

УТВЕРЖДЕНО

постановление Министерства энергетики
Республики Беларусь 16.12.2013 № 48
(в редакции постановления Министерства
энергетики Республики Беларусь
2017 №)

ИНСТРУКЦИЯ

по расчету и обоснованию нормативов
расхода электроэнергии на ее передачу
по электрическим сетям

ГЛАВА 1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1. Настоящая Инструкция по расчету и обоснованию нормативов расхода электроэнергии на ее передачу по электрическим сетям (далее – Инструкция) определяет единые организационно-методические и технические подходы по расчету и обоснованию нормативов расхода электроэнергии на ее передачу по электрическим сетям энергоснабжающих организаций, входящих в состав государственного производственного объединения электроэнергетики «Белэнерго» (далее – энергоснабжающие организации), а также подходы по прогнозированию и нормированию расхода электроэнергии на ее передачу по электрическим сетям энергоснабжающих организаций.

2. Действие настоящей Инструкции распространяется на государственное производственное объединение электроэнергетики «Белэнерго» (далее – ГПО «Белэнерго») и энергоснабжающие организации.

3. В настоящей Инструкции применяются следующие термины и их определения:

приборы учета электроэнергии – технические средства, подлежащие утверждению в качестве типа средств измерений или метрологической аттестации, обеспечивающие измерение и учет электроэнергии;

система учета электроэнергии на объекте – совокупность измерительных комплексов, объединенных под общим управлением, обеспечивающих измерение и учет количества поступившей и отпущенной электроэнергии на объекте и включающих в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН), приборы учета электроэнергии, соединительные провода и кабели;

потери электроэнергии – расход электроэнергии на ее передачу по электрическим сетям;

отчетные потери электроэнергии – разность между количеством электроэнергии, поступившим в сеть, и количеством электроэнергии, отпущенным из сети за отчетный период, определяемая по данным приборов учета электроэнергии;

технологические потери электроэнергии – потери электроэнергии, обусловленные физическими процессами в проводниках и электрооборудовании при передаче электроэнергии по электрическим сетям, допустимыми погрешностями систем учета электроэнергии и расходом электроэнергии на собственные нужды подстанций;

технические потери электроэнергии – потери электроэнергии, обусловленные физическими процессами в проводниках и электрооборудовании при передаче электроэнергии по электрическим сетям. Определяются расчетным путем;

потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями систем учета электроэнергии – недоучет электроэнергии, обусловленный техническими характеристиками и режимами работы систем учета электроэнергии на объектах (отрицательные систематические составляющие погрешностей систем учета электроэнергии на объектах). Определяются расчетным путем;

расход электроэнергии на собственные нужды подстанций – расход электроэнергии, необходимый для обеспечения работы технологического оборудования подстанций и жизнедеятельности обслуживающего персонала, определяемый по данным приборов учета электроэнергии, установленных на трансформаторах собственных нужд подстанций;

мероприятия по снижению потерь электроэнергии – мероприятия, приводящие к снижению потерь электроэнергии, эффект от внедрения которых равен сумме эффектов от внедрения запланированных мероприятий по снижению всех составляющих технологических потерь электроэнергии в электрических сетях;

резервы снижения потерь электроэнергии – снижение потерь электроэнергии, которое может быть получено при внедрении мероприятий по снижению потерь;

сверхнормативные потери электроэнергии – разность между отчетными и нормативными потерями электроэнергии;

норматив потерь (нормативные потери) электроэнергии – сумма технологических потерь и сезонной составляющей потерь электроэнергии в абсолютных единицах (нормативные потери) или в процентах по отношению к пропуску электроэнергии через электрическую сеть (норматив потерь), рассчитанных за рассматриваемый период в соответствии с требованиями настоящей Инструкции;

сезонная составляющая норматива потерь электроэнергии – составляющая норматива потерь электроэнергии, обусловленная

существующей технологией сбыта электроэнергии, при которой полезный отпуск электроэнергии для разных групп потребителей фиксируется с разным временным сдвигом;

нормирование потерь электроэнергии – процедура установления (расчета, обоснования, согласования и утверждения) нормативов потерь электроэнергии на рассматриваемый период времени;

базовый год – отчетный год, предшествующий году текущему;

прогнозируемый период – период, на который рассчитываются и устанавливаются прогнозные значения технико-экономических показателей, включая потери электроэнергии в электрических сетях.

ГЛАВА 2

ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ ПО РАСЧЕТУ И ОБОСНОВАНИЮ НОРМАТИВОВ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

4. Настоящая Инструкция определяет единые организационно-методические и технические требования к нормированию потерь электроэнергии в электрических сетях энергоснабжающих организаций (далее – электрические сети).

5. Значение величины сезонной составляющей норматива потерь электроэнергии должно определяться энергоснабжающей организацией с учетом специфики определения полезного отпуска для разных групп потребителей.

6. Основные требования к определению сезонной составляющей норматива потерь электроэнергии в электрических сетях по ГПО «Белэнерго» в целом, энергоснабжающих организаций и в электрических сетях их структурных подразделений (филиалах):

предельное значение абсолютной величины сезонной составляющей норматива потерь электроэнергии за месяц не должно превышать 2,6 процента от пропуска электроэнергии через сеть 0,38-10 кВ (ограничения накладываются как на положительные, так и на отрицательные значения);

алгебраическая сумма месячных значений сезонной составляющей $\Delta W_{\text{сез}}$ за год должна равняться нулю.

7. Нормативы потерь электроэнергии в электрических сетях за рассматриваемые периоды требуется определять по всем энергоснабжающим организациям с разбивкой по структурным подразделениям.

8. Нормативы потерь электроэнергии в электрических сетях за рассматриваемые периоды должны определяться для каждого класса номинальных напряжений по трем уровням электрических сетей следующих групп номинальных напряжений:

электрические сети напряжением 220-750 кВ (верхний уровень электрических сетей);

электрические сет напряжением 35-110 кВ (средний уровень электрических сетей);

электрические сети напряжением 0,38-10 кВ (нижний уровень электрических сетей).

9. Единицей измерения электрической энергии при определении норматива потерь электроэнергии в электрических сетях на всех уровнях следует принимать кВт·ч.

10. Нормативы потерь электроэнергии в электрических сетях необходимо рассчитывать по прогнозным и отчетным показателям баланса электроэнергии в соответствии с требованиями главы 3 настоящей Инструкции.

11. Составляющие технических потерь электроэнергии в элементах электрических сетей 35-750 кВ за расчетный период следует определять методом оперативных расчетов на основании регистрируемых графиков нагрузок элементов по формуле:

$$\Delta W = \sum_{i=1}^{T/\Delta t} (\Delta P_i \Delta t) \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}, \quad (1)$$

где ΔP_i — трехфазные потери активной мощности в элементе на интервале времени Δt , МВт;

Δt — интервал времени, в течение которого значение ΔP_i неизменно, ч;

T — расчетный период, ч,

или статистическим методом по формуле:

$$\Delta W = (\Delta P(M(U'), M(U'')) + \Delta P(D(U'), D(U''))) T \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}, \quad (2)$$

где $\Delta P(M(U'), M(U''))$ — потери активной мощности в элементе схемы электрической сети в режиме математических ожиданий напряжений $M(U')$, $M(U'')$, МВт;

$\Delta P(D(U'), D(U''))$ — потери активной мощности в элементе схемы электрической сети в режиме дисперсий напряжений $D(U')$, $D(U'')$, МВт;

T — расчетный период, ч.

12. Оценку технических потерь электроэнергии в электрических сетях 35-750 кВ в период сбора и подготовки схемно-режимной информации, необходимой для определения потерь электроэнергии по формулам (1) или (2), допускается выполнять на основе обобщенных характеристик графиков нагрузок сети за расчетный период.

13. Технические потери электроэнергии в электрических сетях 0,38-10 кВ за расчетный период должны определяться методом графического интегрирования на основе параметров и топологии схем замещения, средних мощностей и типовых суточных графиков нагрузки потребителей, а также графиков нагрузки вводов 6-10 кВ силовых трансформаторов 35-750 кВ за расчетный период.

14. Оценку технических потерь электроэнергии в электрических сетях 6-10 кВ в период сбора и подготовки информации о схемах электрических сетей и потребителях, необходимой для определения потерь электроэнергии по схемам замещения методом графического интегрирования, допускается выполнять на основе эквивалентирования сетей.

15. Оценку технических потерь электроэнергии в электрических сетях 0,38 кВ в период сбора и подготовки информации о схемах электрических сетей и потребителях, необходимой для перехода к определению потерь электроэнергии по схемам замещения, допускается выполнять по обобщенным данным:

$$\Delta W = \frac{W_P^2 \cdot k_{\Phi P}^2 + W_Q^2 \cdot k_{\Phi Q}^2}{U_{\text{ном}}^2 \cdot T} \cdot r_{\text{об}} \cdot k_{\text{распр}} \cdot k_{\text{отв}} \quad \text{тыс. кВт} \cdot \text{ч}, \quad (3)$$

где W_P, W_Q — отпуск активной и реактивной электроэнергии в сеть 0,38 кВ, тыс. кВт·ч и тыс. квар·ч;

$k_{\Phi P}^2, k_{\Phi Q}^2$ — квадраты коэффициентов формы графиков активной и реактивной мощностей сети, о. е.;

$U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение сети, кВ;

$r_{\text{об}}$ — обобщенное активное сопротивление электрической сети 0,38 кВ, Ом;

$k_{\text{распр}}$ — коэффициент, учитывающий влияние на потери электроэнергии распределенности нагрузки вдоль электрической сети 0,38 кВ (1 — для линий с сосредоточенными нагрузками; 0,37 — для линий с распределенными нагрузками), о. е.;

$k_{\text{отв}}$ — коэффициент, учитывающий разветвленность схемы электрической сети 0,38 кВ, о. е.

16. Значение обобщенного активного сопротивления $r_{\text{об}}$ электрической сети 0,38 кВ следует рассчитывать по формуле:

$$r_{\text{об}} = \rho_{\text{Al}} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{L_{\Sigma i}}{F_i} \quad \text{Ом}, \quad (4)$$

где ρ_{Al} – удельное омическое сопротивление алюминия,
 $\rho_{Al} = 32,25 \text{ Ом}/(\text{км} \cdot \text{мм}^2)$;

$L_{\Sigma i}$ – суммарная длина участков i -о сечения электрической сети
 0,38 кВ, км;

F_i – i -е сечение участков электрической сети 0,38 кВ, мм^2 ;

n – общее число сечений проводников электрической сети 0,38 кВ.

