

**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО ТАРИФАМ**

**ПРИКАЗ**  
**от 31 августа 2011 г. N 201-э/1**

**ОБ УТВЕРЖДЕНИИ МЕТОДИЧЕСКИХ УКАЗАНИЙ  
ПО РАСЧЕТУ ЦЕН (ТАРИФОВ) НА УСЛУГИ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ  
СИСТЕМНОЙ НАДЕЖНОСТИ**

В соответствии с пунктом 3 Постановления Правительства Российской Федерации от 3 марта 2010 г. N 117 "О порядке отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг, а также об утверждении изменений, которые вносятся в акты Правительства Российской Федерации по вопросам оказания услуг по обеспечению системной надежности" (Собрание законодательства Российской Федерации, 2010, N 12, ст. 1333; 2011, N 14, ст. 1916), в целях реализации пункта 63 Основ ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации, утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2004 г. N 109 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, N 9, ст. 791; 2005, N 1 (часть II), ст. 130; N 43, ст. 4401; N 47, ст. 4930; N 51, ст. 5526; 2006, N 23, ст. 2522; N 36, ст. 3835; N 37, ст. 3876; 2007, N 1 (часть II), ст. 282; N 14, ст. 1687; N 16, ст. 1909; 2008, N 2, ст. 84; N 25, ст. 2989; N 27, ст. 3285; 2009, N 8, ст. 980; N 8, ст. 981; N 8, ст. 982; N 12, ст. 1429; N 25, ст. 3073; N 32, ст. 4040; N 38, ст. 4479; N 38, ст. 4494; N 52 (часть I), ст. 6575; 2010, N 12, ст. 1333; N 21, ст. 2610; N 23, ст. 2837; N 37, ст. 4685; N 37, ст. 4708; N 40, ст. 5102; 2011, N 14, ст. 1916; N 11, ст. 1524; N 17, ст. 2416; N 24, ст. 3501), на основании Положения о Федеральной службе по тарифам, утвержденного Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 июня 2004 г. N 332 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, N 29, ст. 3049; 2006, N 3, ст. 301; N 23, ст. 2522; N 48, ст. 5032; N 50, ст. 5354; 2007, N 16, ст. 1912; N 25, ст. 3039; N 32, ст. 4145; 2008, N 7, ст. 597; N 17, ст. 1897; N 23, ст. 2719; N 38, ст. 4309; N 46, ст. 5337; 2009, N 1, ст. 142; N 3, ст. 378; N 6, ст. 738; N 9, ст. 1119; N 18 (часть II), ст. 2249; N 33, ст. 4086; 2010, N 9, ст. 960; N 13, ст. 1514; N 25, ст. 3169; N 26, ст. 3350; N 30, ст. 4096; N 45, ст. 5851; 2011, N 14, ст. 1935; N 32, ст. 4831), а также протокола Правления ФСТ России от 31 августа 2011 г. N 54-э приказываю:

1. Утвердить прилагаемые Методические указания по расчету цен (тарифов) на услуги по обеспечению системной надежности.

2. Настоящий Приказ вступает в силу в установленном порядке.

И.о. Руководителя  
Федеральной службы по тарифам  
Д.САЛЬКОВ

Приложение  
к Приказу  
Федеральной службы по тарифам  
от 31 августа 2011 г. N 201-э/1

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ  
ПО РАСЧЕТУ ЦЕН (ТАРИФОВ) НА УСЛУГИ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ  
СИСТЕМНОЙ НАДЕЖНОСТИ**

## I. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по расчету цен (тарифов) на услуги по обеспечению системной надежности (далее - Методические указания) разработаны на основании Федерального закона от 26 марта 2003 г. N 35-ФЗ "Об электроэнергетике" (Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, N 13, ст. 1177; 2004, N 35, ст. 3607; 2005, N 1 (часть I), ст. 37; 2006, N 52 (часть I), ст. 5498; 2007, N 45, ст. 5427; 2008, N 29 (часть I), ст. 3418; N 52 (часть I), ст. 6236; 2009, N 48, ст. 5711; 2010, N 11, ст. 1175; N 31, ст. 4156; N 31, ст. 4157; N 31, ст. 4158; N 31, ст. 4160; 2011, N 1, ст. 13; N 11, ст. 1502; N 23, ст. 3263; N 30 (часть I), ст. 4590) (далее - Федеральный закон N 35-ФЗ), в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 3 марта 2010 г. N 117 "О порядке отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг, а также об утверждении изменений, которые вносятся в акты Правительства Российской Федерации по вопросам оказания услуг по обеспечению системной надежности" (Собрание законодательства Российской Федерации, 2010, N 12, ст. 1333; 2011, N 14, ст. 1916), Основами ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации (далее - Основы ценообразования), утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2004 г. N 109 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, N 9, ст. 791; 2005, N 1 (часть II), ст. 130; N 43, ст. 4401; N 47, ст. 4930; N 51, ст. 5526; 2006, N 23, ст. 2522; N 36, ст. 3835; N 37, ст. 3876; 2007, N 1 (часть II), ст. 282; N 14, ст. 1687; N 16, ст. 1909; 2008, N 2, ст. 84; N 25, ст. 2989; N 27, ст. 3285; 2009, N 8, ст. 980; N 8, ст. 981; N 8, ст. 982; N 12, ст. 1429; N 25, ст. 3073; N 32, ст. 4040; N 38, ст. 4479; N 38, ст. 4494; N 52 (часть I), ст. 6575; 2010, N 12, ст. 1333; N 21, ст. 2610; N 23, ст. 2837; N 37, ст. 4685; N 37, ст. 4708; N 40, ст. 5102; 2011, N 14, ст. 1916; N 11, ст. 1524; N 17, ст. 2416; N 24, ст. 3501).

2. Методические указания определяют основные положения по расчету устанавливаемых Федеральной службой по тарифам (далее - Службой) цен (тарифов) на услуги по обеспечению системной надежности, оказываемые лицами, в отношении которых Федеральным законом N 35-ФЗ установлена обязанность по оказанию таких услуг (далее - услуги по обеспечению системной надежности).

