

ОБ УТВЕРЖДЕНИИ МЕТОДИКИ

РАСЧЕТА НОРМАТИВНЫХ (ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ) ПОТЕРЬ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

ПРИКАЗ

МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ЭНЕРГЕТИКИ РФ

3 февраля 2005 г.
N 21

(Д)

Во исполнение п. 2 Постановления Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2004 г. N 109 и п. 3 Постановления Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. N 861 приказываю:

1. Утвердить предлагаемую методику расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях.
2. Контроль за исполнением настоящего Приказа возложить на заместителя Министра промышленности и энергетики Российской Федерации А.Г. Реуса.

Министр

В.В.ХРИСТЕНКО

3 февраля 2005 г.
N 21

УТВЕРЖДЕНА
Приказом Минпромэнерго России
от 3 февраля 2005 года
N 21

МЕТОДИКА
РАСЧЕТА НОРМАТИВНЫХ (ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ) ПОТЕРЬ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

I. Общие положения

1. Методика предназначена для расчета нормативов технологических потерь электрической энергии в электрических сетях организаций, осуществляющих передачу электрической энергии по электрическим сетям.

2. Нормативы технологических потерь электроэнергии, рассчитанные по данной методике, применяются при расчете платы за услуги по передаче электроэнергии по электрическим сетям.

3. Нормативы технологических потерь электроэнергии в планируемом периоде могут рассчитываться:

- на основе данных о схемах, нагрузках сетей и составе работающего оборудования в планируемом периоде методами расчета потерь, установленными настоящей методикой;

- на основе нормативных характеристик технологических потерь, рассчитанных в соответствии с настоящей методикой на основе расчетов потерь в отчетном (базовом) периоде.

При отсутствии нормативной характеристики допускается определять нормативы потерь в планируемом периоде на основе расчетов потерь в отчетном (базовом) периоде, изменяя нагрузочные потери пропорционально квадрату отношения отпусков электроэнергии в сеть в планируемом и базовом периодах, а потери холостого хода - пропорционально мощности (количеству) работающего оборудования в планируемом и базовом периодах.

4. Термины и определения

а) Фактические (отчетные) потери электроэнергии – разность между электроэнергией, поступившей в сеть, и электроэнергией, отпущенной из сети, определяемая по данным системы учета электроэнергии.

б) Система учета электроэнергии – совокупность измерительных комплексов, обеспечивающих измерение поступления и отпуска электроэнергии из сети и включающих в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), напряжения (ТН), электрические счетчики, соединительные провода и кабели. Измерительные комплексы могут быть объединены в автоматизированную систему учета электроэнергии.

в) Технологические потери электроэнергии – сумма технологических потерь при транспортировке электроэнергии и потерь при реализации электроэнергии.

г) Технологические потери при транспортировке электроэнергии – сумма двух составляющих потерь:

- потерь в линиях и оборудовании электрических сетей, обусловленных физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии в соответствии с техническими характеристиками и режимами работы линий и оборудования (технические потери);

- расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций.

д) Потери при реализации электроэнергии – сумма потерь, обусловленных погрешностями системы учета электроэнергии, и потерь, обусловленных хищениями электроэнергии, виновники которых не установлены.

Примечание. Потери, обусловленные хищениями электроэнергии, не являются технической характеристикой электрической сети и системы учета электроэнергии, и их нормативы в данной методике не рассматриваются.

е) Технические потери – сумма трех составляющих потерь в линиях и оборудовании электрических сетей:

- потерь, зависящих от нагрузки электрической сети (нагрузочные потери);

- потерь, зависящих от состава включенного оборудования (условно-постоянные потери);

- потерь, зависящих от погодных условий.

ж) Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций – расход электроэнергии, необходимый для обеспечения работы технологического оборудования подстанций и жизнедеятельности обслуживающего персонала.

з) Потери электроэнергии, обусловленные погрешностями системы учета электроэнергии, – суммарный небаланс электроэнергии, обусловленный техническими характеристиками и режимами работы всех измерительных комплексов поступления и отпуска электроэнергии.

и) Норматив технологических потерь электроэнергии – технологические потери электроэнергии (в абсолютных единицах или в процентах установленного показателя), рассчитанные в соответствии с данной методикой при режимах работы, технических параметрах линий, оборудования сетей и системы учета электроэнергии в рассматриваемом периоде.

к) Нормативный метод расчета нагрузочных потерь электроэнергии – метод, использующий при расчете потерь весь объем имеющейся информации о схемах и нагрузках сетей данного напряжения. При увеличении оснащенности сетей средствами измерения и оперативного контроля режимов рекомендуется применение более точных методов из их перечня, установленного методикой.

л) Нормативная характеристика технологических потерь электроэнергии – зависимость норматива технологических потерь электроэнергии от структурных составляющих поступления и отпуска электроэнергии.

II. Методы расчета нормативных (технологических) потерь при транспортировке электроэнергии

5. Методы расчета нагрузочных потерь

5.1. Нагрузочные потери электроэнергии за период Т часов (Д дней)

могут быть рассчитаны одним из пяти методов в зависимости от объема имеющейся информации о схемах и нагрузках сетей (методы расположены в порядке снижения точности расчета):

- 1) оперативных расчетов;
- 2) расчетных суток;
- 3) средних нагрузок;
- 4) числа часов наибольших потерь мощности;
- 5) оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети.

Потери мощности в сети при использовании для расчета потерь электроэнергии методов 1 - 4 рассчитывают на основе заданной схемы сети и нагрузок ее элементов, определенных с помощью измерений или с помощью расчета нагрузок элементов электрической сети в соответствии с законами электротехники.

Потери электроэнергии по методам 2 - 5 должны рассчитываться за каждый месяц расчетного периода с учетом схемы сети, соответствующей данному месяцу. Допускается рассчитывать потери за расчетные интервалы, включающие в себя несколько месяцев, схемы сетей в которых могут рассматриваться как неизменные. Потери электроэнергии за расчетный период определяют как сумму потерь, рассчитанных для входящих в расчетный период месяцев (расчетных интервалов).

