних границ регулировочного диапазона всего включенного (включаемого) генерирующего оборудования множества u за исключением генерирующего оборудования из множества N ;

$\sum_{k \in N} P_{макс_k}^{пл}$ - сумма значений используемых при планировании максимальных мощностей включенного (включаемого) генерирующего оборудования (k -ых единиц генерации) множества N , на котором размещены резервы первичного и вторичного регулирования на загрузку;

$\sum_{k \in N} P_{мин_k}^{пл}$ - сумма значений используемых при планировании минимальных мощностей включенного (включаемого) генерирующего оборудования множества N , на котором размещены резервы первичного и вторичного регулирования на разгрузку;

P_n - планируемое потребление мощности ЕЭС (или изолированно работающих ОЭС);

$\sum_{j \in M} (P_j^{exp} - P_j^{imp})$ - планируемое сальдо экспортно-импортных перетоков мощности ЕЭС (или сальдо перетоков изолированно работающих ОЭС) суммируется по каждой j -ой ВЛ множества M - межгосударственных ВЛ;

$$\left[P_n + \sum_{j \in M} (P_j^{\text{exp}} - P_j^{\text{imp}}) \right] - \text{суммарная плановая нагрузка включенного}$$

(включаемого) генерирующего оборудования, обусловленная планируемыми потреблением и сальдо экспортно-импортных перетоков;

$R^{PP(\pm)}$ - минимально необходимый суммарный объем PP , соответственно на загрузку и на разгрузку;

$R^{PB(\pm)}$ - минимально необходимый суммарный объем PB , соответственно на загрузку и на разгрузку;

$R^{PT(\pm)}$ - минимально необходимый суммарный объем PT , соответственно на загрузку и на разгрузку.

Таким образом, минимально необходимый суммарный объем *включенного резерва* активной мощности соответственно на загрузку и на разгрузку определяется выражением:

$$R^{\text{вкл}(\pm)} = R^{PP(\pm)} + R^{PB(\pm)} + R^{PT(\pm)} \quad (9)$$

Значения минимально необходимых объемов включенного резерва активной мощности на загрузку и на разгрузку должны рассчитываться в соответствии с разделом 5 настоящей Методики.

5. Определение минимально необходимых объемов включенного резерва

5.1. Определение минимально необходимых объемов резерва первичного регулирования

НПРЧ должно осуществляться выделенными электростанциями (энергоблоками), которые имеют требуемые технические характеристики первичного регулирования и на которых задается и постоянно поддерживается необходимый первичный резерв.

НПРЧ в синхронной зоне должно обеспечить удержание текущих значений частоты в безопасных для потребителей, энергоблоков АЭС и ГРЭС пределах, в целях предотвращения развития аварии при возникновении *расчётного аварийного небаланса мощности*.

Согласно (Л7), исходя из величины *расчётного аварийного небаланса мощности* в энергообъединении стран СНГ и Балтии, принятого на 2009 год равной ± 1200 МВт, доля минимально необходимого объема PP для первой синхронной зоны ЕЭС России определяется пропорционально суммарной выработки ЕЭС России к общему объему выработки энергообъединения стран СНГ и Балтии, и составляет ± 840 МВт.

Для второй синхронной зоны ЕЭС России минимально необходимый объем РПР составляет ± 200 МВт.

Общее первичное регулирование частоты (ОПРЧ) должно осуществляться всеми электростанциями путем изменения мощности под воздействием систем первичного регулирования частоты в пределах имеющихся регулировочных возможностей, ограниченных допустимостью режимов оборудования. ОПРЧ имеет целью сохранение энергоснабжения потребителей и функционирования электростанций при аварийных отклонениях частоты.

Мобилизуемая при ОПРЧ первичная мощность в составе РПР не учитывается.

5.2. Определение минимально необходимых объемов резерва вторичного регулирования.

5.2.1. Определение минимально необходимых объемов резерва вторичного регулирования на загрузку.

РВР активной мощности (на загрузку и на разгрузку) должен предусматриваться при планировании режима синхронных зон ЕЭС России и отдельных ОЭС.

Величина необходимого объема РВР на загрузку определяется с учетом необходимости компенсации:

1. Наибольшей вероятной внезапной потери генерации в данной области регулирования (расчетный небаланс $P_{\text{нб_расч}}$);

Примечание:

Для первой синхронной зоны ЕЭС России:

$P_{\text{нб_расч}}$ (загрузка) = 1200 МВт – аварийное отключение блока № 9 Костромской ГРЭС, 1000 МВт – аварийное отключение блока АЭС (при отключенном состоянии блока № 9 Костромской ГРЭС);

Для второй синхронной зоны ЕЭС России:

$P_{\text{нб_расч}}$ (загрузка) = $\max [335 \text{ МВт}, \sum P_{\text{ГГ } 3,4} \text{ БурГЭС}, \sum P_{\text{ГГ } 5,6} \text{ БурГЭС}]$,

где: 335 МВт – установленная мощность одного ГГ Бурейской ГЭС;

$\sum P_{\text{ГГ } 3,4} \text{ БурГЭС}$ – планируемая суммарная нагрузка ГГ-3 и ГГ-4 Бурейской ГЭС (аварийное одновременное отключение двух гидрогенераторов);

$\sum P_{\text{ГГ } 5,6} \text{ БурГЭС}$ – планируемая суммарная нагрузка ГГ-5 и ГГ-6 Бурейской ГЭС (аварийное одновременное отключение двух гидрогенераторов).