3. В соответствии с настоящими Методическими указаниями осуществляется расчет устанавливаемых Службой в соответствии с законодательством Российской Федерации цен (тарифов) на следующие услуги по обеспечению системной надежности:

а) нормированное первичное регулирование частоты с использованием генерирующего оборудования электростанций (далее - НПРЧ);

б) автоматическое вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности с использованием генерирующего оборудования электростанций (за исключением гидроэлектростанций установленной мощностью более 100 МВт) (далее - АВРЧМ);

в) регулирование реактивной мощности с использованием генерирующего оборудования электростанций, на котором в течение периода оказания соответствующих услуг не производится электрическая энергия (далее - услуги по регулированию реактивной мощности без производства электрической энергии);

г) развитие систем противоаварийного управления (включая установку (модернизацию) соответствующих устройств) в Единой энергетической системе России (далее - услуги по развитию систем противоаварийного управления).

Цены (тарифы) на услуги по обеспечению системной надежности устанавливаются Службой в отношении каждой услуги и каждого объекта электроэнергетики, с использованием которого оказывается соответствующая услуга по обеспечению системной надежности.

4. Методические указания предназначены для использования Службой, субъектами электроэнергетики, в отношении которых Федеральным законом N 35-ФЗ установлена обязанность по оказанию услуг по обеспечению системной надежности.

5. Понятия, используемые в настоящих Методических указаниях, соответствуют определениям, данным в Федеральном законе N 35-ФЗ и Основах ценообразования.

## II. Основные методические положения по расчету цен (тарифов) на услуги по обеспечению системной надежности

6. Расчет цен (тарифов) на услуги по обеспечению системной надежности осуществляется исходя из принципа обязательного отдельного учета доходов и расходов, объемов продукции (услуг) субъектов электроэнергетики по видам деятельности в соответствии с пунктом 6 Основ ценообразования. Принципы отдельного учета доходов и расходов по видам деятельности определяются учетной политикой субъекта электроэнергетики.

7. Исходными данными для расчета цен (тарифов) на услуги по обеспечению системной надежности являются:

расчетный (плановый) объем необходимой валовой выручки, требуемый для возмещения экономически обоснованных расходов субъекта электроэнергетики, связанных с оказанием услуг по обеспечению системной надежности, с учетом установленных системным оператором технических параметров и характеристик объекта электроэнергетики и (или) установленных на нем оборудования и устройств, с использованием которых осуществляется (планируется осуществлять) оказание соответствующих услуг, а также условий технологического режима и параметров их работы;

расчетный объем услуг по обеспечению системной надежности.

8. Затраты субъекта электроэнергетики, связанные с оказанием услуг по обеспечению системной надежности, учтенные Службой при установлении для указанного субъекта цен (тарифов) на электрическую энергию и (или) мощность либо иную продукцию (услуги), цены (тарифы) на которые регулируются государством, не подлежат учету при расчете цены (тарифа) на услуги по обеспечению системной надежности.

9. Если субъект электроэнергетики кроме деятельности по оказанию услуг по обеспечению системной надежности осуществляет иные виды деятельности, расходы на их осуществление и полученные от этих видов деятельности доходы (убытки) не учитываются при расчете регулируемых цен (тарифов) на услуги по обеспечению системной надежности.

10. Экономически необоснованные расходы субъектов электроэнергетики исключаются из расчетов цен (тарифов) в соответствии с Основами ценообразования.

## III. Расчет размера цен (тарифов) на услуги по обеспечению системной надежности

11. Размер цен (тарифов) на услуги по обеспечению системной надежности, оказываемых субъектом электроэнергетики, рассчитывается по формуле:

$$T_j^{ik} = \min \left( \frac{HBB_j^{ik}}{V_j^{ik}}; C_j^{omok} \right), \quad (1)$$

где:

$T_j^{ik}$  - размер цены (тарифа) на j-ую услугу по обеспечению системной надежности, оказываемую i-м субъектом электроэнергетики на k-й расчетный период регулирования;

$HBB_j^{ik}$  - необходимая валовая выручка на оказание j-ой услуги по обеспечению системной надежности с использованием i-го объекта электроэнергетики на k-й расчетный период регулирования <\*>, руб.;

-----  
<\*> В отношении услуги по НПРЧ и АВРЧМ объектом электроэнергетики, с использованием которого оказываются соответствующие услуги, является энергоблок.

$V_j^{ik}$  - расчетный объем j-ой услуги по обеспечению системной надежности, оказываемой с использованием i-го объекта электроэнергетики, на k-й расчетный период регулирования;

$C_j^{om\delta k}$  - средневзвешенная цена на j-ую услугу по обеспечению системной надежности, сложившаяся:

а) для услуг по НПРЧ и АВРЧМ по результатам конкурентных отборов исполнителей соответствующей услуги по обеспечению системной надежности, состоявшихся за последние три года, определяемая по формуле:

$$C_j^{om\delta k} = \frac{\sum_{m=k-3}^3 (V_j^{im} \times C_j^{i m})}{\sum_{m=k-3}^3 V_j^{im}} \times K_{ин}^k, \quad (1.1)$$

где:

$C_j^{i m}$  - фактическая цена на оказание j-й услуги по обеспечению системной надежности с использованием i-го объекта электроэнергетики, сложившаяся по результатам конкурентных отборов, состоявшихся в m-м году, руб. за 1 МВт за 1 час оказания услуги;

$V_j^{im}$  - объем оказания j-й услуги по обеспечению системной надежности с использованием i-го объекта электроэнергетики, фактически отобранный по результатам конкурентных отборов, состоявшихся в m-м году, МВт.

Для года k-1, предшествующего расчетному периоду регулирования, используются данные о ценах и объемах оказания j-й услуги по обеспечению системной надежности с использованием i-го объекта электроэнергетики, сложившиеся по результатам конкурентных отборов, состоявшихся за девять месяцев k-1 года;

$K_{ин}^k$  - прогнозный индекс цен производителей на k-ый расчетный период регулирования в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации;

б) для услуг по регулированию реактивной мощности без производства электроэнергии по результатам отборов путем запроса предложений о готовности оказывать услуги либо определением единственно возможного исполнителя, состоявшихся за последние три года, определяемая по формуле:

$$C_j^{om\delta k} = \frac{\sum_{m=k-3}^3 S_j^i}{\sum_{m=k-3}^3 V_j^{im}} \times K_{ин}^k, \quad (1.2)$$

где:

$S_j^i$  - фактическая сумма платы по договору на оказание j-й услуги по обеспечению системной надежности с использованием i-го объекта электроэнергетики, заключенного по результатам отборов, состоявшихся в m-м году;

$V_j^{im}$  - фактический объем оказания j-й услуги по обеспечению системной надежности с использованием i-го объекта электроэнергетики.