5.1.1. Метод оперативных расчетов состоит в расчете потерь электроэнергии по формуле:

$$\Delta W = 3 \times \sum_{i=1}^n R_i \times \sum_{j=1}^m I_{ij}^2 \times \Delta t_{ij}, \quad (1)$$

где n - число элементов сети; Δt_{ij} - интервал времени, в течение которого токовую нагрузку I_{ij} i -го элемента сети с сопротивлением R_i принимают неизменной; m - число интервалов времени.

Токковые нагрузки элементов сети определяют на основе данных диспетчерских ведомостей, оперативных измерительных комплексов (ОИК) и автоматизированных систем учета и контроля электроэнергии (АСКУЭ).

5.1.2. Метод расчетных суток состоит в расчете потерь электроэнергии по формуле:

$$\Delta W_{сут} = k_{л} k_{ф.м}^2 \Delta W_{сут экв j}, \quad (2)$$

где $\Delta W_{сут}$ - потери электроэнергии за сутки расчетного месяца со среднесуточным отпуском электроэнергии в сеть $W_{ср.сут}$ и

конфигурацией графиков нагрузки в узлах, соответствующей контрольным замерам; $k_{л}$ - коэффициент, учитывающий влияние потерь

в арматуре воздушных линий и принимаемый равным 1,02 для линий напряжением 110 кВ и выше и равным 1,0 для линий более низких

напряжений; $k_{ф.м}$ - коэффициент формы графика суточных отпусков

электроэнергии в сеть (график с числом значений, равным числу дней в месяце контрольных замеров); $D_{экв j}$ - эквивалентное число дней в

j -м расчетном интервале, определяемое по формуле:

$$D_{\text{экв } j} = \sum_{i=1}^j \frac{W_{mi}^2}{W_{m.p}^2}, \quad (3)$$

где W_{mi} - отпуск электроэнергии в сеть в i -м месяце с числом дней D_{mi} ; $W_{m.p}$ - то же, в расчетном месяце; N_j - число месяцев в j -м расчетном интервале.

При расчете потерь электроэнергии за месяц $D_{\text{экв } j} = D_{mi}$.

Потери электроэнергии за расчетные сутки $\Delta W_{\text{сут}}$ определяют как сумму потерь мощности, рассчитанных для каждого часового интервала расчетных суток.

Потери электроэнергии в расчетном периоде определяют как сумму потерь во всех расчетных интервалах года. Допускается определять годовые потери электроэнергии на основе расчета $\Delta W_{\text{сут}}$ для зимнего дня контрольных замеров, принимая в формуле (3) $N = 12$.

Кoeffициент $k_{\text{ф.м}}$ определяют по формуле:

$$k_{\text{ф.м}} = \frac{\sum_{i=1}^D W_i^2}{(W_{\text{ср.сут}}^2 D)}, \quad (4)$$

где W_i - отпуск электроэнергии в сеть за i -й день месяца; D_m - число дней в месяце.

При отсутствии данных об отпуске электроэнергии в сеть за каждые 2 сутки месяца коэффициент $k_{\text{ф.м}}$ определяют по формуле:

$$k_{\text{ф.м}} = \frac{(D_r + k_{\text{н.р}} D_w)^2 D_m}{(D_r + k_{\text{н.р}} D_w)^2}, \quad (5)$$

где D_r и $D_{\text{н.р}}$ - число рабочих и нерабочих дней в месяце ($D_m = D_r + D_{\text{н.р}}$); $k_{\text{н.р}}$ - отношение значений энергии, потребляемой в средний нерабочий и средний рабочий дни $k_{\text{н.р}} = W_{\text{н.р}} : W_r$.

5.1.3. Метод средних нагрузок состоит в расчете потерь электроэнергии по формуле:

$$\Delta W_{\text{н } j} = k_{\text{л}} k_{\text{к}} \Delta P_{\text{ср } j} T_{\text{ф}}^2, \quad (6)$$

где $\Delta P_{\text{ср}}$ - потери мощности в сети при средних за расчетный интервал нагрузках узлов; $k_{\text{ф}}$ - коэффициент формы

графика суммарной нагрузки сети за расчетный интервал; k_k - коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки различных ветвей сети; T_j - продолжительность j -го расчетного интервала, ч.

Коэффициент формы графика суммарной нагрузки сети за расчетный интервал определяют по формуле:

$$k_{\phi} = \frac{\sum_{i=1}^m P_i^2 \Delta t_i}{(P_{\text{ср}} T)^2}, \quad (7)$$

где P_i - значение нагрузки на i -й ступени графика продолжительностью Δt_i , час; m - число ступеней графика на расчетном интервале; $P_{\text{ср}}$ - средняя нагрузка сети за расчетный интервал.

Коэффициент k_k в формуле (6) принимают равным 0,99. Для сетей 6 - 20 кВ и радиальных линий 35 кВ вместо значений P_i и $P_{\text{ср}}$ в формуле (7) могут использоваться значения тока головного участка I_i и $I_{\text{ср}}$. В этом случае коэффициент k_k принимают равным 1,02.

Допускается определять коэффициент формы графика за расчетный интервал по формуле:

$$k_{\phi} = k_{\phi.c}^2 \times k_{\phi.m}^2 \times k_{\phi.N}^2, \quad (8)$$

где $k_{\phi.c}$ - коэффициент формы суточного графика дня контрольных замеров, рассчитанный по формуле (7); $k_{\phi.N}$ - коэффициент формы графика месячных отпусков электроэнергии в сеть (график с числом значений, равным числу месяцев в расчетном интервале), рассчитываемый по формуле:

$$k_{\phi.N} = \frac{\sum_{i=1}^N W_{mi}^2}{(N \times W_{\text{ср.мес}})^2}, \quad (9)$$

где W_{mi} - отпуск электроэнергии в сеть за i -й месяц расчетного интервала; $W_{\text{ср.мес}}$ - среднемесячный отпуск электроэнергии в сеть за месяцы расчетного интервала.

При расчете потерь за месяц $k_{\phi.N} = 1$.