17. Значение коэффициента разветвленности схем электрической
 сети 0,38 кВ $k_{отв}$ следует рассчитывать по формуле:

$$k_{отв} = 1 - 0,75 \cdot \frac{L_{отв}}{\sum_{i=1}^n L_i}, \quad (5)$$

где $L_{отв}$ – суммарная длина ответвлений электрической сети 0,38 кВ, км;

L_i – длина участка электрической сети 0,38 кВ, км;

n – количество участков электрической сети 0,38 кВ.

18. Данные о схемах и параметрах оборудования электрических
 сетей должны ежегодно уточняться на основании информации о
 фактических объемах электросетевого строительства и реконструкции
 электрических сетей за базовый год.

19. Руководство и контроль работы по определению нормативов
 технологических потерь электроэнергии за рассматриваемые периоды
 на всех уровнях электрических сетей должны осуществлять руководители
 энергоснабжающих организаций и их структурных подразделений,
 которые несут персональную ответственность за обоснованность,
 качество исполнения и своевременное представление нормативов
 потерь.

ГЛАВА 3

ОБЩИЕ ПРИНЦИПЫ НОРМИРОВАНИЯ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

20. Нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях
 должно устанавливать:

на прогнозируемый период – прогнозные значения норматива потерь
 электроэнергии;

за отчетный период – расчетные значения норматива потерь
 электроэнергии в электрических сетях.

21. Нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях
 на прогнозируемый период должно осуществляться на основе:

значения фактического уровня технологических потерь электроэнергии в электрических сетях, рассчитанного за базовый год;
 прогнозных показателей годового баланса электроэнергии;
 плана мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях на прогнозируемый период.

22. Прогнозные значения норматива потерь электроэнергии в электрических сетях должны использоваться:

для обоснования и установления норм расхода топливно-энергетических ресурсов (далее – ТЭР) на передачу электроэнергии по электрическим сетям;

при рассмотрении вопросов премирования (стимулирования) персонала энергосистем;

для долгосрочного и краткосрочного прогнозирования.

23. Прогнозное значение норматива потерь электроэнергии, согласованное и утвержденное на прогнозируемый период, в установленном порядке, является нормой расхода ТЭР на передачу электроэнергии по электрическим сетям.

24. Прогнозные значения нормативных потерь электроэнергии в электрических сетях на прогнозируемый период в абсолютных единицах $\Delta W_{\text{норм}}^{\text{пр}}$ следует определять в виде суммы прогнозных значений составляющих нормативных потерь по формуле:

$$\Delta W_{\text{норм}}^{\text{пр}} = \Delta W_{\text{уп}}^{\text{пр}} + \Delta W_{\text{к}}^{\text{пр}} + \Delta W_{\text{н}}^{\text{пр}} + \Delta W_{\text{дп}}^{\text{пр}} + W_{\text{сн}}^{\text{пр}} + \Delta W_{\text{сез}}^{\text{пр}} \quad \text{тыс. кВт} \cdot \text{ч}, \quad (6)$$

где $\Delta W_{\text{уп}}^{\text{пр}}$, $\Delta W_{\text{к}}^{\text{пр}}$, $\Delta W_{\text{н}}^{\text{пр}}$ и $\Delta W_{\text{дп}}^{\text{пр}}$ – прогнозные значения условно-постоянных ($\Delta W_{\text{уп}}^{\text{пр}}$), климатических ($\Delta W_{\text{к}}^{\text{пр}}$), нагрузочных

($\Delta W_{\text{н}}^{\text{пр}}$) потерь электроэнергии в электрических сетях и потерь, обусловленных допустимыми погрешностями систем учета электроэнергии ($\Delta W_{\text{дп}}^{\text{пр}}$), тыс. кВт·ч;

$W_{\text{сн}}^{\text{пр}}$ – прогнозное значение расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций, определенное в соответствии с техническими нормативными правовыми актами (далее – ТНПА), тыс. кВт·ч;

$\Delta W_{\text{сез}}^{\text{пр}}$ – прогнозное значение сезонной составляющей нормативных потерь электроэнергии, тыс. кВт·ч.

25. Прогнозные значения норматива потерь электроэнергии в электрических сетях на прогнозируемый период в относительных единицах $\Delta W_{\text{норм}}^{\text{пр}} \%$ следует определять по формуле:

$$\Delta W_{\text{норм}}^{\text{пр}} \% = \frac{\Delta W_{\text{норм}}^{\text{пр}}}{W_{\text{прс}}^{\text{пр}}} \cdot 100 \%, \quad (7)$$

где $\Delta W_{\text{норм}}^{\text{пр}}$ – прогнозное значение нормативных потерь электроэнергии в электрических сетях, рассчитанное по формуле 6, тыс. кВт·ч;

$W_{\text{прс}}^{\text{пр}}$ – прогнозное значение пропуска электроэнергии через электрическую сеть, определенное по прогнозируемому годовому балансу электроэнергии в соответствии с ТНПА, тыс. кВт·ч.

26. Прогнозные значения норматива потерь электроэнергии и прогнозные значения составляющих нормативных потерь электроэнергии в электрических сетях должны устанавливаться на прогнозируемый период с разбивкой по кварталам.

27. Прогнозные значения норматива потерь электроэнергии в электрических сетях на прогнозируемый период должны состоять:

по ГПО «Белэнерго» в целом, согласовываться руководителем РУП «ОДУ» и утверждаться руководителем ГПО «Белэнерго»;

по энергоснабжающим организациям с разбивкой по структурным подразделениям и утверждаться руководителем энергоснабжающей организации в порядке, установленном ГПО «Белэнерго».

28. План мероприятий по снижению потерь электроэнергии должен ежегодно разрабатываться и утверждаться в установленном порядке.

29. План мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях на прогнозируемый период, включающий мероприятия согласно приложению 1 и представленный по форме 4 согласно приложению 2, должен:

для ГПО «Белэнерго» в целом – разрабатываться РУП «ОДУ», согласовываться руководителем РУП «ОДУ» и утверждаться руководителем ГПО «Белэнерго»;

для энергоснабжающих организаций – разрабатываться энергоснабжающими организациями, подписываться руководителями этих организаций и представляться в РУП «ОДУ»;

для структурных подразделений энергоснабжающих организаций – составляться в порядке, установленном ГПО «Белэнерго».

30. Фактические значения норматива потерь электроэнергии в электрических сетях за отчетный период должны использоваться:

для анализа отчетных потерь электроэнергии и их составляющих;

для анализа отклонений фактических потерь электроэнергии от установленной нормы;

при рассмотрении вопросов премирования (стимулирования) персонала энергосистем.

31. Фактическое значение нормативных потерь электроэнергии в электрических сетях за отчетный период в абсолютных единицах $\Delta W_{\text{норм}}$ следует определять по формуле:

$$\Delta W_{\text{норм}} = \Delta W_{\text{уп}} + \Delta W_{\text{к}} + \Delta W_{\text{н}} + \Delta W_{\text{дп}} + W_{\text{сн}} + \Delta W_{\text{сез}} \quad \text{тыс. кВт} \cdot \text{ч}, \quad (8)$$

где $\Delta W_{\text{уп}}$, $\Delta W_{\text{к}}$, $\Delta W_{\text{н}}$ и $\Delta W_{\text{дп}}$ — значения условно-постоянных ($\Delta W_{\text{уп}}$), климатических ($\Delta W_{\text{к}}$), нагрузочных ($\Delta W_{\text{н}}$) потерь электроэнергии в электрических сетях и потерь, обусловленных допустимыми погрешностями систем учета электроэнергии ($\Delta W_{\text{дп}}$) за отчетный период, тыс. кВт·ч;

$W_{\text{сн}}$ — расход электроэнергии на собственные нужды подстанций за отчетный период, тыс. кВт·ч;

$\Delta W_{\text{сез}}^{\text{пр}}$ — значение сезонной составляющей нормативных потерь электроэнергии за отчетный период, тыс. кВт·ч.

32. Фактическое значение норматива потерь электроэнергии в электрических сетях за отчетный период в относительных единицах $\Delta W_{\text{норм} \%}$ следует определять по формуле:

$$\Delta W_{\text{норм} \%} = \frac{\Delta W_{\text{норм}}}{W_{\text{прс}}} \cdot 100 \quad \%, \quad (9)$$

где $\Delta W_{\text{норм}}$ — фактическое значение нормативных потерь электроэнергии в электрических сетях за отчетный период в абсолютных единицах, рассчитанное по схемам замещения электрических сетей при состоявшихся нагрузках, погодных условиях и топологических состояниях электрических сетей в соответствии с требованиями настоящей Инструкции, тыс. кВт·ч;

$W_{\text{прс}}$ — значение фактического пропуска электроэнергии через электрическую сеть, определенное в соответствии с ТНПА, по балансу электроэнергии за отчетный период, тыс. кВт·ч.

33. Фактическое значение норматива потерь электроэнергии и фактические значения составляющих нормативных потерь электроэнергии в электрических сетях за отчетный период должны рассчитываться ежемесячно, ежеквартально и нарастающим итогом с начала года.

34. Фактические и прогнозные значения нормативных потерь электроэнергии в электрических сетях за отчетный период и на прогнозируемый период, а также обобщенная информация об электрической сети должны:

по всем энергоснабжающим организациям в целом – определяться РУП «ОДУ» по формам 1 – 3, 5 – 10, 13 согласно приложению 2;

для каждой энергоснабжающей организации – определяться энергоснабжающей организацией, подписываться ее руководителем и представляться по формам 1 – 3, 5 – 9, 11, 12, 13 согласно приложению 2 на согласование в РУП «ОДУ»;

для структурных подразделений энергоснабжающих организаций – определяться в порядке, установленном ГПО «Белэнерго».

ГЛАВА 4

ОСНОВНЫЕ МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО РАСЧЕТУ НОРМАТИВОВ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

35. Нормативы потерь электроэнергии в электрических сетях за отчетный период по всем энергоснабжающим организациям в целом, а также по каждой энергоснабжающей организации отдельно с разбивкой по ее структурным подразделениям должны рассчитываться на основании данных систем учета электроэнергии.

36. Норматив потерь электроэнергии в электрических сетях 35-750 кВ за отчетный период следует определять на основе данных о схемах электрических сетей 35-750 кВ, графиков активных и реактивных мощностей элементов электрических сетей, регистрируемых цифровыми приборами.