12. В отношении услуг по НПРЧ и услуг по АВРЧМ расчетный объем услуг по обеспечению системной надежности определяется как величина резерва мощности, требуемого для работы объекта в режиме НПРЧ и АВРЧМ в МВт за час оказания услуг. Для работы i-го объекта электроэнергетики в режиме НПРЧ и АВРЧМ расчетный объем услуг ( $V_i^{НПРЧ, АВРЧМ}$ ) на k-ый расчетный период регулирования рассчитывается по формуле:

$$V_i^{k \text{ НПРЧ, АВРЧМ}} = 0,1 * N_{ycmi} * h_j^i \quad (2)$$

$N_{усми}$  - установленная мощность i-го объекта электроэнергетики, МВт;

$h_j^i$  - продолжительность оказания j-ой услуги по обеспечению системной надежности в течение расчетного периода регулирования с использованием i-го объекта электроэнергетики.

Продолжительность оказания услуг по НПРЧ и услуг по АВРЧМ (среднегодовое число часов работы объекта электроэнергетики в данных режимах)  $h_j^i$  принимается равным 6000 ч/год.

13. В отношении услуг по регулированию реактивной мощности без производства электрической энергии в качестве расчетного объема услуг для каждого объекта электроэнергетики принимается плановое число часов оказания услуг по регулированию реактивной мощности без производства электрической энергии. Определяется по данным системного оператора о плановых совокупных объемах оказания услуг по регулированию реактивной мощности без производства электрической энергии.

В отношении услуг по развитию систем противоаварийного управления в качестве расчетного объема услуг принимается установка одной системы противоаварийного управления.

#### IV. Определение состава расходов, включаемых в необходимую валовую выручку субъекта электроэнергетики на оказание услуг по обеспечению системной надежности

14. Определение состава расходов и оценка их экономической обоснованности производятся в соответствии с законодательством Российской Федерации о налогах и сборах, Основами ценообразования и настоящими Методическими указаниями.

15. При установлении цен (тарифов) на услуги по обеспечению системной надежности в части услуг по НПРЧ и АВРЧМ в состав необходимой валовой выручки (далее - НВВ) включаются следующие расходы:

капитальные затраты, связанные с необходимостью подготовки оборудования к участию в НПРЧ/АВРЧМ, включая расходы на модернизацию оборудования, внедрение современных автоматизированных систем управления;

эксплуатационные затраты:

- затраты, связанные с сервисным и абонентским обслуживанием технических и программных средств, необходимых для работы объекта электроэнергетики в данных режимах, проведением сертификации объектов электроэнергетики;

- экономическая составляющая эксплуатационных затрат, обусловленная снижением коэффициента полезного действия, увеличением удельного расхода топлива и потребления на собственные нужды;

- составляющая эксплуатационных затрат, связанная с дополнительным износом и снижением надежности элементов основного и вспомогательного оборудования и регулирующих органов (сокращением срока службы и увеличением числа отказов) при работе объекта электроэнергетики в режимах НПРЧ/АВРЧМ.

16. При установлении цен (тарифов) на услуги по регулированию реактивной мощности без производства электрической энергии в состав НВВ включаются следующие расходы:

капитальные затраты, связанные с необходимостью подготовки оборудования к участию в регулировании реактивной мощности без производства электрической энергии, включая расходы на модернизацию оборудования, внедрение современных автоматизированных систем управления и организацией учета потребленной активной и выработанной (потребленной) реактивной электроэнергии;

эксплуатационные затраты:

- затраты на вращение генератора в режиме синхронного компенсатора (потребление активной мощности из сети для компенсации механических, вентиляционных и электрических потерь);

- затраты, связанные с потреблением электроэнергии на возбуждение генератора;

- затраты, связанные с потреблением электроэнергии оборудованием собственных нужд электростанции, обеспечивающим работу генератора в режиме синхронного компенсатора (далее - режим СК);

- затраты, связанные с потерями электроэнергии в станционной сети в связи с работой генерирующего оборудования в режиме СК;

- затраты, связанные с покупкой мощности субъектом электроэнергетики на оптовом рынке электроэнергии и мощности для участия в оказании услуг по регулированию реактивной мощности без производства электрической энергии.

---

КонсультантПлюс: примечание.

Нумерация пунктов дана в соответствии с официальным текстом документа.

---

16. Для субъектов электроэнергетики, осуществивших модернизацию объектов электроэнергетики для участия в оказании услуг по НПРЧ и АВРЧМ до вступления в силу Правил отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг, утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 3 марта 2010 г. N 117,  $HBB_j^{ik}$ , относимая на услуги по НПРЧ и АВРЧМ, на  $k$ -ый расчетный период регулирования определяется отдельно в отношении каждого вида услуг и каждого объекта электроэнергетики, с использованием которого оказываются соответствующие услуги по обеспечению системной надежности, по формуле:

$$HBB_i^{jk} = Bui^k + (\mathcal{E}_i^k + \mathcal{E}_{\text{сзи}}^k) * (1 + HP) \quad (3)$$

Для субъектов электроэнергетики, осуществивших модернизацию объектов электроэнергетики для участия в оказании услуг по НПРЧ и АВРЧМ после вступления в силу Правил отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг, утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 3 марта 2010 г. N 117,  $HBB_j^{ik}$ , относимая на услуги по НПРЧ и АВРЧМ, на  $k$ -ый расчетный период регулирования определяется отдельно в отношении каждого вида услуг и каждого объекта электроэнергетики, с использованием которого оказываются соответствующие услуги по обеспечению системной надежности, по формуле:

$$HBB_i^{jk} = Bui^k * \left(1 + \frac{HP_u^k}{1 - Hnp}\right) + (\mathcal{E}_i^k + \mathcal{E}_{\text{сзи}}^k) * (1 + HP) \quad (3.1)$$

Для субъектов электроэнергетики, осуществивших модернизацию объектов электроэнергетики для участия в оказании услуг по регулированию реактивной мощности без производства электрической энергии до вступления в силу Правил отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг, утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 3 марта 2010 г. N 117,  $HBB_j^{ik}$  на  $k$ -ый расчетный период регулирования рассчитывается отдельно в отношении каждого объекта электроэнергетики, с использованием которого оказываются соответствующие услуги по обеспечению системной надежности, по формуле:

$$HBB_j^{ik} = \mathcal{E}_{\text{psc}}^k \times (1 + HP^k) + C_{\text{мощн}}^k \quad (3.2)$$

Для субъектов электроэнергетики, осуществивших модернизацию объектов электроэнергетики для участия в оказании услуг по регулированию реактивной мощности без производства электрической энергии после вступления в силу Правил отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению

системной надежности, и оказания таких услуг, утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 3 марта 2010 г. N 117,  $HBB_j^k$  на  $k$ -ый расчетный период регулирования определяется отдельно в отношении каждого объекта электроэнергетики, с использованием которого оказываются соответствующие услуги по обеспечению системной надежности, по формуле:

$$HBB_j^{ik} = B_{ui}^k \times \left(1 + \frac{HP_u^k}{1 - Нпр}\right) + \mathcal{E}_{psc}^k \times (1 + HP^k) + C_{мощн}^k, \quad (3.3)$$

где:

$B_{ui}^k$ , тыс. руб. - возврат средств на модернизацию оборудования  $i$ -го объекта электроэнергетики в году  $k$ , на который устанавливается тариф, объем которых определяется в соответствии с пунктом 1  $B_{ui}^k$  7 настоящих Методических указаний;

$\mathcal{E}_{psc}^k$ , руб. - эксплуатационные затраты, обусловленные участием  $i$ -го объекта электроэнергетики в оказании услуг по регулированию реактивной мощности без производства электрической энергии в  $k$ -ом расчетном периоде регулирования, определяемые в порядке, предусмотренном пунктом 2  $\mathcal{E}_{psc}^k$  8 настоящих Методических указаний;

$\mathcal{E}_i^k$ , руб. - эксплуатационные затраты, обусловленные участием  $i$ -го объекта электроэнергетики в режимах НПРЧ и АВРЧМ в  $k$ -ом расчетном периоде регулирования, определяемые в соответствии с пунктом 1  $\mathcal{E}_i^k$  8 настоящих Методических указаний;

$\mathcal{E}_{0_{эi}}^k$ , тыс. руб. - значение дополнительных эксплуатационных затрат, обусловленное изменением надежности оборудования и увеличением износа в  $k$ -ом расчетном периоде регулирования, определяемое в порядке, предусмотренном пунктом 2  $\mathcal{E}_{0_{эi}}^k$  2 настоящих Методических указаний;

$C_{мощн}^k$ , руб. - стоимость мощности, покупаемой субъектом электроэнергетики на оптовом рынке электроэнергии и мощности для участия в оказании услуг по регулированию реактивной мощности без производства электрической энергии в  $k$ -ом расчетном периоде регулирования, определяемая в порядке, предусмотренном пунктом 3  $C_{мощн}^k$  3 настоящих Методических указаний;

$HP_u^k$  - норма рентабельности инвестиций в  $k$ -ом расчетном периоде регулирования, принимается равной средней доходности долгосрочных государственных обязательств, выраженных в рублях, со сроком до погашения не менее 8 лет и не более 10 лет за истекший период года, предшествующего регулируемому (или за 12 месяцев, истекших к моменту определения цены (тарифы) на услуги по обеспечению системной надежности).

Доходность долгосрочных государственных обязательств определяется в соответствии с Методикой определения величины средней доходности долгосрочных государственных обязательств, используемой при расчете цены на мощность для поставщиков мощности, утвержденной Приказом Минэкономразвития России от 26.07.2010 N 329 (зарегистрировано Минюстом России 16.08.2010, регистрационный N 18169), с изменениями, внесенными Приказом Минэкономразвития России от 21.02.2011 N 55 (зарегистрировано Минюстом России 10.03.2011, регистрационный N 20032);

$HP^k$  - норма рентабельности продукции (услуг) в  $k$ -ом расчетном периоде регулирования, принимается равной ставке рефинансирования Центрального банка Российской Федерации на момент утверждения цен (тарифов) на услуги по обеспечению системной надежности;

$Нпр$  - ставка налога на прибыль.

17. Возврат средств на модернизацию оборудования  $i$ -го объекта энергетики в  $k$ -ом расчетном периоде регулирования рассчитывается по формуле:

Для услуги НПРЧ:

$$Bu_i^k = \frac{25000 * K_{узн} * K_p}{C}, (4.1)$$

Для услуги АВРЧМ:

$$Bu_i^k = \frac{35000 * K_{узн} * K_p}{C}, (4.2)$$

Для услуг по регулированию реактивной мощности без производства электрической энергии:

$$Bu_i^k = \frac{K_i^k}{C}, (4.3)$$

где:

C - нормативный срок службы оборудования, принимается равным 6 годам;

K<sub>i</sub>, руб. - капитальные затраты, связанные с необходимостью подготовки оборудования к участию в регулировании реактивной мощности без производства электрической энергии. Определяются Службой на k-ый расчетный период регулирования на основании представляемых субъектом электроэнергетики материалов, подтверждающих их экономическую обоснованность;

K<sub>p</sub> - понижающий коэффициент, учитывающий снижение капитальных затрат в связи с модернизацией последующих объектов электроэнергетики, применяемый при условии установки однотипного оборудования и тиражирования проектных и технических решений, определяемый в соответствии с данными, представленными в таблице:

Модернизация для режима	p - номер модернизируемого объекта электроэнергетики			
	1	2	3	4 и более
НПРЧ	1	0,92	0,84	0,76
АВРЧМ	1	0,88	0,76	0,65

Кицп - коэффициент индекса цен производителей, который определяется по формуле:

$$K_{узн} = \prod_{n=2008}^{k-1} K_{узн_n}, (5)$$

где:

K<sub>узн<sub>n</sub></sub> - фактический (прогнозный) индекс цен производителей в году n в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на соответствующие периоды, значение n определяется с 2008 года до года, предшествующего расчетному периоду регулирования.

18. Эксплуатационные затраты, возникающие при работе объекта электроэнергетики в режимах НПРЧ и АВРЧМ, на k-ый расчетный период регулирования определяются по формуле:

$$\mathcal{E}_i^k = \mathcal{E}_{\mathcal{E}_i}^k + \mathcal{E}_{0i}^k + I_i^k + H_u^k, (6)$$

где:

Э<sub>э<sub>i</sub></sub><sup>k</sup>, руб. - экономическая составляющая эксплуатационных затрат, обусловленная для режима АВРЧМ - снижением коэффициента полезного действия (далее - КПД) котла в связи с увеличением удельного расхода топлива, для режима НПРЧ - изменением значения давления

пара перед турбиной (в случае принятия соответствующего технического решения) в k-ом расчетном периоде регулирования, определяемая в соответствии с пунктами 19 и 2  $\mathcal{E}_{0i}^k$  0 настоящих Методических указаний;

$\mathcal{E}_{0i}^k$ , руб. - эксплуатационные затраты на сервисное обслуживание технических и программных средств в k-ом расчетном периоде регулирования, определяемые в соответствии с пунктом 2  $\mathcal{E}_{0i}^k$  1 Методических указаний;

$I_i^k$ , руб. - затраты на сертификационные испытания и ежегодный инспекционный контроль i-го объекта электроэнергетики после проведения сертификационных испытаний в k-ом расчетном периоде регулирования;

$H_u^k$ , руб. - расходы на уплату налога на имущество в k-ом расчетном периоде регулирования, рассчитываемые исходя из стоимости оборудования, установленного для подготовки объекта электроэнергетики к участию в НПРЧ/АВРЧМ.