При отсутствии графика нагрузки значение k_{ϕ} определяют по формуле:

$$k_{\phi} = \frac{1 + 2k_k^2}{3k_k^3}. \quad (10)$$

Коэффициент заполнения графика суммарной нагрузки сети k_3 определяют по формуле:

$$k_3 = \frac{W_o}{P_{\max} T} = \frac{T_{\max} P_{\text{ср}}}{P_{\max} T}, \quad (11)$$

где W_o - отпуск электроэнергии в сеть за время T ; T_{\max} - число часов использования наибольшей нагрузки сети.

Среднюю нагрузку i -го в узла определяют по формуле:

$$P_{\text{ср}i} = \frac{W_i}{T}, \quad (12)$$

где W_i - энергия, потребленная (генерированная) в i -м узле за время T .

5.1.4. Метод числа часов наибольших потерь мощности состоит в расчете потерь электроэнергии по формуле:

$$\Delta W_{nj} = k_l k_k \Delta P_{\max j} T_{\text{тау}o}, \quad (13)$$

где ΔP_{\max} - потери мощности в режиме наибольшей нагрузки сети; $T_{\text{тау}o}$ - относительное число часов наибольших потерь мощности, определенное по графику суммарной нагрузки сети за расчетный интервал.

Относительное число часов наибольших потерь мощности определяют по формуле:

$$T_{\text{тау}o} = \frac{\sum_{i=1}^m P_i^2 \Delta t_i}{(P_{\max j} T)^2}, \quad (14)$$

где P_{\max} - наибольшее значение из m значений P_i в расчетном интервале.

Коэффициент k_k в формуле (13) принимают равным 1,03. Для сетей 6 - 20 кВ и радиальных линий 35 кВ вместо значений P_i и P_{\max} в формуле (14) могут использоваться значения тока головного участка I_i и I_{\max} . В этом случае коэффициент k_k принимают равным 1,0.

Допускается определять относительное число часов наибольших потерь мощности за расчетный интервал по формуле:

$$T_{\text{тау}o} = T_{\text{тау}c} \times T_{\text{тау}m} \times T_{\text{тау}N}, \quad (15)$$

где $T_{\text{тау}c}$ - относительное число часов наибольших потерь мощности, рассчитанное по формуле (14) для суточного графика дня контрольных замеров.

Значения $T_{\text{тау}c}$ и $T_{\text{тау}N}$ рассчитывают по формулам:

м N

$$\tau_{ay} = \frac{\sum_{p=1}^N \left(\frac{D_p^2}{m} + k \frac{D_{n.p}^2}{w} \right)}{\sum_{m=1}^N D_m^2}; \quad (16)$$

$$\tau_{ay} = \frac{\sum_{i=1}^N W_{mi}^2}{\sum_{j=1}^N W_{m.p.j}^2}, \quad (17)$$

где $W_{m.p}$ - отпуск электроэнергии в сеть в расчетном месяце.

При расчете потерь за месяц $\tau_{ay} = 1$.

При отсутствии графика нагрузки значение τ_{ay} определяют по формуле:

$$\tau_{ay} = \frac{k + 2k}{3}. \quad (18)$$

5.1.5. Метод оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети состоит в расчете потерь электроэнергии на основе зависимостей потерь от суммарной длины и количества линий, суммарной мощности и количества оборудования, полученных на основе технических параметров линий и оборудования или статистических данных.

5.2. Потери электроэнергии должны рассчитываться для характерных рабочих и ремонтных схем. В расчетную схему должны быть включены все элементы сети, потери в которых зависят от ее режима (линии, трансформаторы, высокочастотные заградители ВЧ-связи, токоограничивающие реакторы и т.п.).

5.3. Расчетные значения активных сопротивлений проводов воздушных линий (ВЛ) R_{π} определяют с учетом температуры провода

t_{π} , град. С, зависящей от средней за расчетный период температуры окружающего воздуха $t_{\text{в}}$ и плотности тока в проводе j , А/мм²:

$$R_{\pi} = R_{20} \left[1 + 0,004 (t_{\text{в}} - 20 + 8,3 j^2 / \sqrt{F / 300}) \right], \quad (19)$$

где R_{20} - стандартное справочное сопротивление провода сечением F , мм², при $t_{\pi} = 20$ град. С.

Примечание. При отсутствии данных о средней плотности тока за расчетный период в каждом элементе электрической сети принимают расчетное значение $j = 0,5$ А/мм².

5.4. Потери электроэнергии в соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств подстанций (СППС) определяют по формуле:

$$\Delta W_{\text{пс}} = 2,3 F \times j^2 \times L \times \tau_{\text{а}} \times D, \quad (20)$$

где F - среднее сечение проводов (шин); L - суммарная протяженность проводов (шин) на подстанции; j - плотность тока.

При отсутствии данных о параметрах, используемых в формуле (20), расчетные потери в СППС принимают в соответствии с табл. П.1 приложения 1 и относят их к условно-постоянным потерям.

5.5. Потери электроэнергии в измерительных трансформаторах тока (ТТ) определяют по формуле:

$$\Delta W_{\text{ТТ}} = \Delta P_{\text{ТТном}} \times \beta_{\text{ТТ}}^2 \times k_{\text{ф}}^2, \quad (21)$$

где $\Delta P_{\text{ТТном}}$ - потери в ТТ при номинальной нагрузке;
 $\beta_{\text{ТТ}}$ - среднее значение коэффициента токовой загрузки ТТ за расчетный период.

При отсутствии данных о параметрах, используемых в формуле (21), расчетные потери в ТТ принимают в соответствии с табл. П.3 приложения 1 и относят их к условно-постоянным потерям.

6. Нормативные методы расчета нагрузочных потерь

6.1. Нормативным методом расчета нагрузочных потерь электроэнергии в сетях 330 - 750 кВ является метод оперативных расчетов.

6.2. Нормативными методами расчета нагрузочных потерь электроэнергии в сетях 35 - 220 кВ являются:

- при отсутствии реверсивных потоков энергии по межсетевым связям 35 - 220 кВ - метод расчетных суток;
- при наличии реверсивных потоков энергии - метод средних нагрузок. При этом все часовые режимы в расчетном периоде разделяют на группы с одинаковыми направлениями потоков энергии. Расчет потерь проводят методом средних нагрузок для каждой группы режимов.