37. Норматив потерь электроэнергии в электрических сетях 0,38-10 кВ за отчетный период следует определять на основе данных о схемах электрических сетей 0,38-10 кВ, графиков активных и реактивных мощностей, регистрируемых на вводах 6-10 кВ электрических подстанций напряжением 35-750 кВ согласно ГОСТ 19431-84 (далее – ПС), и фактических или типовых графиков нагрузок потребителей сети 0,38 кВ.

38. При отсутствии или неполноте графиков активных и реактивных мощностей элементов электрических сетей 35-750 кВ их необходимо моделировать с использованием сезонных замеров и регистрируемых графиков активных и реактивных мощностей, которые фиксируют

общие закономерности колебания узловых мощностей в электрических сетях.

39. Суммарные технические потери электроэнергии в электрических сетях за отчетный период должны равняться сумме абсолютных значений отчетных технических потерь электроэнергии в элементах электрических сетей, определяемых расчетным путем в соответствии с требованиями настоящей Инструкции.

40. Потери электроэнергии за отчетный период, обусловленные допустимыми погрешностями систем учета электроэнергии в электрических сетях, следует определять согласно главе 9 настоящей Инструкции.

41. Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций за отчетный период формируется на основании показаний приборов учета, а при нормировании на прогнозируемый период – в соответствии с ТНПА.

42. Расчет и согласование нормативов потерь электроэнергии в электрических сетях за отчетный период должен производиться не позднее 14 числа месяца, следующего за отчетным.

43. Технологические составляющие (технологические потери) нормативов потерь электроэнергии в электрических сетях за отчетный период должны представляться в РУП «ОДУ» электронной почтой не позднее 9 числа месяца, следующего за отчетным. Нормативы потерь электроэнергии в электрических сетях в целом и структурных подразделениях энергоснабжающих организаций за отчетный период должны представляться в РУП «ОДУ» электронной почтой и по системе межведомственного документооборота органов государственного управления Республики Беларусь (далее – СДМО) не позднее 13 числа месяца, следующего за отчетным.

ГЛАВА 5

ПОРЯДОК РАСЧЕТА НОРМАТИВОВ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ЭНЕРГОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ

44. Фактические и прогнозные значения нормативов потерь электроэнергии в электрических сетях должны рассчитываться и представляться в соответствии с требованиями настоящей Инструкции.

45. Фактические и прогнозные значения нормативов потерь электроэнергии в электрических сетях должны рассчитываться по трем уровням электрических сетей для всех классов номинальных напряжений.

46. Фактические и прогнозные значения нормативов потерь электроэнергии в электрических сетях структурных подразделений энергоснабжающих организаций должны рассчитываться для всех

классов номинальных напряжений в порядке, установленном ГПО «Белэнерго».

47. Суммарные нормативные потери электроэнергии в целом по ГПО «Белэнерго» должны равняться сумме нормативных потерь электроэнергии в сетях всех энергоснабжающих организаций.

48. Суммарные нормативные потери электроэнергии в электрических сетях верхнего уровня 220-750 кВ в целом по ГПО «Белэнерго» должны равняться сумме нормативных потерь электроэнергии в электрических сетях верхнего уровня всех энергоснабжающих организаций.

49. Суммарные нормативные потери электроэнергии в электрических сетях среднего уровня 35-110 кВ в целом по ГПО «Белэнерго» должны равняться сумме нормативных потерь электроэнергии в электрических сетях среднего уровня всех энергоснабжающих организаций.

50. Суммарные нормативные потери электроэнергии в электрических сетях нижнего уровня 0,38-10 кВ в целом по ГПО «Белэнерго» должны равняться сумме нормативных потерь электроэнергии в электрических сетях нижнего уровня всех энергоснабжающих организаций.

51. Суммарные нормативные потери электроэнергии в электрических сетях каждой энергоснабжающей организации должны равняться сумме нормативных потерь электроэнергии в сетях всех ее филиалов электрических сетей.

52. Структура отчетных и прогнозных нормативов потерь электроэнергии в электрических сетях ГПО «Белэнерго» в целом и в разрезе энергоснабжающих организаций за рассматриваемый период должна составляться РУП «ОДУ» по форме 10 согласно приложению 2.

53. Структура отчетных и прогнозных нормативов потерь электроэнергии в электрических сетях в разрезе филиалов энергоснабжающей организации за рассматриваемый период должна представляться по формам 11, 12 согласно приложению 2 энергоснабжающей организацией в РУП «ОДУ».

54. Структура нормативов потерь электроэнергии в электрических сетях нижнего уровня структурных подразделений энергоснабжающей организации за отчетный период должна представляться в порядке, установленном ГПО «Белэнерго».

55. Расчет нормативов потерь электроэнергии должен выполняться с помощью специализированного программного обеспечения, реализующего требования настоящей Инструкции.

ГЛАВА 6

РАСЧЕТ УСЛОВНО-ПОСТОЯННЫХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

56. К условно-постоянным потерям электроэнергии следует относить:

потери холостого хода в силовом оборудовании, не зависящие от климатических условий;

потери в оборудовании, нагрузка которого не имеет прямой связи с нагрузкой электрической сети;

потери в оборудовании, имеющем одинаковые параметры при любой нагрузке электрической сети;

потери в оборудовании, которые по существу являются нагрузочными потерями (например, потери в соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств подстанций (далее – СППС), но в связи с отсутствием практики их непосредственных расчетов определяются по удельным нормам.

57. Величину условно-постоянных потерь электроэнергии $\Delta W_{уп}$ в электрических сетях и филиалах энергоснабжающих организаций следует рассчитывать по формуле:

$$\Delta W_{уп} = \Delta W_{уп}^{220-750} + \Delta W_{уп}^{35-110} + \Delta W_{уп}^{0,38-10} \quad \text{тыс. кВт} \cdot \text{ч}, \quad (10)$$

где $\Delta W_{уп}^{220-750}$ – величина условно-постоянных потерь электроэнергии в электрических сетях верхнего уровня 220-750 кВ, тыс. кВт·ч;

$\Delta W_{уп}^{35-110}$ – величина условно-постоянных потерь электроэнергии в электрических сетях среднего уровня 35-110 кВ энергоснабжающих организаций и их филиалов, тыс. кВт·ч;

$\Delta W_{уп}^{0,38-10}$ – величина условно-постоянных потерь электроэнергии в электрических сетях нижнего уровня 0,38-10 кВ энергоснабжающих организаций и их филиалов, тыс. кВт·ч.

58. Величину условно-постоянных потерь электроэнергии $\Delta W_{уп}^{220-750}$ в электрических сетях верхнего уровня 220-750 кВ следует вычислять по формуле:

$$\begin{aligned} \Delta W_{уп}^{220-750} = & \Delta W_{КЛХ} + \Delta W_{ТРХ} + \Delta W_{ШР} + \Delta W_{КУ} + \Delta W_{СК} + \Delta W_{ГСК} + \\ & + \Delta W_{ВР} + \Delta W_{ОПН} + \Delta W_{ТН} + \Delta W_{УПВЧ} + \Delta W_{СППС} \quad \text{тыс. кВт} \cdot \text{ч}, \end{aligned} \quad (11)$$

- где $\Delta W_{\text{КЛх}}$ — потери электроэнергии в изоляции кабельной линии (ГОСТ 19431-84, далее — КЛ), тыс. кВт·ч;
- $\Delta W_{\text{трх}}$ — потери электроэнергии холостого хода силовых трансформаторов, силовых автотрансформаторов (далее — АТ) и последовательных вольтодобавочных трансформаторов (далее — ВДТ), тыс. кВт·ч;
- $\Delta W_{\text{ШР}}$ — потери электроэнергии в шунтирующих реакторах (далее — ШР), тыс. кВт·ч;
- $\Delta W_{\text{КУ}}$ — потери электроэнергии в статических устройствах поперечной компенсации реактивной мощности (далее — КУ): батареи статических конденсаторов (далее — БСК), статические тиристорные компенсаторы (далее — СТК), тыс. кВт·ч;
- $\Delta W_{\text{СК}}$ — потери электроэнергии в синхронных компенсаторах (далее — СК), тыс. кВт·ч;
- $\Delta W_{\text{ГСК}}$ — потери электроэнергии в генераторах, переведенных в режим СК, тыс. кВт·ч;
- $\Delta W_{\text{ВР}}$ — потери электроэнергии в вентильных разрядниках (далее — ВР), тыс. кВт·ч;
- $\Delta W_{\text{ОПН}}$ — потери электроэнергии в ограничителях перенапряжений (далее — ОПН), тыс. кВт·ч;
- $\Delta W_{\text{ТН}}$ — потери электроэнергии в ТН, тыс. кВт·ч;
- $\Delta W_{\text{УПВЧ}}$ — потери электроэнергии в устройствах присоединения высокочастотной связи (далее — УПВЧ), тыс. кВт·ч;
- $\Delta W_{\text{СППС}}$ — потери электроэнергии в СППС, тыс. кВт·ч.
59. Величину условно-постоянных потерь электроэнергии $\Delta W_{\text{уп}}^{35-110}$ в электрических сетях среднего уровня 35-110 кВ следует рассчитывать по формуле:

$$\Delta W_{\text{уп}}^{35-110} = \Delta W_{\text{КЛх}} + \Delta W_{\text{трх}} + \Delta W_{\text{КУ}} + \Delta W_{\text{СК}} + \Delta W_{\text{ГСК}} + \Delta W_{\text{ВР}} + \Delta W_{\text{ОПН}} + \Delta W_{\text{ТН}} + \Delta W_{\text{УПВЧ}} + \Delta W_{\text{СППС}} \quad \text{тыс. кВт} \cdot \text{ч}, \quad (12)$$

- где $\Delta W_{\text{трх}}$ — потери электроэнергии холостого хода силовых трансформаторов и дугогасящих реакторов, применяющихся в сетях 6-35 кВ с незаземленной нейтралью для компенсации емкостных токов при однофазных замыканиях на землю (далее — ДГР), тыс. кВт·ч.