19. При участии i-го объекта электроэнергетики в НПРЧ экономическая составляющая эксплуатационных затрат, обусловленная изменением значения давления пара перед турбиной для выполнения требований НПРЧ по изменению мощности, на k-ый расчетный период регулирования определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_{\mathcal{E}i}^{k \text{ НПРЧ}} = 8,76 \cdot N_{НОМi} \cdot K_{ИУМi} \cdot \mathcal{C}_{\mathcal{E},Ti}^{k-1} \cdot (p_T - p_m^{\text{НПРЧ}}), \quad (7)$$

где:

8,76,  $\frac{\text{ч}}{\text{год} \cdot \text{МПа}}$  - среднегодовой коэффициент поправки на изменение КПД объекта

электроэнергетики за счет изменения давления пара перед турбиной;

$N_{НОМi}$ , МВт - номинальная (установленная) мощность i-го объекта электроэнергетики;

$K_{ИУМi}$  - коэффициент использования установленной мощности;

$\mathcal{C}_{\mathcal{E},Ti}^{k-1}$ , руб./МВт.ч - топливная составляющая стоимости электроэнергии, определяемая исходя из фактических удельных расходов субъектов электроэнергетики на топливо на выработку 1 МВт\*ч электрической энергии i-ым объектом электроэнергетики, для которого установлена обязанность по оказанию услуг по НПРЧ и АВРЧМ, в году, предшествующем расчетному периоду регулирования, и прогнозного индекса изменения цен на топливо;

$(p_T - p_m^{\text{НПРЧ}})$ , МПа - разность давлений пара перед турбиной, обусловленная работой объекта электроэнергетики в режиме НПРЧ и определяемая в соответствии с режимными картами.

Если изменение давления пара перед турбиной для режима НПРЧ не предусмотрено техническим решением, то  $\mathcal{E}_{\mathcal{E}i}^{k \text{ НПРЧ}} = 0$ .

20. При работе объекта электроэнергетики в режиме АВРЧМ экономическая составляющая эксплуатационных затрат, обусловленная снижением КПД котла в связи с увеличением удельного расхода топлива, рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_{\mathcal{E}i}^{k \text{ АВРЧМ}} = \frac{683,3}{\eta_{ki}} \cdot N_{НОМi} \cdot K_{ИУМi} \cdot \mathcal{C}_{\mathcal{E},Ti}^{k-1}, \quad (7.1)$$

где:

683,3,  $\frac{\% \cdot \text{ч}}{\text{год}}$  - среднегодовой коэффициент поправки на изменение КПД котла при переводе

объекта электроэнергетики в режим АВРЧМ;

$\eta_{ki}$ , % - КПД котла определяется по режимной карте котла.

21. Эксплуатационные затраты на сервисное обслуживание технических и программных средств, необходимых для решения задач НПРЧ, определяются по формуле:

$$\mathcal{E}_{O_i}^{k \text{ НПРЧ}} = \mathcal{E}_{\text{МОН}ii}^k + 0,7 \cdot \mathcal{E}_{\text{СА}Pi}^k + 0,5 \cdot \mathcal{E}_{Ki}^k \quad (8)$$

При участии объекта электроэнергетики в оказании услуг по АВРЧМ эксплуатационные затраты на сервисное обслуживание оборудования рассчитываются по формуле:

$$\mathcal{E}_{O_i}^{k \text{ АВРЧМ}} = \mathcal{E}_{\text{СВ}i}^k + 0,15 \cdot \mathcal{E}_{\text{СА}Pi}^k + 0,5 \cdot \mathcal{E}_{Ki}^k, \quad (8.1)$$

где:

$\mathcal{E}_{\text{МОН}ii}^k$ , руб. - ежегодные эксплуатационные затраты на техническое обслуживание станционного устройства системы мониторинга фактического участия объекта электроэнергетики в НПРЧ (на энергоблок) в k-ом расчетном периоде регулирования;

$\mathcal{E}_{\text{СВ}i}^k$ , руб. - ежегодные эксплуатационные затраты на техническое обслуживание станционного терминала автоматического регулирования частоты электрического тока и перетоков активной мощности, системы связи с диспетчерским центром, аренду каналов связи и другие расходы, необходимые для обеспечения связи объекта электроэнергетики с диспетчерским центром для оказания услуг по АВРЧМ на k-ый расчетный период регулирования;

$\mathcal{E}_{\text{СА}Pi}^k$ , руб. - ежегодные эксплуатационные затраты на сервисное обслуживание программно-технического комплекса (далее - ПТК) и системы автоматического регулирования турбины на k-ый расчетный период регулирования;

$\mathcal{E}_{Ki}^k$ , руб. - ежегодные эксплуатационные затраты на сервисное обслуживание ПТК котла на k-ый расчетный период регулирования.

Перечисленные в настоящем пункте ежегодные эксплуатационные затраты определяются Службой на основании представляемых субъектом электроэнергетики материалов, подтверждающих их экономическую обоснованность.

22. При работе объекта электроэнергетики в режиме НПРЧ дополнительные эксплуатационные затраты, возникающие при работе объекта электроэнергетики в режиме НПРЧ, принимаются равными нулю:  $\mathcal{E}_{O_i}^{k \text{ ННПР}} = 0$ .