При отсутствии данных о потреблении энергии на подстанциях 35 кВ временно допускается применение для расчетов потерь в этих сетях метода наибольших потерь мощности.

6.3. Нормативным методом расчета нагрузочных потерь электроэнергии в сетях 6 - 20 кВ является метод средних нагрузок.

При отсутствии информации о потреблении энергии на ТП 6 - 20 / 0,4 кВ допускается определять их нагрузки, распределяя энергию головного участка (за вычетом энергии по ТП, где она известна, и потерь в сети 6 - 20 кВ) пропорционально номинальным мощностям или коэффициентам максимальной загрузки трансформаторов ТП.

При отсутствии электрических счетчиков на головных участках фидеров 6 - 20 кВ временно допускается применение для расчетов потерь в этих сетях метода наибольших потерь мощности.

6.4. Нормативным методом расчета нагрузочных потерь электроэнергии в сетях 0,38 кВ является метод оценки потерь на основе зависимостей потерь от обобщенной информации о схемах и нагрузках сети, изложенный ниже.

Потери электроэнергии в линии 0,38 кВ с сечением головного участка F , мм², отпуском электрической энергии в линию $W_{\text{г}}$, кВт, за период D , дней, рассчитывают по формуле:

$$\Delta W = k \times \frac{W_{\text{г}}^2 (1 + \text{tg}^2 \phi) L}{0,38 \times \text{экв}} \times \frac{1 + 2k}{z}, \quad (22)$$

(или) коэффициенте реактивной мощности принимают $k = 0,3$; $\text{tg } \phi = 0,6$.

При отсутствии учета электроэнергии, отпускаемой в линии 0,38 кВ, ее значение определяют, вычитая из энергии, отпущенной в сеть 6 - 20 кВ, потери в линиях и трансформаторах 6 - 20 кВ и энергию, отпущенную в ТП 6 - 20 / 0,4 кВ и линии 0,38 кВ, находящиеся на балансе потребителей.

7. Методы расчета условно-постоянных потерь

7.1. К условно-постоянным потерям электроэнергии относятся:

- потери холостого хода в силовых трансформаторах (автотрансформаторах) и трансформаторах дугогасящих реакторов;
- потери в оборудовании, нагрузка которого не имеет прямой связи с суммарной нагрузкой сети (регулируемые компенсирующие устройства);
- потери в оборудовании, имеющем одинаковые параметры при любой нагрузке сети (нерегулируемые компенсирующие устройства, вентильные разрядники (РВ), ограничители перенапряжений (ОПН), устройства присоединения ВЧ-связи (УПВЧ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), включая их вторичные цепи, электрические счетчики 0,22 - 0,66 кВ и изоляция силовых кабелей).

7.2. Потери электроэнергии холостого хода в силовом трансформаторе (автотрансформаторе) определяют на основе приведенных в паспортных данных оборудования потерь мощности холостого хода ΔP по формуле:

х

$$\Delta W_x = \Delta P \sum_{i=1}^m T_{pi} \left(\frac{U_i}{U_{ном}} \right)^2, \quad (27)$$

где T_{pi} - число часов работы оборудования в i -м режиме;
 U_i - напряжение на оборудовании в i -м режиме; $U_{ном}$ - номинальное напряжение оборудования.

Напряжение на оборудовании определяют с помощью измерений или с помощью расчета установившегося режима сети в соответствии с законами электротехники.

7.3. Потери электроэнергии в шунтирующем реакторе (ШР) определяют по формуле (27) на основе приведенных в паспортных данных потерь мощности $\Delta P_{р}$. Допускается определять потери в ШР на основе данных табл. П.1 приложения 1.

7.4. Потери электроэнергии в синхронном компенсаторе (СК) или генераторе, переведенном в режим СК, определяют по формуле:

$$\Delta W_{ск} = (0,4 + 0,1\beta) \Delta P_{ном} \times T_{р}, \quad (28)$$

где β - коэффициент максимальной нагрузки СК в расчетном периоде; $\Delta P_{ном}$ - потери мощности в режиме номинальной загрузки СК в соответствии с паспортными данными.

Допускается определять потери в СК на основе данных табл. П.2 приложения 1.

7.5. Потери электроэнергии в статических компенсирующих устройствах (КУ) - батареях конденсаторов (БК) и статических

тиристорных компенсаторах (СТК) - определяют по формуле:

$$\Delta W_{КУ} = \Delta p_{КУ} \frac{S}{S_{КУ}} T, \quad (29)$$

где $\Delta p_{КУ}$ - удельные потери мощности в соответствии с паспортными данными КУ; S - мощность КУ (для СТК принимается по емкостной составляющей).

При отсутствии паспортных данных значение $\Delta p_{КУ}$ принимают равным для БК 0,003 кВт/квар, для СТК 0,006 кВт/квар.

7.6. Потери электроэнергии в вентильных разрядниках, ограничителях перенапряжений, устройствах присоединения ВЧ-связи, измерительных трансформаторах напряжения, электрических счетчиках 0,22 - 0,66 кВ и изоляции силовых кабелей принимают в соответствии с данными заводов - изготовителей оборудования. При отсутствии данных завода-изготовителя расчетные потери принимают в соответствии с приложением 1 к настоящей Методике.

8. Методы расчета потерь, зависящих от погодных условий

8.1. Потери, зависящие от погодных условий, включают в себя три вида потерь:

- на корону;
- от токов утечки по изоляторам воздушных линий;
- расход электроэнергии на плавку гололеда.

8.2. Потери электроэнергии на корону определяют на основе данных об удельных потерях мощности, приведенных в табл. 1, и о продолжительностях видов погоды в течение расчетного периода. При этом к периодам хорошей погоды (для целей расчета потерь на корону) относят погоду с влажностью менее 100% и гололед; к периодам влажной погоды - дождь, мокрый снег, туман.