60. Величину условно-постоянных потерь электроэнергии $\Delta W_{\text{уп}}^{0,38-10}$ в электрических сетях нижнего уровня 0,38-10 кВ следует рассчитывать по формуле:

$$\Delta W_{\text{уп}}^{0,38-10} = \Delta W_{\text{КЛ х}} + \Delta W_{\text{тр х}} + \Delta W_{\text{КУ}} + \Delta W_{\text{СК}} + \Delta W_{\text{ВР}} + \Delta W_{\text{ОПН}} + \Delta W_{\text{ТН}} + \Delta W_{\text{сч}} + \Delta W_{\text{СППС}} \quad \text{тыс. кВт} \cdot \text{ч}, \quad (13)$$

где $\Delta W_{\text{тр х}}$ — потери электроэнергии холостого хода силовых трансформаторов, линейных регулировочных трансформаторов (далее — ЛР) и трансформаторов ДТР, тыс. кВт·ч;

$\Delta W_{\text{сч}}$ — потери электроэнергии в счетчиках непосредственного включения (без измерительных трансформаторов), тыс. кВт·ч;

$\Delta W_{\text{СППС}}$ — потери электроэнергии в СППС, тыс. кВт·ч.

61. Потери электроэнергии в изоляции КЛ $\Delta W_{\text{КЛ х}}$ следует вычислять по формуле (2) или по формуле:

$$\Delta W_{\text{КЛ х}} = T_p b_{\text{каб}} U^2 L_{\text{каб}} \operatorname{tg} \delta_{ij} \quad \text{тыс. кВт} \cdot \text{ч}, \quad (14)$$

где T_p — число часов работы КЛ в расчетном периоде, ч;

$b_{\text{каб}}$ — емкостная проводимость кабеля, См/км (паспортное значение);

U — рабочее напряжение КЛ, кВ;

$L_{\text{каб}}$ — длина кабеля, км;

$\operatorname{tg} \delta$ — тангенс угла диэлектрических потерь в кабеле, о. е.:

$$\operatorname{tg} \delta = (0,003 + 0,0002 T_{\text{сл}}) (1 + a_{\text{ст}} T_{\text{сл}}), \quad (15)$$

где $T_{\text{сл}}$ — количество лет эксплуатации кабеля, год;

$a_{\text{ст}}$ — коэффициент старения изоляции кабеля (принимается равным 0,05).

При отсутствии информации оценку потерь электроэнергии в изоляции КЛ допускается производить на основании данных таблицы 1 по формуле:

$$\Delta W_{\text{КЛ х}} = \Delta W_{\text{КЛ х уд.}} L_{\text{каб}} \frac{T_p}{8760} \quad \text{тыс. кВт} \cdot \text{ч}, \quad (16)$$

где $\Delta W_{\text{КЛх уд.}}$ – среднее значение удельных потерь электроэнергии в изоляции кабеля, тыс. кВт·ч/км в год (таблица 1);

$L_{\text{каб}}$ – длина кабеля, км;

T_p – число часов работы КЛ в расчетном периоде, ч.

Таблица 1 – Средние значения удельных потерь электроэнергии в изоляции кабелей

Сечение, мм ²	Потери электроэнергии в изоляции кабелей, 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

62. Потери электроэнергии холостого хода в силовых трансформаторах, АТ, ВДТ, ЛР и трансформаторах ДГР $\Delta W_{\text{тр х}}$, а также потери электроэнергии в ШР $\Delta W_{\text{ШР}}$ следует вычислять по формуле (2) или по формуле:

$$\Delta W_x = \Delta P_x \sum_{i=1}^n \left(\frac{U_i}{U_{\text{ВН}}} \right)^2 T_i \cdot 10^{-3} \quad \text{тыс. кВт} \cdot \text{ч}, \quad (17)$$

где ΔP_x – поперечные потери активной мощности холостого хода трансформатора при его включении на номинальное напряжение обмотки высокой стороны, кВт (принимаются по данным завода-изготовителя);

U_i – рабочее напряжение трансформатора в i -м режиме, кВ;

U_{BH} — номинальное напряжение обмотки высокого напряжения трансформатора, кВ;

T_i — число часов работы трансформатора в i -м режиме, ч;

n — число рассматриваемых режимов работы трансформатора в расчетном периоде.

63. Потери электроэнергии в КУ $\Delta W_{КУ}$ следует вычислять по формуле (2) или по формуле:

$$\Delta W_{КУ} = \Delta P_{КУ} W_{q КУ} \cdot 10^{-3} \quad \text{тыс. кВт} \cdot \text{ч}, \quad (18)$$

где $\Delta P_{КУ}$ — удельные потери активной мощности в КУ, кВт/квар (паспортное значение, принимается по данным завода-изготовителя);

$W_{q КУ}$ — реактивная энергия, выработанная КУ за расчетный период, квар·ч.

При отсутствии значений $\Delta P_{КУ}$, $W_{q КУ}$ оценку потерь электроэнергии в КУ допускается производить на основании данных таблицы 2 по формуле:

$$\Delta W_{КУ} = \Delta W_{КУ ср} \frac{T_p}{8760} \quad \text{тыс. кВт} \cdot \text{ч}, \quad (19)$$

где $\Delta W_{КУ ср}$ — среднее значение потерь электроэнергии в КУ, тыс. кВт·ч в год (таблица 2);

T_p — число часов работы КУ в расчетном периоде, ч.

Потери электроэнергии в генераторах, переведенных в режим синхронных компенсаторов $\Delta W_{ГСК}$, следует определять на основании данных таблицы 2. При этом данные таблицы 2 необходимо умножать на поправочный коэффициент из таблицы 3.

Таблица 2 — Средние значения потерь электроэнергии в компенсирующих устройствах

Вид оборудования	Потери электроэнергии, тыс. кВт·ч в год, при номинальной мощности КУ, МВА								
	5	7,5	10	15	30	50	100	160	320
СК	400	540	675	970	1570	2160	3645	4725	10260
БСК	30	45	60	90	180	300	600	960	1920
СТК	120	180	240	360	720	1200	2400	3840	7680

Таблица 3 – Значения поправочного коэффициента для потерь электроэнергии в генераторах, переведенных в режим СК

Режим турбины	Коэффициент
Турбогенератор без турбины	1,8
Турбогенератор с турбиной, вентилируемой паром	3,9
Турбогенератор с турбиной на холостом ходу	6,8
Гидрогенератор при закрытом направляющем аппарате	2,9
Гидрогенератор с турбиной на холостом ходу	10,7

64. Потери электроэнергии в ТН с присоединенными счетчиками $\Delta W_{\text{ТН}}$ и в УПВЧ $\Delta W_{\text{УПВЧ}}$ следует определять на основании данных таблицы 4 по формуле:

$$\Delta W = \Delta W_{\text{ср}} \frac{T_p}{8760} \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}, \quad (20)$$

где $\Delta W_{\text{ср}}$ – среднее значение потерь электроэнергии в оборудовании, тыс. кВт·ч в год (таблица 4);

T_p – число часов работы оборудования в расчетном периоде, ч.

Таблица 4 – Средние значения потерь электроэнергии в ТН и УПВЧ

Вид оборудования	Потери электроэнергии, тыс. кВт·ч в год, при номинальном напряжении оборудования, кВ											
	6	10	15	20	35	60	110	154	220	330	500	750
ТН	1,54	1,90	2,35	2,70	3,60	6,20	11,00	11,80	13,10	18,40	28,90	58,80
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: Потери электроэнергии в УПВЧ даны на одну фазу.

65. Потери электроэнергии в счетчиках непосредственного включения (без измерительных трансформаторов) $\Delta W_{\text{сч}}$ следует принимать равными потреблению электроэнергии счетчиками на основании данных таблицы 5.

Таблица 5 – Параметры счетчиков непосредственного включения

Вид счетчика	Типовой класс точности	Мощность, потребляемая одной цепью		Суммарная потребляемая мощность, Вт	Потребление электроэнергии, кВт·ч в год
		напряжения, Вт	тока, ВА		
Однофазный, индукционный	2,5	2,0	0,7	2,1	18,4
Однофазный, цифровой	2,0	2,0	2,5	2,5	21,9

Трехфазный, индукционный	1,0	3,0	2,5	10,5	92,0
Трехфазный, цифровой	1,0	2,0	4,0	8,4	73,6

66. Потери электроэнергии в ВР $\Delta W_{\text{ВР}}$ и ОПН $\Delta W_{\text{ОПН}}$ требуется принимать на основании данных заводов-изготовителей оборудования. При отсутствии данных завода-изготовителя значения потерь следует определять в соответствии с данными таблицы 6 по формуле (20).

Таблица 6 – Средние значения потерь электроэнергии в вентильных разрядниках (ВР) и ограничителях перенапряжений (ОПН)

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	Потери электроэнергии, тыс. кВт·ч в год по видам оборудования	
	ВР	ОПН
6	0,009	0,001
10	0,021	0,001
15	0,033	0,002
20	0,047	0,004
35	0,091	0,013
110	0,600	0,220
154	1,050	0,400
220	1,590	0,740
330	3,320	1,800
500	4,930	3,940
750	4,310	8,540

Примечание: Потери электроэнергии даны на три фазы электрической сети.

67. Потери электроэнергии в СППС $\Delta W_{\text{СППС}}$ следует определять в соответствии с данными таблицы 7 по формуле:

$$\Delta W_{\text{СППС}} = \Delta W_{\text{СППС уд.}} N_{\text{ПС}} \frac{T}{8760} \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}, \quad (21)$$

где $\Delta W_{\text{СППС уд.}}$ – среднее значение удельных потерь электроэнергии в СППС, тыс. кВт·ч на РУ одной ПС в год (таблица 7);

$N_{\text{ПС}}$ – количество ПС;

T – расчетный период, ч.

Значения удельных потерь в таблице 7 для номинального напряжения 6-10 кВ относятся к распределительным пунктам. Для электрической подстанции согласно ГОСТ 19431-84 (далее – ТП) напряжением 6-10/0,4 кВ

удельные значения, приведенные в таблице 7, необходимо скорректировать, умножив на понижающий коэффициент $k_{\text{СП}}$:

$$k_{\text{СП}} = L_{\text{СП}}/50 \quad \text{о.е.}, \quad (22)$$

где $L_{\text{СП}}$ – средняя протяженность соединительных проводов и сборных шин ТП 6-10/0,4 кВ, м.

Таблица 7 – Средние значения удельных годовых потерь электроэнергии в СППС на распределительных устройствах одной ПС

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	6	10	15	20	35	60	110	154	220	330	500	750
$\Delta W_{\text{СППС}}, \text{тыс. кВт}\cdot\text{ч}$ на РУ одной ПС в	1,3	1,3	1,3	1,3	3	6	11	18	31	99	415	737

Примечание: Значения потерь, приведенные в таблице, соответствуют году с числом дней 365. При расчете потерь электроэнергии в високосном году применяется коэффициент $k = 366/365$.