Значение дополнительных эксплуатационных затрат объекта электроэнергетики, участвующего в АВРЧМ, рассчитывается по формулам:

Для барабанных и прямоточных котлов, номинальной (установленной) мощностью 200 - 215 МВт:

$$\mathcal{E}_{O_i}^{k \text{ АВРЧМ}} = 2750 \times \prod_{n=2010}^k K_{\text{ущ}n}, \quad (9.1)$$

Для двухкорпусных котлов, номинальной (установленной) мощностью 300 МВт (за исключением ПК-41):

$$\mathcal{E}_{O_i}^{k \text{ АВРЧМ}} = 2400 \times \prod_{n=2010}^k K_{\text{ущ}n}, \quad (9.2)$$

Для двухкорпусных котлов ПК-41, номинальной (установленной) мощностью 300 МВт:

$$\mathcal{E}_{O_i}^{k \text{ АВРЧМ}} = 3300 \times \prod_{n=2010}^k K_{\text{ущ}n}, \quad (9.3)$$

Для однокорпусных котлов, номинальной (установленной) мощностью 300 МВт (за исключением ПК-41):

$$\mathcal{E}_{0zi}^k \text{ АВРЧМ} = 2300 \times \prod_{n=2010}^k K_{\text{цпн}_n}, \quad (9.4)$$

Для однокорпусных котлов ПК-41, номинальной (установленной) мощностью 300 МВт:

$$\mathcal{E}_{0zi}^k \text{ АВРЧМ} = 3200 \times \prod_{n=2010}^k K_{\text{цпн}_n}, \quad (9.5)$$

Для котлов, номинальной (установленной) мощностью 800 МВт:

$$\mathcal{E}_{0zi}^k \text{ АВРЧМ} = 3700 \times \prod_{n=2010}^k K_{\text{цпн}_n}, \quad (9.6)$$

где:

$K_{\text{цпн}_n}$  - фактический (прогнозный) индекс цен производителей в году  $n$  в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на соответствующие периоды, значение  $n$  определяется с 2010 года до года, предшествующего расчетному периоду регулирования.

23. При наличии у субъекта электроэнергетики действующего договора оказания услуг по НПРЧ при установлении цен (тарифов) на услуги по АВРЧМ возврат средств на модернизацию оборудования  $i$ -го объекта энергетики, связанную с созданием системы связи и управления с диспетчерским центром, включающую в себя терминал автоматического регулирования частоты электрического тока и перетоков активной мощности, каналы связи или выделение частотных диапазонов каналов связи, необходимых для оказания услуг по АВРЧМ, в  $k$ -ом расчетном периоде регулирования рассчитывается по формуле:

$$Bu_i^k = \frac{7000 * K_{\text{цпн}} * K_p}{C} \quad (10)$$

24. Эксплуатационные затраты для случая, указанного в пункте 23 Методических указаний, определяются по формуле:

$$\mathcal{E}_i^k = \mathcal{E}_{\mathcal{E}i}^k + \mathcal{E}_{0i}^k, \quad (11)$$

где:

$\mathcal{E}_{\mathcal{E}i}^k$ , руб. - экономическая составляющая эксплуатационных затрат, обусловленная для режима АВРЧМ - снижением КПД котла в связи с увеличением удельного расхода топлива на  $k$ -ый расчетный период регулирования, определяемая в соответствии с пунктом 2  $\mathcal{E}_{\mathcal{E}i}^k$  0 Методических указаний;

$\mathcal{E}_{0i}^k$ , руб. - эксплуатационные затраты на сервисное обслуживание технических и программных средств в  $k$ -ом расчетном периоде регулирования, равные  $\mathcal{E}_{CBi}^k$ , определяемые в соответствии с пунктом  $\mathcal{E}_{0i}^k$   $\mathcal{E}_{CBi}^k$  21 Методических указаний.

Расчет значения дополнительных эксплуатационных затрат объекта электроэнергетики, участвующего в АВРЧМ, для случая, указанного в пункте 23 Методических указаний, производится в соответствии с пунктом 22 Методических указаний.

25. При наличии у субъекта электроэнергетики действующего договора оказания услуг по АВРЧМ при установлении цен (тарифов) на услуги по НПРЧ возврат средств на модернизацию

оборудования *i*-го объекта энергетики, связанную с созданием системы станционного устройства системы мониторинга фактического участия энергоблоков в НПРЧ, в *k*-ом расчетном периоде регулирования рассчитывается по формуле:

$$Bu_i^k = \frac{2000 * K_{\text{цпн}} * K_p}{C} \quad (12)$$

26. Эксплуатационные затраты для случая, указанного в пункте 25 Методических указаний, определяются по формуле:

$$\mathcal{E}_i^k = \mathcal{E}_{\mathcal{E}i}^k + \mathcal{E}_{0i}^k, \quad (13)$$

где:

$\mathcal{E}_{\mathcal{E}i}^k$ , руб. - экономическая составляющая эксплуатационных затрат, обусловленная для режима НПРЧ - изменением значения давления пара перед турбиной (в случае принятия соответствующего технического решения) в *k*-ом расчетном периоде регулирования, определяемая в соответствии с пунктом 1  $\mathcal{E}_{\mathcal{E}i}^k$  9 Методических указаний;

$\mathcal{E}_{0i}^k$ , руб. - эксплуатационные затраты на сервисное обслуживание технических и программных средств в *k*-ом расчетном периоде регулирования, равные  $\mathcal{E}_{\text{МОНИ}}$ , определяемые в соответствии с пунктом  $\mathcal{E}_{0i}^k$   $\mathcal{E}_{\text{МОНИ}}$  21 Методических указаний.

27. В случае одновременного установления субъекту электроэнергетики цен (тарифов) на услуги по НПРЧ и АВРЧМ расчет возврата средств на модернизацию оборудования *i*-го объекта энергетики в *k*-ом расчетном периоде регулирования и эксплуатационных затрат для установления цен (тарифов) на услуги по НПРЧ осуществляется в соответствии с пунктами 17 и 18 настоящих Методических указаний, расчет возврата средств на модернизацию оборудования *i*-го объекта энергетики в *k*-ом расчетном периоде регулирования и эксплуатационных затрат для установления цен (тарифов) на услуги по АВРЧМ осуществляется в соответствии с пунктами 23 и 24 настоящих Методических указаний.