Таблица 1. Удельные потери мощности на корону

Напряжение ВЛ, тип опоры, число и сечение проводов в фазе изморозь	Суммарное сечение проводов в фазе, мм	Потери мощности на корону, кВт/км, при погоде:			
		хорошая	сухой снег	влажная	
750 - 5 x 240	1200	3,9	15,5	55,0	115,0
750 - 4 x 600	2400	4,6	17,5	65,0	130,0
500 - 3 x 400	1200	2,4	9,1	30,2	79,2

500 - 8 x 300	2400	0,1	0,5	1,5	4,5
-----	-----	-----	-----	-----	-----
--					
330 - 2 x 400	800	0,8	3,3	11,0	33,5
-----	-----	-----	-----	-----	-----
--					
220ст - 1 x 300	300	0,3	1,5	5,4	16,5
-----	-----	-----	-----	-----	-----
--					
220ст / 2 - 1 x 300	300	0,6	2,8	10,0	30,7
-----	-----	-----	-----	-----	-----
--					
220жб - 1 x 300	300	0,4	2,0	8,1	24,5
-----	-----	-----	-----	-----	-----
--					
220жб / 2 - 1 x 300	300	0,8	3,7	13,3	40,9
-----	-----	-----	-----	-----	-----
--					
220 - 3 x 500	1500	0,02	0,05	0,27	
0,98	-----	-----	-----	-----	-----
--					
154 - 1 x 185	185	0,12	0,35	1,20	
4,20	-----	-----	-----	-----	-----
--					
154 / 2 - 1 x 185	185	0,17	0,51	1,74	
6,12	-----	-----	-----	-----	-----
--					
110ст - 1 x 120	120	0,013	0,04	0,17	
0,69	-----	-----	-----	-----	-----
--					
110ст / 2 - 1 x 120	120	0,015	0,05	0,25	
0,93	-----	-----	-----	-----	-----
--					
110жб - 1 x 120	120	0,018	0,06	0,30	
1,10	-----	-----	-----	-----	-----
--					
110жб / 2 - 1 x 120	120	0,020	0,07	0,35	
1,21	-----	-----	-----	-----	-----

Примечания. 1. Вариант 500 - 8 x 300 соответствует линии 500 кВ, построенной в габаритах 1150 кВ, вариант 220 - 3 x 500 - линии 220 кВ, построенной в габаритах 500 кВ.

2. Варианты 220 / 2 - 1 x 300, 154 / 2 - 1 x 185 и 110 / 2 - 1 x 120 соответствуют двухцепным линиям. Потери во всех случаях приведены в расчете на одну цепь.

3. Индексы "ст" и "жб" обозначают стальные и железобетонные опоры.

8.3. При отсутствии данных о продолжительностях видов погоды в течение расчетного периода потери электроэнергии на корону определяют

по табл. 2 в зависимости от региона расположения линии. Распределение территориальных образований Российской Федерации по регионам для целей расчета потерь, зависящих от погодных условий, приведено в приложении 2 к настоящей Методике.

Таблица 2. Удельные годовые потери электроэнергии на корону

Напряжение ВЛ, кВ, число и сечение проводов в фазе	Удельные потери электроэнергии на корону, тыс. кВт.ч/км год, в регионе						
	1	2	3	4	5	6	7
750 - 5 x 240	193,3	176,6	163,8	144,6	130,6	115,1	153,6
750 - 4 x 600	222,5	203,9	189,8	167,2	151,0	133,2	177,3
500 - 3 x 400	130,3	116,8	106,0	93,2	84,2	74,2	103,4
500 - 8 x 300	6,6	5,8	5,2	4,6	4,1	3,5	5,1
330 - 2 x 400	50,1	44,3	39,9	35,2	32,1	27,5	39,8
220ст - 1 x 300	19,4	16,8	14,8	13,3	12,2	10,4	15,3
220ст / 2 - 1 x 300	36,1	31,2	27,5	24,7	22,7	19,3	28,5
220жб - 1 x 300	28,1	24,4	21,5	19,3	17,7	15,1	22,2
220жб / 2 - 1 x 300	48,0	41,5	36,6	32,9	30,2	25,7	37,9
220 - 3 x 500	1,3	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	1,0
154 - 1 x 185	7,2	6,3	5,5	4,9	4,6	3,9	5,7

154 / 2 - 1 x 185	10,4	9,1	8,0	7,1	6,8	5,7	8,3
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
- 110ст - 1 x 120	1,07	0,92	0,80	0,72	0,66	0,55	0,85
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
- 110ст / 2 - 1 x 120	1,42	1,22	1,07	0,96	0,88	0,73	1,13
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
- 110жб - 1 x 120	1,71	1,46	1,28	1,15	1,06	0,88	1,36
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
- 110жб / 2 - 1 x 120	1,85	1,59	1,39	1,25	1,14	0,95	1,47
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
--							

Примечание. Значения потерь, приведенные в табл. 2 и 4, соответствуют году с числом дней 365. При расчете нормативных потерь в високосном году применяется коэффициент $k = 366 / 365$.

8.4. При расчете потерь на линиях с сечениями, отличающимися от приведенных в табл. 1, расчетные значения, приведенные в таблицах 1 и 2, умножают на отношение $F_{\phi} / F_{\text{т}}$, где F_{ϕ} - суммарное сечение проводов фазы, приведенное в табл. 1; $F_{\text{т}}$ - фактическое сечение проводов линии.

8.5. Влияние рабочего напряжения линии на потери на корону учитывают, умножая данные, приведенные в таблицах 1 и 2, на коэффициент, определяемый по формуле:

$$K_{\text{Укор}} = 6,88 U_{\text{отн}}^2 - 5,88 U_{\text{отн}}, \quad (30)$$

где $U_{\text{отн}}$ - отношение рабочего напряжения линии к его номинальному значению.

8.6. Потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам воздушных линий определяют на основе данных об удельных потерях мощности, приведенных в табл. 3, и о продолжительностях видов погоды в течение расчетного периода.

По влиянию на токи утечки виды погоды должны объединяться в 3 группы: 1 группа - хорошая погода с влажностью менее 90%, сухой снег, изморозь, гололед; 2 группа - дождь, мокрый снег, роса, хорошая погода с влажностью 90% и более; 3 группа - туман.