ГЛАВА 7 РАСЧЕТ КЛИМАТИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

68. Величину климатических потерь электроэнергии $\Delta W_{\text{к}}$ в электрических сетях следует рассчитывать по формуле:

$$\Delta W_{\text{к}} = \Delta W_{\text{к}}^{220-750} + \Delta W_{\text{к}}^{35-110} + \Delta W_{\text{к}}^{0,38-10} \quad \text{тыс. кВт}\cdot\text{ч}, \quad (23)$$

где $\Delta W_{\text{к}}^{220-750}$, $\Delta W_{\text{к}}^{35-110}$, $\Delta W_{\text{к}}^{0,38-10}$ – величины климатических потерь электроэнергии в электрических сетях 220-750 кВ, 35-110 кВ и 0,38-10 кВ, тыс. кВт·ч.

69. Величины климатических потерь электроэнергии в электрических сетях верхнего $\Delta W_{\text{к}}^{220-750}$ и среднего $\Delta W_{\text{к}}^{35-110}$ уровней следует вычислять по формуле:

$$\Delta W_{\text{к}}^{35-750} = \Delta W_{\text{кор}} + \Delta W_{\text{ту}} \quad \text{тыс. кВт}\cdot\text{ч}, \quad (24)$$

где $\Delta W_{\text{кор}}$ – потери электроэнергии на корону воздушной линии (ГОСТ 19431-84, далее – ВЛ) напряжением 110-750 кВ, тыс. кВт·ч;
 $\Delta W_{\text{ту}}$ – потери электроэнергии от фоновых токов утечки через изоляторы ВЛ 35-750 кВ, тыс. кВт·ч.

70. Величину климатических потерь электроэнергии $\Delta W_k^{0,38-10}$ в электрических сетях нижнего уровня 0,38-10 кВ следует определять по формуле:

$$\Delta W_k^{0,38-10} = \Delta W_{\text{ты}} \quad \text{тыс. кВт} \cdot \text{ч}, \quad (25)$$

где $\Delta W_{\text{ты}}$ – потери электроэнергии от фоновых токов утечки через изоляторы воздушных участков сети 0,38-10 кВ, тыс. кВт·ч.

71. Потери электроэнергии на корону ВЛ 110-750 кВ $\Delta W_{\text{кор}}^{110-750}$ следует вычислять по формуле:

$$\Delta W_{\text{кор}}^{110-750} = \frac{K_U L T_p}{T} \sum_k (\Delta P_{\text{уд кор } k}^0 T_k) \cdot 10^{-3} \quad \text{тыс. кВт} \cdot \text{ч}, \quad (26)$$

где K_U – коэффициент, учитывающий влияние рабочего напряжения ВЛ, о.е.;

L – длина ВЛ, км;

T_p – число часов работы ВЛ в расчетном периоде, ч;

T – расчетный период, ч;

$\Delta P_{\text{уд кор } k}^0$ – удельные потери активной мощности на корону ВЛ, соответствующие k -й группе погодных условий при номинальном напряжении ($U = U_{\text{ном}}$), кВт/км;

T_k – продолжительность k -й группы погодных условий в расчетном периоде, ч.

72. Значения удельных потерь активной мощности на корону ВЛ $\Delta P_{\text{уд кор } k}^0$ при номинальном напряжении для четырех основных групп погодных условий следует принимать на основании данных таблицы 8.

Таблица 8 – Удельные потери активной мощности на корону ВЛ, усредненные по конструкции фазы

Номинальное напряжение, кВ	Удельные потери активной мощности на корону ВЛ, кВт/км, при погоде:			
	хорошей	сухом снеге	дожде	изморози
750	4,20	16,55	60,00	122,50
500	2,30	8,80	29,00	76,00
330	0,90	3,90	13,00	28,80
220	0,30	1,10	3,00	12,00
110	0,03	0,12	0,35	1,20

73. Коэффициент K_U , учитывающий влияние рабочего напряжения ВЛ на потери от короны, следует рассчитывать по формуле:

$$K_U = -5,88 \frac{U_{\text{ср}}}{U_{\text{ном}}} + 6,88 \left(\frac{U_{\text{ср}}}{U_{\text{ном}}} \right)^2, \quad (27)$$

где $U_{\text{ср}}$ – среднее значение рабочего напряжения ВЛ в расчетном периоде, кВ;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение ВЛ, кВ.

74. Продолжительность каждой группы погодных условий в зоне ВЛ за расчетный период необходимо принимать на основании данных гидрометеоцентра.

75. Потери электроэнергии от фоновых токов утечки через изоляторы ВЛ $\Delta W_{\text{ту}}$ следует вычислять по формуле:

$$\Delta W_{\text{ту}} = \Delta P_{\text{уд}} L T \cdot 10^{-3} \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}, \quad (28)$$

где $\Delta P_{\text{уд}}$ – средние удельные потери активной мощности от фоновых токов утечки через изоляторы ВЛ, кВт/км (следует принимать по данным таблицы 9);

L – длина ВЛ, км;

T – расчетный период, ч.

Таблица 9 – Значения средних удельных потерь активной мощности от фоновых токов утечки через изоляторы ВЛ

Группа погоды	Средние удельные потери активной мощности от фоновых токов утечки через изоляторы, кВт/км для ВЛ номинальным 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

Примечание: 1 группа погоды – хорошая погода с влажностью менее 90%, сухой снег, изморозь, гололед; 2 группа погоды – хорошая погода с влажностью 90% и более, дождь, мокрый снег, роса; 3 группа погоды – туман.

ГЛАВА 8 РАСЧЕТ НАГРУЗОЧНЫХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

76. Величину нагрузочных потерь электроэнергии ΔW_n в электрических сетях следует рассчитывать по формуле:

$$\Delta W_H = \Delta W_H^{220-750} + \Delta W_H^{35-110} + \Delta W_H^{0,38-10} \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}, \quad (29)$$

где $\Delta W_H^{220-750}$ — величина нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях верхнего уровня 220-750 кВ, тыс. кВт·ч;

ΔW_H^{35-110} — величина нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях среднего уровня 35-110 кВ, тыс. кВт·ч;

$\Delta W_H^{0,38-10}$ — величина нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях нижнего уровня 0,38-10 кВ, тыс. кВт·ч.

77. Величины нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях верхнего и среднего уровней 35-750 кВ $\Delta W_H^{220-750}$, ΔW_H^{35-110} следует вычислять по формуле:

$$\begin{aligned} \Delta W_H^{35-750} = & \Delta W_{\text{ЛЭП н}} + \Delta W_{\text{тр н}} + \Delta W_{\text{ТОР}} + \\ & + \Delta W_{\text{УПК}} + \Delta W_{\text{ТТ}} + \Delta W_{\text{ВЗВЧ}} \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}, \end{aligned} \quad (30)$$

где $\Delta W_{\text{ЛЭП н}}$ — нагрузочные потери электроэнергии в линии электропередачи (ГОСТ 19431-84, далее — ЛЭП), тыс. кВт·ч;

$\Delta W_{\text{тр н}}$ — нагрузочные потери электроэнергии в силовых трансформаторах, АТ и ВДТ, тыс. кВт·ч;

$\Delta W_{\text{ТОР}}$ — потери электроэнергии в токоограничивающих реакторах (далее — ТОР), тыс. кВт·ч;

$\Delta W_{\text{УПК}}$ — потери электроэнергии в устройствах продольной емкостной компенсации (далее — УПК), тыс. кВт·ч;

$\Delta W_{\text{ТТ}}$ — потери электроэнергии в ТТ, тыс. кВт·ч;

$\Delta W_{\text{ВЗВЧ}}$ — потери электроэнергии в высокочастотных заградителях высокочастотной связи (далее — ВЗВЧ), тыс. кВт·ч.

78. Величину нагрузочных потерь электроэнергии $\Delta W_H^{0,38-10}$ в электрических сетях нижнего уровня 0,38-10 кВ следует рассчитывать по формуле:

$$\Delta W_H^{0,38-10} = \Delta W_{\text{ЛЭП н}} + \Delta W_{\text{тр н}} + \Delta W_{\text{ТОР}} + \Delta W_{\text{ТТ}} + \Delta W_{\text{ВЗВЧ}} \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}, \quad (31)$$

где $\Delta W_{\text{ЛЭП н}}$ — нагрузочные потери электроэнергии в ЛЭП, тыс. кВт·ч;

$\Delta W_{\text{тр н}}$ — нагрузочные потери электроэнергии в силовых трансформаторах и ЛР, тыс. кВт·ч;

$\Delta W_{\text{ТОР}}$ — потери электроэнергии в ТОР, тыс. кВт·ч;

$\Delta W_{\text{ТТ}}$ – потери электроэнергии в ТТ, тыс. кВт·ч;

$\Delta W_{\text{ВЗВЧ}}$ – потери электроэнергии в ВЗВЧ, тыс. кВт·ч.

79. Нагрузочные потери электроэнергии в каждом элементе электрической сети в зависимости от информационной оснащенности элемента необходимо рассчитывать одним из методов:

методом оперативных расчетов по формуле (1);

статистическим методом по формуле (2).

80. Оценку значений нагрузочных потерь электроэнергии в элементах электрической сети допускается производить на основании метода средних нагрузок по формуле:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{W_{\text{р}}^2 (1 + \text{tg}^2 \varphi)}{U_{\text{ср}}^2 T} r k_{\text{ф}}^2 k_{\text{к}} \quad \text{тыс. кВт} \cdot \text{ч}, \quad (32)$$

где $W_{\text{р}}$ – количество электроэнергии, пропущенное через элемент электрической сети за расчетный период, тыс. кВт·ч;

$\text{tg } \varphi$ – среднее значение коэффициента мощности элемента в расчетном периоде;

$U_{\text{ср}}$ – среднее значение рабочего напряжения элемента в расчетном периоде, кВ;

T – расчетный период, ч;

r – продольное активное сопротивление элемента, Ом;

$k_{\text{ф}}^2$ – квадрат коэффициента формы графика нагрузки элемента в расчетном периоде;

$k_{\text{к}}$ – коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки элемента в расчетном периоде (принимать равным 0,99).