28. Эксплуатационные затраты, обусловленные участием *i*-го объекта электроэнергетики в оказании услуг по регулированию реактивной мощности без производства электрической энергии ( $\mathcal{E}_{\text{рск}}^k$ ) в *k*-ом расчетном периоде регулирования, определяются по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{рск}}^k = \mathcal{E}_{\text{вращ}}^k + \mathcal{E}_{\text{возб}}^k + \mathcal{E}_{\text{сн}}^k + \mathcal{E}_n^k, \quad (14)$$

где:

$\mathcal{E}_{\text{вращ}}^k$ , руб. - затраты на вращение генератора в режиме СК (потребление электроэнергии из сети для компенсации механических, вентиляционных и электрических потерь) в *k*-ом расчетном периоде регулирования, определяемые в порядке, предусмотренном пунктом 2  $\mathcal{E}_{\text{вращ}}^k$  9 настоящих Методических указаний;

$\mathcal{E}_{\text{возб}}^k$ , руб. - затраты, связанные с потреблением электроэнергии на возбуждение генератора в *k*-ом расчетном периоде регулирования, определяемые в порядке, предусмотренном пунктом 3  $\mathcal{E}_{\text{возб}}^k$  0 настоящих Методических указаний;

$\mathcal{E}_{\text{сн}}^k$ , руб. - затраты, связанные с потреблением электроэнергии оборудованием собственных нужд электростанции, обеспечивающим работу генерирующего оборудования в режиме СК, в *k*-ом расчетном периоде регулирования, определяемые в порядке, предусмотренном пунктом 3  $\mathcal{E}_{\text{сн}}^k$  1 настоящих Методических указаний;

$\mathcal{E}_n^k$ , руб. - затраты, связанные с потерями электроэнергии в станционной сети в связи с работой генерирующего оборудования в режиме СК, в k-ом расчетном периоде регулирования, определяемые в порядке, предусмотренном пунктом 3  $\mathcal{E}_n^k$  2 настоящих Методических указаний.

29. Затраты, связанные с потреблением электроэнергии генератором, работающим в режиме СК, электроэнергии для компенсации электрических, механических и вентиляционных потерь в генераторе, на k-ый расчетный период регулирования определяются по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{вращ}}^k = W_{\text{вращ}} \times U_{\text{эз}}^{k-1}, \quad (15)$$

где  $U_{\text{эз}}^{k-1}$ , руб./кВт·ч - средняя по субъекту Российской Федерации, на территории которого расположен i-ый объект электроэнергетики, оказывающий услуги по регулированию реактивной мощности без производства электрической энергии, цена электроэнергии на рынке на сутки вперед за год, предшествующий расчетному, с учетом индекса цен на электрическую энергию в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации;

$W_{\text{вращ}}$ , кВт·ч - объем потребленной генератором при работе в режиме СК электроэнергии, определяемый по формуле:

$$W_{\text{вращ}} = P_{\text{СК}} \times N_{\text{ч}}, \quad (15.1)$$

где  $P_{\text{СК}}$ , кВт - средняя мощность, потребляемая генератором при работе в режиме СК, устанавливается на основании паспортных данных либо на основании испытаний. При отсутствии таких сведений  $P_{\text{СК}}$  принимается равной для гидроэлектростанций (далее - ГЭС) 4% от номинальной мощности генератора, для гидроаккумулирующих электрических станций (далее - ГАЭС) 8% от номинальной мощности генератора;

$N_{\text{ч}}$ , ч - плановое число часов работы объекта электроэнергетики в режиме СК в расчетном периоде регулирования. Определяется в соответствии с извещением о проведении отбора субъектов электроэнергетики, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, направленным системным оператором субъекту электроэнергетики <\*>.

<\*> Пункт 4 Правил отбора субъектов отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг, утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 03.03.2010 N 117.

30. Затраты, связанные с потреблением электроэнергии на возбуждение генератора, оснащенного системой независимого возбуждения, не учитываются в составе эксплуатационных затрат, обусловленных участием 1-го объекта электроэнергетики в оказании услуг по регулированию реактивной мощности без производства электрической энергии ( $\mathcal{E}_{\text{psc}}^k$ ), и принимаются равными нулю ( $\mathcal{E}_{\text{возб}}^k = 0$ ).

Затраты на возбуждение генераторов, оснащенных системами самовозбуждения, на k-ый расчетный период регулирования рассчитываются по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{возб}}^k = W_{\text{возб}} \times U_{\text{эз}}^{k-1}, \quad (16)$$

где:

$W_{\text{возб}}$ , кВт·ч - объем электроэнергии, использованной для возбуждения генератора при работе в режиме СК, рассчитывается по формуле:

$$W_{\text{возб}} = P_f \times N_{\text{ч}}, (16.1)$$

где:

$P_f$ , кВт - мощность, потребляемая системой возбуждения генератора, определяется по формуле:

$$P_f = 0,5 \times I_{\text{фном}} \times U_{\text{фном}}, (16.2)$$

где:

$I_{\text{фном}}$ , кА - номинальный ток возбуждения генератора. Устанавливается на основании паспортных данных генератора;

$U_{\text{фном}}$ , кВ - номинальное напряжение возбуждения генератора. Устанавливается на основании паспортных данных генератора;

0,5 - коэффициент, учитывающий среднюю величину реактивной мощности генератора при работе в режиме СК.

31. Затраты, связанные с потреблением электроэнергии оборудованием собственных нужд электростанции, обеспечивающим работу генератора в режиме СК, на  $k$ -ый расчетный период регулирования определяются по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{сн}}^k = W_{\text{сн}} \times U_{\text{эв}}^{k-1}, (17)$$

где:

$W_{\text{сн}}$ , кВт·ч - объем электроэнергии, потребляемой оборудованием собственных нужд при работе генератора в режиме СК, определяется по формуле:

$$W_{\text{сн}} = k_{\text{сн}} \times P_{\text{ном}} \times N_{\text{ч}}, (17.1)$$

где  $k_{\text{сн}}$  - коэффициент, отражающий расход электроэнергии на собственные нужды в зависимости от номинальной мощности генератора. Для объектов электроэнергетики с установленной мощностью генераторов до 200 МВт  $k_{\text{сн}}$  принимается равным 0,02. Для объектов электроэнергетики с установленной мощностью генераторов 200 МВт и выше  $k_{\text{сн}}$  принимается равным 0,005;

$P_{\text{ном}}$ , МВт - номинальная мощность генератора.