Таблица 3. Удельные потери мощности от токов утечки по изоляторам ВЛ

Группа	Потери мощности от токов утечки по изоляторам, кВт/км, на ВЛ
погоды	напряжением, кВ
-----	-----
-----	-----

	6	10	15	20	35	60	110	154
220	330	500	750					
1	0,011	0,017	0,025	0,033	0,035	0,044	0,055	0,063
0,069	0,103	0,156	0,235					
2	0,094	0,153	0,227	0,302	0,324	0,408	0,510	0,587
0,637	0,953	1,440	2,160					
3	0,154	0,255	0,376	0,507	0,543	0,680	0,850	0,978
1,061	1,587	2,400	3,600					

8.7. При отсутствии данных о продолжительностях различных погодных условий годовые потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам воздушных линий принимают по данным табл. 4.

Таблица 4. Удельные годовые потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам ВЛ

Номер региона	Потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам ВЛ, тыс. кВт.ч/км в год, при напряжении, кВ								
	6	10	15	20	35	60	110	154	
220	330	500	750						
1	0,21	0,33	0,48	0,64	0,69	0,86	1,08	1,24	
1,35	2,01	3,05	4,58						
2	0,22	0,35	0,52	0,68	0,73	0,92	1,15	1,32	
1,44	2,15	3,25	4,87						
3	0,28	0,45	0,67	0,88	0,95	1,19	1,49	1,71	
1,86	2,78	4,20	6,31						
4	0,31	0,51	0,75	1,00	1,07	1,34	1,68	1,93	
2,10	3,14	4,75	7,13						
5	0,27	0,44	0,65	0,87	0,92	1,17	1,46	1,68	
1,82	2,72	4,11	6,18						
6	0,22	0,35	0,52	0,68	0,73	0,92	1,15	1,32	
1,44	2,15	3,25	4,87						
7	0,16	0,26	0,39	0,51	0,55	0,69	0,86	0,99	
1,08	1,61	2,43	3,66						

8.8. Нормативный расход электроэнергии на плавку гололеда определяют по табл. 5 в зависимости от района расположения ВЛ по гололеду (гл. 2.5 ПУЭ).

Таблица 5. Удельный расход электроэнергии на плавку гололеда

Число проводов в фазе и сечение, мм ²	Суммарное сечение проводов в фазе, мм ²	Расчетный расход электроэнергии на плавку гололеда, тыс. кВт.ч/км в год, в районе по гололеду:			
		1	2	3	4
4 x 600	2400	0,171	0,236	0,300	0,360
8 x 300	2400	0,280	0,381	0,479	0,571
3 x 500	1500	0,122	0,167	0,212	0,253
5 x 240	1200	0,164	0,223	0,280	0,336
3 x 400	1200	0,114	0,156	0,197	0,237
2 x 400	800	0,076	0,104	0,131	0,158
2 x 300	600	0,070	0,095	0,120	0,143
1 x 330	330	0,036	0,050	0,062	0,074
1 x 300	300	0,035	0,047	0,060	0,071
1 x 240	240	0,033	0,046	0,056	0,067
1 x 185	185	0,030	0,041	0,051	0,061
1 x 150	150	0,028	0,039	0,053	0,064
1 x 120	120	0,027	0,037	0,046	0,054
1 x 95	95	0,024	0,031	0,038	0,044

9. Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций

Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций определяют на основе приборов учета, установленных на трансформаторах собственных нужд (ТСН). При установке прибора учета на шинах 0,4 кВ ТСН потери в ТСН, рассчитанные в соответствии с данной методикой, должны быть добавлены к показанию счетчика.

III. Методы расчета потерь, обусловленных погрешностями системы учета электроэнергии

10. Потери электроэнергии, обусловленные погрешностями системы учета электроэнергии, рассчитывают как сумму значений, определенных для каждой точки учета поступления электроэнергии в сеть и отпуска электроэнергии из сети по формуле:

$$\Delta W_{\text{уч}} = - (\Delta W_{\text{ТТбета}} + \Delta W_{\text{ТН}} + \Delta W_{\text{тхэтабета}}) - \Delta U + \Delta W / 100, \quad (31)$$

ТН сч

где Дельта - токовая погрешность ТТ, %, при коэффициенте токовой загрузки бета ; Дельта - погрешность ТН по модулю напряжения, %; Дельта - погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика, %, при коэффициенте токовой загрузки бета ; Дельта - погрешность счетчика, %; Дельта U - потеря напряжения во вторичной цепи ТН, %; W - энергия, зафиксированная счетчиком за расчетный период.

10.1. Погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика определяют по формуле:

$$\Delta_{\text{ТТ}} = 0,0291 (T_{\text{ТТ}} - T_{\text{ТН}}) \text{tg} \varphi, \quad (32)$$

где T_{ТТ} - угловая погрешность ТТ, мин., при коэффициенте токовой загрузки бета ; T_{ТН} - угловая погрешность ТН, мин.;

tg φ - коэффициент реактивной мощности контролируемого присоединения.

10.2. Коэффициент токовой загрузки ТТ за расчетный период определяют по формуле:

$$\beta_{\text{ТТ}} = \frac{W \sqrt{1 + \text{tg}^2 \varphi}}{T \sqrt{3} U_{\text{ном}} I_{\text{ном}}} \frac{1 + 2k}{3k}, \quad (33)$$

где U_{ном} и I_{ном} - номинальные напряжение и ток первичной обмотки ТТ.

10.3. Значения погрешностей в формулах (31) и (32) определяют на основе данных метрологической поверки. При отсутствии данных о фактических погрешностях измерительных комплексов допускается проводить расчет потерь электроэнергии, обусловленных погрешностями системы учета электроэнергии, в соответствии с Приложением 3 к настоящей Методике.

IV. Методы расчета нормативных характеристик технологических потерь электроэнергии

11. Нормативную характеристику технологических потерь электроэнергии определяют на основе расчета потерь в базовом периоде методами, изложенными в разделах II и III настоящей Методики, и используют для определения норматива потерь на плановый период.