Значение квадрата коэффициента формы графика нагрузки элемента электрической сети $k_{\text{ф}}^2$ должно рассчитываться по формуле:

$$k_{\text{ф}}^2 = \frac{\sum_{i=1}^{T/\Delta t} (P_i^2 \Delta t)}{P_{\text{ср}}^2 T}, \quad (33)$$

где P_i – активная мощность нагрузки элемента сети на интервале времени Δt , МВт;

Δt – интервал времени, в течение которого значение P_i неизменно, ч;

$P_{\text{ср}}$ – среднее значение мощности нагрузки элемента за расчетный период, МВт;

T – расчетный период, ч.

При неизвестном графике нагрузки элемента электрической сети в расчетном периоде значение k_{ϕ}^2 допускается определять по формуле:

$$k_{\phi}^2 = \frac{2k_3^2 + k_3 \cdot (1 + k_3^{\min}) - k_3^{\min}}{3 \cdot k_3^2}, \quad (34)$$

где k_3 — коэффициент заполнения графика нагрузки элемента электрической сети;

$k_3^{\min}$ — коэффициент минимальной мощности графика нагрузки элемента электрической сети.

Значение коэффициента заполнения графика нагрузки элемента электрической сети k_3 следует определять по формуле:

$$k_3 = \frac{W_p}{P_{\max} T}, \quad (35)$$

где W_p — количество электроэнергии, пропущенной через элемент электрической сети за расчетный период, тыс. кВт·ч;

$P_{\max}$ — максимальная активная мощность нагрузки элемента в расчетном периоде, МВт;

T — расчетный период, ч.

При отсутствии значений W_p или $P_{\max}$ допускается принимать $k_3 = 0,5$.

Значение коэффициента минимальной мощности графика нагрузки элемента электрической сети $k_3^{\min}$ следует определять по формуле:

$$k_3^{\min} = \frac{P_{\min}}{P_{\max}}, \quad (36)$$

где $P_{\min}$ — минимальная активная мощность нагрузки элемента в расчетном периоде, МВт;

$P_{\max}$ — максимальная активная мощность нагрузки элемента в расчетном периоде, МВт.

При отсутствии значений $P_{\min}$ допускается принимать $k_3^{\min} = 0$.

81. Нагрузочные потери электроэнергии в ЛЭП 35-750 кВ $\Delta W_{\text{ЛЭП Н}}^{35-750}$, силовых трансформаторах, АТ и ВДТ 35-750 кВ $\Delta W_{\text{тр Н}}^{35-750}$ в зависимости от информационной оснащенности следует вычислять по формулам (1) или (2). Оценку значений $\Delta W_{\text{ЛЭП Н}}^{35-750}$, $\Delta W_{\text{тр Н}}^{35-750}$ допускается производить по формуле (32).

82. Нагрузочные потери электроэнергии в распределительной линии (далее – РЛ) напряжением 6-10 кВ $\Delta W_{\text{РЛн}}^{6-10}$, в трансформаторах и ЛР 6-10 кВ $\Delta W_{\text{трн}}^{6-10}$ следует вычислять по формуле:

$$\Delta W_{\text{н}}^{6-10} = \sum_{i=1}^{T/\Delta t} \sum_{k=A, B, C} (I_{ki}^2 r_k \Delta t) \cdot 10^{-6} \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}, \quad (37)$$

где I_{ki} – рабочий ток фазы k элемента сети на интервале времени Δt , А;

r_k – активное сопротивление фазы k элемента сети, Ом;

Δt – интервал времени, в течение которого значения I_{ki} неизменны, ч;

T – расчетный период, ч.

83. Нагрузочные потери электроэнергии в РЛ 0,38 кВ $\Delta W_{\text{РЛн}}^{0,38}$ следует вычислять по формуле:

$$\Delta W_{\text{РЛн}}^{0,38} = \sum_{i=1}^{T/\Delta t} \sum_{k=A, B, C, N} (I_{ki}^2 r_k \Delta t) \cdot 10^{-6} \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}, \quad (38)$$

где I_{ki} – рабочий ток фазы k участка РЛ на интервале времени Δt , А;

r_k – активное сопротивление фазы k участка РЛ, Ом;

Δt – интервал времени, в течение которого значения I_{ki} неизменны, ч;

T – расчетный период, ч.

84. Потери электроэнергии в ТОР 35-220 кВ $\Delta W_{\text{ТОР}}^{35-220}$ в зависимости от информационной оснащенности следует вычислять по формуле (1) или (2). Оценку значения $\Delta W_{\text{ТОР}}^{35-220}$ допускается производить по формуле (32).

Значения активных сопротивлений $r_{\text{ТОР}}$ необходимо рассчитывать на основании данных заводов-изготовителей по формуле:

$$r_{\text{ТОР}} = \frac{\Delta P_{\text{ном}}}{I_{\text{ном}}^2} \cdot 10^{-3} \text{ Ом}, \quad (39)$$

где $\Delta P_{\text{ном}}$ – удельные потери активной мощности в одной фазе ТОР при номинальном токе, кВт/фаза (принимаются по данным завода-изготовителя);

$I_{\text{ном}}$ – номинальный ток ТОР, кА (принимается по данным завода-изготовителя).

85. Потери электроэнергии в ТОР 6-10 кВ $\Delta W_{\text{ТОР}}^{6-10}$ следует вычислять по формуле:

$$\Delta W_{\text{ТОР}}^{6-10} = \frac{3 \cdot \Delta P_{\text{НОМ}}}{I_{\text{НОМ}}^2} \sum_{i=1}^{T/\Delta t} (I_i^2 \Delta t) \cdot 10^{-3} \quad \text{тыс. кВт} \cdot \text{ч}, \quad (40)$$

где $\Delta P_{\text{НОМ}}$ — удельные потери активной мощности в одной фазе ТОР при номинальном токе, кВт/фаза (принимаются по данным завода-изготовителя);

$I_{\text{НОМ}}$ — номинальный ток ТОР, А (принимается по данным завода-изготовителя);

I_i — рабочий ток ТОР на интервале времени Δt , А;

Δt — интервал времени, в течение которого значения I_i неизменны, ч;

T — расчетный период, ч.

86. Потери электроэнергии в УПК 220-750 кВ $\Delta W_{\text{УПК}}^{220-750}$ в зависимости от информационной оснащенности следует вычислять по формуле (1) или (2). Оценку значения $\Delta W_{\text{УПК}}^{220-750}$ допускается производить по формуле (32).

Значения активных сопротивлений $r_{\text{УПК}}$ необходимо рассчитывать на основании данных заводов-изготовителей по формуле:

$$r_{\text{УПК}} = \frac{\Delta P_{\text{НОМ}}}{3 I_{\text{НОМ}}^2} \cdot 10^{-3} \quad \text{Ом}, \quad (41)$$

где $\Delta P_{\text{НОМ}}$ — удельные потери активной мощности в трех фазах УПК при номинальном токе, кВт (принимаются по данным завода-изготовителя);

$I_{\text{НОМ}}$ — номинальный ток УПК, кА (принимается по данным завода-изготовителя).

87. Потери электроэнергии в ТТ $\Delta W_{\text{ТТ}}$ в зависимости от информационной оснащенности следует вычислять по формуле (1) или (2). Оценку значения $\Delta W_{\text{ТТ}}$ допускается производить на основании данных таблицы 10 по формуле:

$$\Delta W_{\text{ТТ}} = \Delta W_{\text{ТТ ср}} \frac{T_p}{8760} \quad \text{тыс. кВт} \cdot \text{ч}, \quad (42)$$

где $\Delta W_{\text{ТТ ср}}$ – среднее значение потерь электроэнергии в ТТ, тыс. кВт·ч в год (таблица 10);

T_p – число часов работы ТТ в расчетном периоде, ч.

88. Потери электроэнергии в ВЗВЧ $\Delta W_{\text{ВЗВЧ}}$ в зависимости от информационной оснащенности следует вычислять по формуле (1) или (2). Оценку значения $\Delta W_{\text{ВЗВЧ}}$ допускается производить по формуле (32).

Таблица 10 – Средние значения потерь электроэнергии в измерительных трансформаторах тока $\Delta W_{\text{ТТ}}$, тыс. кВт·ч в год, при номинальном напряжении $U_{\text{ном}}$, кВ

$U_{\text{ном}}$	0,38	6	10	15	20	35	60	110	154	220	330	500	750
$\Delta W_{\text{ТТ}}$	0,05	0,06	0,10	0,15	0,20	0,40	0,60	1,10	1,50	2,20	3,30	5,00	7,50

Значение активного сопротивления $r_{\text{ВЗВЧ}}$ необходимо рассчитывать на основании данных завода-изготовителя по формуле:

$$r_{\text{ВЗВЧ}} = \frac{\alpha \Delta P_{\text{ном}}}{3I_{\text{ном}}^2} \cdot 10^{-3} \quad \text{Ом}, \quad (43)$$

где α – коэффициент. При установке ВЗВЧ в трех фазах (ВЛ 330 кВ и выше) $\alpha = 1$, в двух фазах (ВЛ 220 кВ) – $\alpha = 2/3$, в одной фазе (ВЛ 110 кВ и ниже) – $\alpha = 1/3$;

$\Delta P_{\text{ном}}$ – потери активной мощности в ВЗВЧ при номинальном токе, кВт;

$I_{\text{ном}}$ – номинальный ток ВЗВЧ, А.

При отсутствии данных завода-изготовителя параметры $\Delta P_{\text{ном}}$ на одну фазу ВЛ для ВЗВЧ разных номинальных токов $I_{\text{ном}}$ следует принимать в соответствии с данными таблицы 11.