2. Нерегулярных колебаний мощности и динамической погрешности регулирования баланса мощности.

Данная составляющая в часы переменной части графика нагрузок определяется в зависимости от максимального энергопотребления $P_{\max}^{\text{ПОТР}}$ (МВт) по выражению:

$$R_2 \geq 6 \times \sqrt{P_{\max}^{\text{ПОТР}}}$$

К переменной части графика нагрузки относятся диспетчерские интервалы, на которых темп изменения потребления в данной области регулирования составляет более 3% от $P_{\max}^{\text{ПОТР}}$ в час.

В остальное время суток данную составляющую резерва допускается иметь вдвое меньше:

$$R_2 \geq 3 \times \sqrt{P_{\max}^{\text{ПОТР}}}$$

Величина резерва вторичного регулирования R_{BP} на загрузку принимается равной максимальному значению из двух составляющих: $R_{BP} = \max (P_{\text{нб_расч}}, R_2)$.

5.2.2. Определение минимально необходимых объемов резерва вторичного регулирования на разгрузку.

Величина необходимого объема R_{BP} на разгрузку определяется с учетом необходимости компенсации:

1. Наибольшей вероятной внезапной потери наиболее крупного узла потребления в данной области (расчетный небаланс $P_{\text{нб_расч}}$).

Примечание:

Для первой синхронной зоны ЕЭС России:

а) $P_{\text{нб_расч}}$ (разгрузка) = 1000 МВт – аварийное прекращение поставок в Финляндию через ВПТ на ПС Выборгская (при отдельной работе с ОЭС Центральной Азии);

б) $P_{\text{нб_расч}}$ (разгрузка) = 1200 МВт - отделение ОЭС Центральной Азии (при параллельной работе с ЕЭС);

Для второй синхронной зоны ЕЭС России:

$$P_{\text{нб_расч}} \text{ (разгрузка)} = \max [P_{\text{Россия-Китай}}, P_{\text{Сибирь-Восток}}]$$

где: $P_{\text{Россия-Китай}}$ – планируемая поставка «Россия – Китай» (в случае аварийного прекращения поставок в КНР);

$P_{\text{Сибирь-Восток}}$ – планируемый переток мощности по связям ОЭС Востока – ОЭС Сибири, учитывается только при направлении перетока в сторону ОЭС Сибири (аварийное отключение связей с ОЭС Сибири).

2. Нерегулярных колебаний баланса мощности и динамической погрешности регулирования баланса мощности.

Данная составляющая в часы переменной части графика нагрузок определяется в зависимости от максимального энергопотребления $P_{\max}^{\text{ПОТР}}$ (МВт) по выражению:

$$R_2 \geq 6 \times \sqrt{P_{\max}^{\text{ПОТР}}}$$

В остальное время суток резерв допускается иметь вдвое меньше:

$$R_2 \geq 3 \times \sqrt{P_{\max}^{\text{ПОТР}}}$$

Величина резерва вторичного регулирования R_{BP} на разгрузку принимается равной максимальному значению из двух составляющих: $R_{BP} = \max (P_{\text{нб. расч.}}, R_2)$.

5.2.3. Резерв вторичного регулирования для автоматического ограничения перетоков.

Необходимый объём резерва вторичного регулирования для автоматического ограничения перетоков мощности в определённых для этого сечениях транзитной сети принимается равным 20% пропускной способности (максимально допустимого перетока) этого сечения и размещается на электростанциях, расположенных по обеим сторонам от этого сечения. Резерв на загрузку, определённый по указанной методике, размещается с приёмной стороны, равный по величине резерв на разгрузку - с передающей стороны.

Вторичный резерв для ограничения перетоков в качестве самостоятельного может не предусматриваться, если величина и места размещения вторичного резерва для целей регулирования частоты (сальдо перетоков с частотной коррекцией), определённые в п. 5.2.1, 5.2.2, удовлетворяют требованиям к резервам для ограничения перетоков, изложенным выше.

5.3. Определение минимально необходимых объемов резерва третичного регулирования.

Минимально необходимый объём R_{TP} на загрузку для синхронных зон ЭЭС России и отдельных ОЭС определяется исходя из необходимости компенсации:

1. Объемов R_{BP} на загрузку, рассчитанных в соответствии с разделом 5.2 настоящей Методики;
2. Погрешности прогнозирования электропотребления;

Примечание:

По статистике, наиболее точный прогноз электропотребления возможен при относительной стабильности основных влияющих факторов, таких как температура воздуха, условия освещенности, продолжительность рабочей недели и т.д. В периоды резких изменений погодных условий, переноса праздничных и выходных дней, других событий регионального масштаба точность прогнозирования снижается.