11.1. Нормативная характеристика технологических потерь электроэнергии имеет вид:

$$\Delta W = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n A_{ij} \frac{W_{ij}}{D} + \sum_{i=1}^n B_i W_i + (C_{\text{пост}} + C_{\text{пог}} + C_{\text{с.н}}) \times D + B_{\text{уч}} W_{\text{о}}, \quad (34)$$

где $W_{i(j)}$ - значения показателей (поступления и отпуска электроэнергии), отражаемых в отчетности; n - число показателей;
 W_o - отпуск электроэнергии в сеть; D - число дней расчетного периода, которому соответствуют задаваемые значения энергии; A_{ij} , B_i и $C_{\text{пост}}$ - коэффициенты, отражающие составляющие потерь: A_{ij} и B_i - нагрузочные потери, $C_{\text{пост}}$ - условно-постоянные потери, $C_{\text{пог}}$ - потери, зависящие от погодных условий, $C_{\text{с.н.}}$ - расход электроэнергии на собственные нужды подстанций, $B_{\text{уч}}$ - потери, обусловленные погрешностями системы учета электроэнергии.

11.2. Нормативную характеристику нагрузочных потерь электроэнергии в замкнутых сетях определяют на основе предварительно рассчитанной характеристики нагрузочных потерь мощности, имеющей вид:

$$\Delta P_{\text{нагр}} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n a_{ij} P_i P_j + \sum_{i=1}^n b_i P_i, \quad (35)$$

где $P_{i(j)}$ - значения мощностей, соответствующих показателям, отраженным в формуле (34);
 a_{ij} и b_i коэффициенты нормативной характеристики потерь мощности.

11.3. Преобразование коэффициентов характеристики потерь мощности в коэффициенты характеристики потерь электроэнергии производят по формулам:

$$A_{ij} = \frac{a_{ij}}{24} \frac{2}{\phi}; \quad (36)$$

$$B_i = b_i. \quad (37)$$

11.4. Для составляющих нормативной характеристики, содержащих произведения значений энергии, значение $k_{\phi ij}^2$ вычисляют по формуле:

$$k_{\phi ij}^2 = 1 + r_{ij} \frac{1}{V} \frac{1}{\phi_i} \frac{1}{\phi_j}, \quad (38)$$

где $k_{\phi i}$ и $k_{\phi j}$ - коэффициенты формы i -го и j -го графиков активной мощности; r_{ij} - коэффициент корреляции i -го и j -го графиков, рассчитываемый по данным ОИК. При отсутствии расчетов r_{ij}

принимают $k_{\phi ij}^2 = 1$.

11.5. Коэффициент $C_{\text{пост}}$ определяют по формуле:

$$C_{\text{пост}} = \Delta W / D, \quad (39)$$

$$A = \sum_{i=1}^n A_i \left(\frac{W_i^2}{\sum_{i=1}^n W_i} \right); \quad (45)$$

$$C = \sum_{i=1}^n C_i, \quad (46)$$

где W_i - отпуск электроэнергии в i -ю линию; W - то же, в сеть в целом; n - количество линий.

Коэффициенты A и C должны быть рассчитаны для всех линий сети.

Их определение на основе расчета ограниченной выборки линий не допускается.

11.12. Коэффициент A для сетей 0,38 кВ рассчитывают по формуле (43), в которую в качестве Дельта W подставляют значение суммарных нагрузочных потерь во всех линиях 0,38 кВ Дельта W н 0,38, рассчитанных по формуле (22) с учетом формулы (26).

н 0,38

Приложение N 1

к Методике расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях

РАСЧЕТНЫЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ОБОРУДОВАНИИ

1. Таблица П.1. Потери электроэнергии в шунтирующих реакторах (ШР) и соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств подстанций (СППС)

Вид оборудования			Удельные потери энергии при напряжении, кВ							
			6	10	15	20	35	60	110	154
220	330	500	750							
ШР, тыс.кВт.ч/МВА			84	84	74	65	36	35	32	31
29	26	20	19							
в год										
СППС, тыс.кВт.ч/			1,3	1,3	1,3	1,3	3	6	11	18
31	99	415	737							
подстанцию в год										

Примечание. Значения потерь, приведенные в приложении 1,

соответствуют году с числом дней 365. При расчете нормативных потерь в високосном году применяется коэффициент $k = 366 / 365$.

2. Таблица П.2. Потери электроэнергии в синхронных компенсаторах

Вид оборудования		Потери энергии, тыс. кВт.ч в год, при номинальной мощности СК, МВА						
		5	7,5	10	15	30	50	
100	160	320						
СК		400	540	675	970	1570	2160	
3645	4725	10260						

Примечание. При мощности СК, отличной от приведенной в табл. П.2, потери определяют с помощью линейной интерполяции.

3. Таблица П.3. Потери электроэнергии в вентильных разрядниках (РВ), ограничителях перенапряжений (ОПН), измерительных трансформаторах тока (ТТ) и напряжения (ТН) и устройствах присоединения ВЧ-связи (УПВЧ)

Вид оборудования		Потери электроэнергии, тыс. кВт.ч/год, при напряжении оборудования, кВ							
		6	10	15	20	35	60	110	
РВ		0,009	0,021	0,033	0,047	0,091	0,27	0,60	
1,05	1,59	3,32	4,93	4,31					
ОПН		0,001	0,001	0,002	0,004	0,013	0,10	0,22	
0,40	0,74	1,80	3,94	8,54					
ТТ		0,06	0,1	0,15	0,2	0,4	0,6	1,1	
1,5	2,2	3,3	5,0	7,5					
ТН		1,54	1,9	2,35	2,7	3,6	6,2	11,0	
11,8	13,1	18,4	28,9	58,8					
УПВЧ		0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,12	0,22	
0,30	0,43	2,12	3,24	4,93					

Примечание 1. Потери электроэнергии в УПВЧ даны на одну фазу, для остального оборудования - на три фазы.

Примечание 2. Потери электроэнергии в ТТ напряжением 0,4 кВ принимают равными 0,05 тыс. кВт.ч/год.

4. Потери электроэнергии в электрических счетчиках 0,22 - 0,66 кВ принимают в соответствии со следующими данными, кВт.ч в год на один счетчик:

- однофазный, индукционный - 18,4;
- трехфазный, индукционный - 92,0;
- однофазный, электронный - 21,9;
- трехфазный, электронный - 73,6.