Таблица 11 – Параметры высокочастотных заградителей ВЧ-связи

$I_{\text{ВЗ ном}}, \text{ А}$	$L_{\text{ВЗ}}, \text{ мГн}$	$\Delta P_{\text{ВЗ ном}}, \text{ кВт}$	$R_{\text{ВЗ}}, \text{ Ом}$	$X_{\text{ВЗ}}, \text{ Ом}$
100	0,57	0,14	0,0140	0,1790
200	0,60	0,62	0,0155	0,1884
400	0,30	1,00	0,0063	0,0942
630	0,55	5,00	0,0126	0,1727
1250	0,54	8,50	0,0054	0,1696
2000	0,58	16,00	0,0040	0,1821
2000	1,03	23,00	0,0058	0,3234
4000	0,52	40,00	0,0025	0,1633

ГЛАВА 9

РАСЧЕТ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ОБУСЛОВЛЕННЫХ ДОПУСТИМЫМИ ПОГРЕШНОСТЯМИ СИСТЕМ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

89. Абсолютные значения потерь электроэнергии, обусловленных допустимыми погрешностями систем учета электроэнергии в электрических сетях $\Delta W_{\text{дп}}$ следует рассчитывать по формуле:

$$\Delta W_{\text{дп}} = 0,01 \sqrt{\sum_{i=1}^n \delta_{\text{пi}}^2 \cdot W_{\text{пi}}^2 + \sum_{i=1}^m \delta_{\text{oi}}^2 \cdot W_{\text{oi}}^2 + \frac{\delta_3^2}{k_3} \cdot W_3^2 + \frac{\delta_1^2}{k_1} \cdot W_1^2} \quad \text{тыс. кВт} \cdot \text{ч}, \quad (44)$$

- где $\delta_{\text{пi}}$ (δ_{oi}) — относительная погрешность i -й системы учета электроэнергии, соответствующая классам точности входящих в него ТН, ТТ и приборов учета электроэнергии, учитывающих поступившую (отпущенную) электроэнергию, %;
- $W_{\text{пi}}$ (W_{oi}) — количество электроэнергии, поступившей (отпущенной) через i -ю систему учета электроэнергии за расчетный период, тыс. кВт·ч;
- n — число систем учета электроэнергии, учитывающих поступление электроэнергии;
- m — число систем учета электроэнергии, учитывающих отпуск электроэнергии крупным потребителям;
- δ_3 — относительная погрешность трехфазных приборов учета электроэнергии, соответствующая их классам точности, %;
- k_3 — количество точек учета трехфазных потребителей;
- W_3 — суммарное количество электроэнергии, потребленной за расчетный период трехфазными потребителями по данным приборов учета электроэнергии, за исключением крупных потребителей, учтенных m -системами учета электроэнергии, тыс. кВт·ч;
- δ_1 — относительная погрешность однофазных приборов учета электроэнергии, соответствующая их классам точности, %;
- k_1 — количество точек учета однофазных потребителей;
- W_1 — суммарное количество электроэнергии, потребленной за расчетный период однофазными потребителями по данным приборов учета электроэнергии, за исключением крупных потребителей, учтенных m -системами учета электроэнергии, тыс. кВт·ч.

90. Суммарную относительную погрешность i -о измерительного комплекса следует определять по формуле:

$$d_i = \pm K \sqrt{d_{ci}^2 + d_{tti}^2 + d_{tmi}^2 + d_{li}^2}, \quad (45)$$

где δ_{ci} — относительная погрешность прибора учета электроэнергии (по данным поверки), %;

δ_{tti} (δ_{tmi}) — относительная погрешность ТТ (ТН), соответствующая классу точности (по паспортным данным или по данным поверки), %;

δ_{li} — относительная погрешность в линиях присоединения приборов учета электроэнергии, равная допустимым потерям напряжения в них, %;

K — коэффициент, зависящий от принятой доверительной вероятности, при $p=0,95$; $K=1,1$.

91. Относительные значения потерь электроэнергии, обусловленных допустимыми погрешностями систем учета электроэнергии, в электрических сетях $\Delta W_{дп}$ следует определять по формуле:

$$\Delta W_{дп} \% = \frac{\Delta W_{дп}}{W_{пс}} 100, \quad (46)$$

где W_i — абсолютные значения потерь электроэнергии, обусловленных допустимыми погрешностями систем учета электроэнергии в электрических сетях за расчетный период, тыс. кВт·ч;

$W_{пс}$ — количество электроэнергии, поступившей в электрическую сеть за расчетный период, тыс. кВт·ч.

Приложение 1
к Инструкции по расчету и обоснованию
нормативов расхода электроэнергии на ее
передачу по электрическим сетям

ПЕРЕЧЕНЬ

мероприятий по снижению потерь
электроэнергии в электрических
сетях энергосистем

1. Мероприятия по снижению технологических потерь электроэнергии в электрических сетях включают организационные, технические мероприятия и мероприятия по совершенствованию систем расчетного и технического учета электроэнергии и сбытовой деятельности. Получаемый эффект от их реализации может быть выявлен на основании расчетов, выполненных с помощью специализированного программного обеспечения.

2. Организационные мероприятия:

2.1. стимулирование потребителей электроэнергии к выравниванию графиков нагрузки;

2.2. выравнивание нагрузок фаз в электрических сетях 0,38 кВ;

2.3. оптимизация загрузки трансформаторов на подстанциях 0,38-10 кВ;

2.4. оптимизация рабочих напряжений в центрах питания разомкнутых электрических сетей 0,38-750 кВ;

2.5. оптимизация мест размыкания линий 6-35 кВ с двусторонним питанием с учетом питающей электрической сети 110-750 кВ;

2.6. оптимизация мест размыкания контуров электрических сетей с различными номинальными напряжениями 0,38-750 кВ;

2.7. оптимизация установившихся режимов электрических сетей по активной и реактивной мощности;

2.8. отключение трансформаторов на подстанциях с сезонной нагрузкой 0,38-330 кВ;

2.9. отключение в режиме малых нагрузок линий электропередачи в замкнутых электрических сетях и цепей двухцепных линий в электрических сетях 110-750 кВ;

2.10. отключение в режиме малых нагрузок трансформаторов на подстанциях 6-750 кВ с двумя и более трансформаторами;

2.11. сезонный перевод неиспользуемых генераторов электростанций в режим синхронного компенсатора;

2.12. сокращение продолжительности ремонта силового оборудования электростанций и электрических сетей (линий, трансформаторов,

генераторов, синхронных компенсаторов и комплексных ремонтов оборудования распределительных устройств) напряжением 0,38-750 кВ;

2.13. выполнение ремонтов под напряжением на ВЛ 0,38-750 кВ;

2.14. снижение расхода электроэнергии на собственные нужды ПС и ТП;

2.15. ввод в работу неиспользуемых средств автоматического регулирования напряжения на обмотках трансформаторов за счет изменения их коэффициентов трансформации (далее – АРН) на трансформаторах с устройством регулирования под нагрузкой (далее – РПН) 6-330 кВ;

2.16. стимулирование промышленных потребителей к установке и вводу в работу компенсирующих устройств;

2.17. снижение величины вращающегося (горячего) резерва активной мощности энергосистемы при установке потребителями электрической энергии собственных генерирующих источников, работающих по диспетчерскому графику совместно с энергоснабжающими организациями;

2.18. прочие мероприятия.

3. Технические мероприятия:

3.1. увеличение площади сечения проводников на ответвлениях линий 0,38 кВ, не соответствующих требованиям современной научной технической документации;

3.2. разукрупнение линий электрических сетей 0,38-35 кВ;

3.3. замена проводов на перегруженных линиях 0,38-330 кВ;

3.4. установка и ввод в работу компенсирующих устройств для поперечной компенсации реактивной мощности в электрической сети;

3.5. установка и ввод в работу батарей статических конденсаторов для продольной компенсации параметров электрической сети;

3.6. замена перегруженных силовых трансформаторов на эксплуатируемых подстанциях 6-330 кВ;

3.7. замена недогруженных силовых трансформаторов 6-330 кВ;

3.8. установка и ввод в работу линейных регулировочных трансформаторов и РПН на трансформаторах с переключением без возбуждения (далее – ПБВ) на подстанциях 6-330 кВ;

3.9. установка и ввод в работу на трансформаторах с РПН устройств АРН на подстанциях 6-330 кВ;

3.10. установка и ввод в работу вольтодобавочных трансформаторов с продольно-поперечным регулированием;

3.11. перевод электрических сетей 6-220 кВ на более высокое номинальное напряжение;

3.12. сооружение глубоких вводов в крупные центры питания нагрузок на повышенном напряжении;

3.13. применение компактных линий электропередачи со сближенными фазами, в том числе с самонесущими, изолированными и покрытыми проводами;

3.14. перевод генераторов электростанций, турбины которых отработали свой ресурс, в режим синхронных компенсаторов;

3.15. расширение регулировочного диапазона рабочей мощности установленных в электрических сетях синхронных компенсаторов;

3.16. применение трансформаторов 6-10 кВ с расширенным диапазоном регулирования напряжения;

3.17. применение трансформаторов 6-10 кВ со встроенными симметрирующими устройствами;

3.18. установка и ввод в действие устройств автоматического ввода резервных трансформаторов;

3.19. прочие мероприятия.

4. Мероприятия по совершенствованию систем расчетного и технического учета электроэнергии и сбытовой деятельности:

4.1. проведение рейдов по выявлению хищений и неучтенной электроэнергии в коммунально-бытовом и производственном секторе;

4.2. проведение проверок и обеспечение своевременности и правильности снятия показаний электросчетчиков на электростанциях и подстанциях;

4.3. замена индукционных приборов учета электроэнергии цифровыми;

4.4. проведение проверок и обеспечение правильности работы систем учета электроэнергии на межсистемных ВЛ и генераторах электростанций;

4.5. установка дополнительных приборов технического учета электроэнергии, в том числе переносных, для анализа балансов электроэнергии;

4.6. установка отдельных приборов учета электроэнергии, расходуемой на собственные нужды ПС и ТП;

4.7. составление и анализ балансов электроэнергии по подстанциям и электростанциям;

4.8. контроль и анализ среднего энергопотребления и оплаты за электроэнергию потребителями;

4.9. инвентаризация приборов коммерческого учета электроэнергии;

4.10. компенсация индуктивного сопротивления трансформаторов напряжения и их вторичных цепей;

4.11. установка на подстанциях с дежурным персоналом сигнализации о выходе из строя высоковольтных предохранителей и вторичных цепей трансформаторов напряжения;

4.12. организация равномерного снятия показаний индукционных приборов учета электроэнергии по группам потребителей в строго установленные сроки и время;

4.13. установка автоматизированных систем коммерческого и технического учета электроэнергии (АСКУЭ) на подстанциях и электростанциях, а также у потребителей;

4.14. установка расчетных приборов коммерческого учета электроэнергии на границе балансовой принадлежности потребителей;

4.15. проведение поверки и калибровки электросчетчиков коммерческого и технического учета электроэнергии с просроченными сроками;

4.16. опломбировка клеммных крышек приборов учета электроэнергии и крышек испытательных коробок одноразовыми номерными пломбами;

4.17. выделение цепей учета электроэнергии на отдельные обмотки трансформаторов тока;

4.18. применение для организации высоковольтных узлов учета электроэнергии трансформаторов тока, у которых измерительная и релейная обмотки имеют различные коэффициенты трансформации, исходя из расчетных режимов работы электрооборудования и требований по классу точности к расчетным средствам учета электроэнергии;

4.19. устранение недогрузки и перегрузки цепей тока и напряжения систем коммерческого и технического учета электроэнергии;

4.20. устранение работы электросчетчиков в недопустимых условиях (устранение вибрации оснований счетчиков, установка и ввод в работу электрообогрева электросчетчиков коммерческого и технического учета в зимнее время);

4.21. установка приборов коммерческого и технического учета электроэнергии повышенных классов точности;

4.22. организация обслуживания и ремонтов приборов коммерческого и технического учета электроэнергии;

4.23. организация передвижных испытательных лабораторий по проверке высоковольтных измерительных трансформаторов тока и напряжения на действующем электрооборудовании;

4.24. замена приборов учета электроэнергии с трансформаторами тока при загрузке до 100 А на прямоточные цифровые приборы учета электроэнергии;

4.25. требование установки цифровых приборов учета электроэнергии с функцией передачи данных в энергоснабжающую организацию при выдаче технических условий на присоединение новых мощностей более 20 кВт как потребителям банковской группы, так и бытовым потребителям электроэнергии;

4.26. установка при проектировании электроснабжения районов индивидуальной застройки выносных цифровых приборов учета электроэнергии с функцией передачи данных в энергоснабжающую организацию при проведении реконструкций линий в сетях 0,38 кВ;

4.27. прочие мероприятия.