В соответствии с проведенным анализом прогноза потребления, значения фактической погрешности прогнозов величин суточных минимумов и максимумов мощности потребления с вероятностью ошибки не более 5% случаев составляют 1,5-3% от фактической величины в зависимости от времени упреждения прогноза. Таким образом, допустимо принимать расчетную величину погрешности прогнозирования электропотребления:

- для суточного планирования 1,5% P_{\max} на загрузку и -1,5% P_{\min} на разгрузку;

- для решения задачи ВСВГО (2,5÷3)% P_{\max} на загрузку и -(2,5÷3)% P_{\min} на разгрузку.

3. Наибольшей вероятной внезапной потери генерации в данной области регулирования с учетом пропускной способности сети (расчетный небаланс $P_{\text{нб_расч}}$);

Примечание:

Для первой синхронной зоны ЕЭС России:

$P_{\text{нб_расч_РТР}}(\text{загрузка}) = 1000 \text{ МВт}$ – аварийное отключение блока АЭС;

Для второй синхронной зоны ЕЭС России:

$P_{\text{нб_расч_РТР}}(\text{загрузка}) = 215 \text{ МВт}$ – аварийное отключение блока Приморской ГРЭС.

Величина резерва третичного регулирования $R_{\text{ТР}}$ на загрузку принимается равной сумме трех составляющих.

Минимально необходимый объем $R_{\text{ТР}}$ на разгрузку для синхронных зон ЕЭС России и отдельных ОЭС определяется исходя из необходимости компенсации:

1. Объемов $P_{\text{ВР}}$ на разгрузку, рассчитанных в соответствии с разделом 5.2 настоящей Методики;
2. Погрешности прогнозирования электропотребления.

Величина резерва третичного регулирования $R_{\text{РТР}}$ на разгрузку принимается равной сумме двух составляющих

Резерв третичного регулирования на разгрузку обеспечивается:

1. Разгрузкой генерирующего оборудования до нижней границы регулировочного диапазона;
2. Отключением энергоблоков на электростанциях до минимально допустимого количества;
3. Разгрузкой энергоблоков АЭС до $0,8P_{\text{ном}}$ (согласно Л9).

Использование РТР не должно препятствовать использованию всех размещенных на выделенном генерирующем оборудовании резервов первичного и вторичного регулирования.

5.4. Распределение объемов включенного резерва для отдельных ОЭС

Величина резерва первичного и вторичного регулирования для первой синхронной зоны ЕЭС России определяется на уровне ЦДУ и распределяется по ОЭС на выделенном для данного вида регулирования генерирующем оборудовании.

В соответствии с таблицей 1, содержащей норматив размещения включенного резерва по территориям ОЭС, определенные экспертным путем, производится оценка достаточности минимально необходимого объема включенного резерва для отдельных ОЭС. При этом полученные значения могут быть скорректированы с учетом резерва пропускной способности сети в каждой области регулирования.

Кроме того, при планировании резервов активной мощности в каждой области регулирования должна быть обеспечена возможность компенсации потери наиболее крупного энергоблока или сетевого элемента и необходимости при этом соблюдения ограничений перетоков мощности по контролируемым сечениям ОЭС.

Таблица 1.

ОЭС	Величина включенного резерва на загрузку/разгрузку в процентах от собственного суточного максимума/минимума нагрузки потребления, (%)
ОЭС Северо-Запада	3,5
ОЭС Центра	3,0
ОЭС Юга	4,0
ОЭС Средней Волги	3,5
ОЭС Урала	3,5
ОЭС Сибири	5,0
ОЭС Востока	7,0

5.5. Холодный резерв активной мощности

Генерирующее оборудование, выведенное из работы, обеспеченное топливом и готовое к пуску с нормативным временем более 20 минут, составляет *холодный резерв* активной мощности.

В целях обеспечения возможности оперативного восполнения *резерва третичного регулирования* в случае фактического снижения его объемов ниже минимально необходимых значений, определяемых в соответствии с настоящей

методикой, при условии выполнения баланса мощности и сетевых ограничений, Системный оператор имеет право определить необходимость нахождения в *холодном резерве отдельных блоков* на конкретных электростанциях исходя из:

1. Их способности к максимально быстрому и надежному включению в работу и набору нагрузки из холодного состояния;
2. Обеспеченности топливом.

Количество указанных блоков и/или объемы *холодного резерва* по ЕЭС и ОЭС не нормируются.

5.6. Условия обеспечения нормативов резервов мощности

При краткосрочном планировании Системный оператор определяет и размещает нормативные объемы резервов активной мощности, определенные в соответствии с данной Методикой, исходя из готовности участников рынка к участию в соответствующих видах регулирования и технической возможности генерирующего оборудования, готового к несению нагрузки.