5. Таблица П.4. Потери электроэнергии в изоляции кабелей

Сечение, 2 мм	Потери электроэнергии в изоляции кабеля, тыс. кВт.ч/км в год, при номинальном напряжении, кВ					
	6	10	20	35	110	220
10	0,14	0,33	-	-	-	-
16	0,17	0,37	-	-	-	-
25	0,26	0,55	1,18	-	-	-
35	0,29	0,68	1,32	-	-	-
50	0,33	0,75	1,52	-	-	-
70	0,42	0,86	1,72	4,04	-	-
95	0,55	0,99	1,92	4,45	-	-
120	0,60	1,08	2,05	4,66	26,6	-
150	0,67	1,17	2,25	5,26	27,0	-
185	0,74	1,28	2,44	5,46	29,1	-
240	0,83	1,67	2,80	7,12	32,4	-
300	-	-	-	-	35,2	80,0
400	-	-	-	-	37,4	90,0
500	-	-	-	-	44,4	100,0
625	-	-	-	-	49,3	108,0
800	-	-	-	-	58,2	120,0

Приложение N 2

к Методике расчета
нормативных (технологических)
потерь электроэнергии
в электрических сетях

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ ОБРАЗОВАНИЙ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ПО РЕГИОНАМ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ РАСЧЕТА

ПОТЕРЬ, ЗАВИСЯЩИХ ОТ ПОГОДНЫХ УСЛОВИЙ

Номер региона	Территориальные образования, входящие в регион
1	Республика Саха - Якутия, Хабаровский край Области: Камчатская, Магаданская, Сахалинская
2	Республики: Карелия, Коми Области: Архангельская, Калининградская, Мурманская
3	Области: Вологодская, Ленинградская, Новгородская, Псковская
4	Республики: Марий Эл, Мордовия, Татария, Удмуртия, Чувашская Области: Белгородская, Брянская, Владимирская, Воронежская, Ивановская, Калужская, Кировская, Костромская, Курская, Липецкая, Московская, Нижегородская, Орловская, Пензенская, Пермская, Рязанская, Самарская, Саратовская, Смоленская, Тамбовская, Тверская, Тульская, Ульяновская, Ярославская
5	Республики: Дагестан, Ингушетия, Кабардино-Балкария, Карачаево-Черкесская, Калмыкия, Северная Осетия, Чечня Края: Краснодарский, Ставропольский Области: Астраханская, Волгоградская, Ростовская
6	Республика Башкирия Области: Курганская, Оренбургская, Челябинская
7	Республики: Бурятия, Хакасия Края: Алтайский, Красноярский, Приморский Области: Амурская, Иркутская, Кемеровская, Новосибирская, Омская, Свердловская, Томская, Тюменская, Читинская

Приложение N 3

к Методике расчета
нормативных (технологических)
потерь электроэнергии
в электрических сетях

РАСЧЕТ ПОТЕРЬ, ОБУСЛОВЛЕННЫХ ПОГРЕШНОСТЯМИ
СИСТЕМЫ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

П.3.1. Потери электроэнергии, обусловленные погрешностями системы учета электроэнергии, определяют на основе данных о классах точности ТТ - К_{ТТ}, ТН - К_{ТН}, счетчиков - К_{сч}, коэффициентах токовой загрузки ТТ - бета_{ТТ} и сроках службы счетчиков после последней поверки - Т_{пов}, лет. Приведенные ниже

зависимости средних погрешностей ТТ, ТН и счетчиков применяют только для расчета суммарного недоучета по электрической сети в целом. Эти зависимости не допускается применять для корректировки показаний счетчика в конкретной точке учета.

П.3.2. Потери электроэнергии, обусловленные погрешностями системы учета электроэнергии, рассчитывают как сумму значений, определенных для каждой точки учета поступления электроэнергии в сеть и отпуска электроэнергии из сети по формуле:

$$\Delta W = (\Delta_{\text{ТТ}} + \Delta_{\text{ТН}} + \Delta_{\text{сч}}) W / 100,$$

$$\Delta_{\text{уч } i} = \frac{\Delta_{\text{ТТ}i} + \Delta_{\text{ТН}i} + \Delta_{\text{сч}i}}{i} \quad (\text{П.1})$$

где $\Delta_{\text{ТТ}i}$, $\Delta_{\text{ТН}i}$ и $\Delta_{\text{сч}i}$ - средние погрешности ТТ, ТН и счетчика, %, в i -й точке учета; W_i - энергия, зафиксированная счетчиком в i -й точке учета за расчетный период.

П.3.3. Среднюю погрешность ТТ определяют по формулам:

для ТТ с номинальным током $I_{\text{НОМ}} \leq 1000 \text{ А}$:

при $\beta \leq 0,05$	$\Delta_{\text{ТТ}} = 30 (\beta - 0,0833) \text{ К}$
при $0,05 < \beta \leq 0,2$	$\Delta_{\text{ТТ}} = 3,3333 (\beta - 0,35) \text{ К}$
при $\beta > 0,2$	$\Delta_{\text{ТТ}} = 0,625 (\beta - 1) \text{ К}$

для ТТ с номинальным током $I_{\text{НОМ}}$ более 1000 А:

$$\Delta_{\text{ТТ}} = \frac{625}{I_{\text{НОМ}}} (\beta - 1) \text{ К} \quad (\text{П.5})$$

П.3.4. Среднюю погрешность ТН (с учетом потерь в соединительных проводах) определяют по формуле:

$$\Delta_{\text{ТН}} = -0,5 \text{ К} \quad (\text{П.6})$$

П.3.5. Среднюю погрешность индукционного счетчика определяют по формуле:

$$\Delta_{\text{сч}} = -k \frac{T_{\text{пов}}}{T_{\text{сч}}} \text{ К} \quad (\text{П.7})$$

Коэффициент k принимают равным 0,2 для индукционных счетчиков, изготовленных до 2000 г., и 0,1 - для индукционных счетчиков, изготовленных позже этого срока.

При определении нормативного недоучета значение $T_{\text{пов}}$ не должно превышать нормативного межповерочного интервала.

Для электронного счетчика принимают $\Delta_{\text{сч}} = 0$.

сч