32. Затраты, связанные с потерями электроэнергии в станционной сети в связи с работой генерирующего оборудования в режиме СК, на  $k$ -ый расчетный период регулирования определяются по формуле:

$$\mathcal{E}_n^k = W_n \times U_{\text{эв}}^{k-1}, (18)$$

где:

$W_n$ , кВт·ч - объем потерь электроэнергии в станционной сети, определяется по формуле:

$$W_n = \Delta P_{\text{тр}} \times N_{\text{ч}}, (18.1)$$

где:

$\Delta P_{\text{тр}}$ , кВт - величина потерь мощности в блочном трансформаторе, обусловленных работой генератора в режиме СК, определяются по формуле:

$$\Delta P_{mp} = P_{кз} + P_{xx}, (18.2)$$

где:

$P_{кз}$ , кВт - величина потерь короткого замыкания в блочном трансформаторе, определяемая по формуле 18.2.  $P_{кз}$  1;

$P_{xx}$ , кВт - величина потерь холостого хода в блочном трансформаторе, определяемая по формуле 18.2.  $P_{xx}$  2.

$$P_{кз} = P_{кз\_ном} \times \frac{P_{СК}^2 + Q_{сред}^2}{S_{ном\_тр}^2}, (18.2.1)$$

где  $P_{кз\_ном}$ , кВт - величина номинальных потерь короткого замыкания блочного трансформатора (при блочной схеме) или того из главных трансформаторов, у которого потери короткого замыкания являются наибольшими (при неблочной схеме), определяемая на основании паспортных данных трансформатора;

$Q_{сред}$ , квар - средняя величина выдаваемой в режиме СК реактивной мощности, принимаемая равной 0,5 от величины реактивной мощности, соответствующей верхней границе диапазона регулирования  $Q_{в.г.}$ .

$Q_{в.г.}$  устанавливается на основании паспортных данных;

$S_{ном\_тр}$ , кВ·А - номинальная мощность блочного трансформатора, определяемая на основании паспортных данных трансформатора;

$$P_{xx} = \frac{P_{xx\_ном}}{n}, (18.2.2)$$

где  $P_{xx\_ном}$ , кВт - номинальные потери холостого хода блочного трансформатора (при блочной схеме) или того из главных трансформаторов, у которого потери холостого хода являются наибольшими (при неблочной схеме), определяемые на основании паспортных данных трансформатора;

$n$  - количество генераторов, подключенных к обмотке (в том числе расщепленной низкого напряжения) блочного трансформатора.

Потери электроэнергии в станционной сети при неблочной главной схеме электростанции определяются аналогично для одного из главных трансформаторов электростанции, обеспечивающих выдачу мощности рассматриваемого генератора. При этом для расчета выбирается главный трансформатор, у которого суммарные номинальные потери холостого хода и короткого замыкания являются наибольшими.

33. Стоимость мощности, покупаемой субъектом электроэнергетики на оптовом рынке электроэнергии и мощности для участия в оказании услуг по регулированию реактивной мощности без производства электрической энергии, на  $k$ -ый расчетный период регулирования определяется по формуле:

$$C_{мощн}^k = P_{потр}^{СК} \times \Pi_{ком} \times K_{рез}, (19)$$

где:

$\Pi_{ком}$ , руб./кВт - цена мощности, определенная по итогам конкурентного отбора мощности в зоне свободного перетока электрической энергии (мощности), в которой находится

генерирующее оборудование, используемое для оказания услуг по регулированию реактивной мощности;

$K_{рез}$  - плановый коэффициент резервирования мощности в зоне свободного перетока электрической энергии (мощности), в которой находится генерирующее оборудование, используемое для оказания услуг по регулированию реактивной мощности.  $K_{рез}$  принимается равным единице в случае, если в течение предыдущего периода регулирования суммарная за период регулирования величина потребления мощности на собственные нужды электростанции, генерирующее оборудование которой используется для оказания услуг по регулированию реактивной мощности без производства электрической энергии, не превышала величины, равной сумме установленных максимально допустимых величин месячного расхода электроэнергии на собственные нужды генерации за период регулирования;

$P_{ном}^{СК}$ , кВт - величина мощности, относимой на потребление генерирующего оборудования при работе генератора в режиме СК, определяется по формуле:

$$P_{ном}^{СК} = P_{СК} + P_f + \Delta P_{тр} + P_{сн}, \quad (19.1)$$

где:

$P_{СК}$ , кВт - средняя мощность, потребляемая генератором при работе в режиме СК, устанавливается на основании паспортных данных либо на основании испытаний. При отсутствии таких сведений  $P_{СК}$  принимается равной для гидроэлектростанций (далее - ГЭС) 4% от номинальной мощности генератора, для гидроаккумулирующих электрических станций (далее - ГАЭС) 8% от номинальной мощности генератора;

$P_f$ , кВт - величина мощности, потребляемой системой возбуждения генератора, определяется по формуле 16.  $P_f$  2;

$\Delta P_{тр}$ , кВт - величина потерь мощности в блочном трансформаторе, обусловленных работой генератора в режиме СК, определяется по формуле 18.  $\Delta P_{тр}$  2;

$P_{сн}$ , кВт - величина мощности, потребляемой оборудованием собственных нужд при работе генератора в режиме СК, определяется по формуле:

$$P_{сн} = k_{сн} \times P_{ном} \quad (19.2)$$

34. При установлении цен (тарифов) на услуги по развитию систем противоаварийного управления в состав НВВ включаются расходы на установку (модернизацию) на объекте электроэнергетики технических средств соответствующей системы противоаварийной автоматики.

35. Субъект электроэнергетики представляет в Службу следующие материалы, используемые для расчета указанных цен (тарифов):

1) расчет объема j-ых услуг по обеспечению системной надежности, оказываемой с использованием соответствующего объекта электроэнергетики;

2) расчет необходимой валовой выручки, цен (тарифов) на оказание j-ых услуг по обеспечению системной надежности с использованием объекта электроэнергетики с приложением экономического обоснования исходных данных, в том числе:

копии протокола системного оператора о включении принадлежащего субъекту электроэнергетики объекта по производству электрической энергии, с использованием которого планируется оказание соответствующих услуг по обеспечению системной надежности, в перечень объектов, в силу технологических особенностей работы которых для их собственников или иных законных владельцев Федеральным законом N 35-ФЗ установлена обязанность по оказанию услуг по обеспечению системной надежности;

договоры на сервисное обслуживание технических и программных средств, необходимые для решения задач НПРЧ и АВРЧМ, режимные карты котлов, договоры на аренду каналов связи (для услуг по НПРЧ и АВРЧМ);

бухгалтерская и статистическая отчетность за предыдущий период регулирования и на последнюю отчетную дату периода, предшествующего расчетному периоду регулирования;

извещение о проведении отбора субъектов электроэнергетики, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности;

технические документы, обосновывающие исходные данные, используемые для расчета цен (тарифов) на услуги по обеспечению системной надежности;

другие материалы, обосновывающие расходы по оказанию соответствующих услуг по обеспечению системной надежности, предусмотренные настоящими Методическими указаниями.

---