5. Мероприятия для различных групп сетей:

5.1. в электрических сетях высокого уровня 220-750 кВ требуется применять следующие мероприятия по снижению технологических потерь электроэнергии:

организационные мероприятия: подпункты 2.3 – 2.15, 2.17, 2.18 пункта 2 настоящего приложения;

технические мероприятия: подпункты 3.3, 3.5 – 3.11, 3.13 – 3.15, 3.19 пункта 3 настоящего приложения;

мероприятия по совершенствованию систем расчетного и технического учета электроэнергии и сбытовой деятельности: подпункты 4.2 – 4.7, 4.9 – 4.11, 4.13, 4.15 – 4.22, 4.27 пункта 4 настоящего приложения;

5.2. в электрических сетях среднего уровня 35-110 кВ требуется применять следующие мероприятия по снижению технологических потерь электроэнергии:

организационные мероприятия: подпункты 2.3 – 2.15, 2.17, 2.18 пункта 2 настоящего приложения;

технические мероприятия: подпункты 3.2, 3.3, 3.6 – 3.14, 3.18, 3.19 пункта 3 настоящего приложения;

мероприятия по совершенствованию систем расчетного, и технического учета электроэнергии и сбытовой деятельности: подпункты 4.1–4.22, 4.27 пункта 4 настоящего приложения;

5.3. в электрических сетях нижнего уровня 0,38-10 кВ требуется применять следующие мероприятия по снижению технологических потерь электроэнергии:

организационные мероприятия: подпункты 2.1 – 2.6, 2.8, 2.10, 2.12 – 2.18 пункта 2 настоящего приложения;

технические мероприятия: подпункты 3.1 – 3.9, 3.11 – 3.13, 3.16 – 3.19 пункта 3 настоящего приложения;

мероприятия по совершенствованию систем расчетного и технического учета электроэнергии и сбытовой деятельности: подпункты 4.1 – 4.3, 4.5 – 4.10, 4.12 – 4.27 пункта 4 настоящего приложения.

Приложение 2
к Инструкции по расчету и обоснованию
нормативов расхода электроэнергии на ее
передачу по электрическим сетям

ФОРМЫ ОТЧЕТНОСТИ

по расчету и обоснованию нормативов потерь электроэнергии
в электрических сетях

Форма № 1

**Количество и установленная мощность трансформаторов
в электрических сетях**

за базовый год: _____ на прогнозируемый год: _____

Единичная номинальная мощность, кВА	Высшее напряжение, кВ	Базовый год		Прогнозируемый год	
		Количество, шт	Установленная мощность, кВА	Количество, шт	Установленная мощность, кВА
до 2500	6				
	10				
	35				
от 2500 до 10000	6				
	10				
	35				
	110				
от 10000 до 80000	35				
	110				
	220				
более 80000	110				
	220				
	330				
	750				
ИТОГО:					

**Количество и установленная мощность устройств компенсации
реактивной мощности в электрических сетях**

за базовый год: _____ на прогнозируемый год: _____

Тип	Напряжение, кВ Мощность, МВА	Базовый год		Прогнозируемый год ¹	
		Количество, шт	Установленная мощность, кВА	Количество, шт	Установленная мощность, кВА
Шунтирующие реакторы	6-10 кВ				
	35-110 кВ				
	220-750 кВ				
	ИТОГО:				
СК и генераторы, в режиме СК	до 15,0 МВА				
	от 15,0 до 37,5 МВА				
	50,0 МВА				
	от 75,0 до 100,0 МВА				
	160,0 МВА				
	ИТОГО:				
БСК и СТК	0,38-10 кВ				
	35-110 кВ				
	220-750 кВ				
	ИТОГО:				

**Суммарная протяженность цепей воздушных и кабельных линий
электропередачи в электрических сетях**

за базовый год: _____ на прогнозируемый год: _____

Номинальное напряжение, кВ	Суммарная протяженность, км	
	Базовый год	Прогнозируемый год
Воздушные линии		
750		
330		
220		
110		
35		
10		
6		
0,38		
ВСЕГО воздушные линии		
Кабельные линии		
220		
110		
35		
10		
6		
0,38		
ВСЕГО кабельные линии		
ИТОГО воздушные и кабельные линии		

на _____ ГОД

№ п/п	Наименование мероприятий по типовому перечню	Единицы измерени я	U,кВ	Физические объемы выполнения МСП	Снижения потерь от внедрения мероприятий, тыс.кВтч				
					1 квартал	2 квартал	3 квартал	4 квартал	год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.	ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ								
1.1									
...									
ВСЕГО по разделу 1									
2.	ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ								
2.1									
...									
ВСЕГО по разделу 2									
3.	МЕРОПРИЯТИЯ ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ СИСТЕМ РАСЧЕТНОГО И ТЕХНИЧЕСКОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ								
3.1									
...									
ВСЕГО по разделу 3									
ИТОГО									

Структура потерь электроэнергии в электрических сетях

на _____ годы

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Потери электроэнергии в электрических сетях по годам		
			Базовый	Текущий	Прогнозируемый
1	Пропуск через сеть	тыс. кВт·ч %**			
2	Отчетные потери	тыс. кВт·ч %* %**			
3	Нормативные потери, всего	тыс. кВт·ч %* %**			
3.1	в т.ч. условно- постоянные	тыс. кВт·ч %* %**			
3.2	климатические	тыс. кВт·ч %* %**			
3.3	нагрузочные	тыс. кВт·ч %* %**			
3.4	обусловленные погрешностям и систем учета	тыс. кВт·ч %* %**			
3.5	расход на собственные нужды подстанций	тыс. кВт·ч %* %**			
Примечания: * — в процентах по отношению к суммарным отчетным потерям электроэнергии; ** — в процентах по отношению к пропуску электроэнергии через сеть, определяемому согласно требованиям СТП 09110.20.365-15.					

за базовый год: _____ на прогнозируемый год: _____

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Потери электроэнергии по уровням электрических сетей							
			Базовый год				Прогнозируемый год			
			Всего	220- 750 кВ	35- 110 кВ	0,38 -10 кВ	Всего	220- 750 кВ	35- 110 кВ	0,38 -10 кВ
1	Пропуск через сеть	тыс. кВт·ч								
		%**	100				100			
2	Отчетные потери	тыс. кВт·ч								
		%*	100				100			
		%**								
3	Нормативные потери, всего	тыс. кВт·ч								
		%								
		%**								
3.1	в т.ч. условно- постоянные	тыс. кВт·ч								
		%*								
		%**								
3.2	климатические	тыс. кВт·ч								
		%								
		%**								
3.3	нагрузочные	тыс. кВт·ч								
		%*								
		%**								
3.4	обусловленные погрешностями систем учета	тыс. кВт·ч								
		%*								
		%**								
3.5	расход на собственные нужды подстанций	тыс. кВт·ч								
		%*								
		%**								

Примечания:
 * – в процентах по отношению к суммарным отчетным потерям электроэнергии;
 ** – в процентах по отношению к пропуску электроэнергии через сеть.

_____ : _____ год: _____
(месяц, квартал, месяцев с начала года)

[illegible]

_____ : _____ год:
(месяц, квартал, месяцев с начала года)

Составляющие нормативных потерь электроэнергии	110 кВ		35 кВ		ВСЕГО	
	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%
1	4	5	6	7	8	9
Потери в ЛЭП						
в т.ч. в изоляции КЛ						
климатические						
в т.ч. от токов утечки через изоляторы ВЛ						
на корону ВЛ						
нагрузочные						
Потери в силовых трансформаторах						
в т.ч. холостого хода						
нагрузочные						
Потери холостого хода в трансформаторах ДГР						
Потери в КУ						
Потери в СК						
Потери в генераторах, переведенных в режим СК						
Потери в ВР						
Потери в ОПН						
ИТОГО потери в основном оборудовании						
в т.ч. условно-постоянные						
нагрузочные						
Потери в ТТ						
Потери в ТН с присоединенными счетчиками						
Потери в ВЗВЧ						
Потери в УПВЧ						
Потери в СППС						
ИТОГО потери в дополнительном оборудовании						
в т.ч. условно-постоянные						
нагрузочные						
ИТОГО технические потери в сетях						
в т.ч. условно-постоянные						
нагрузочные						
Потери, обусловленные погрешностями систем учета						
Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций						
ИТОГО нормативные потери						100

Примечание: Относительные значения структурных составляющих нормативных потерь электроэнергии необходимо вычислять в процентах по отношению к величине суммарных технологических потерь электроэнергии в электрических сетях 35-110 кВ.

_____ : _____ год: _____
(месяц, квартал, месяцев с начала года)

[illegible]

Структура _____
(фактических, прогнозных)
нормативных потерь электроэнергии в электрических сетях

_____ : _____ **год:** _____
 (месяц, квартал, месяцев с начала года)

Наименование	Нормативные потери электроэнергии													
	Условно постоянные		Климатическое		Нагрузочные		Обусловленные погрешностями систем учета		Расход на собственные нужды подстанций		Сезонная составляющая		ВСЕГО	
	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%
ВСЕГО по ОЭС:														100
РУП-1														
РУП-2														
РУП-3														
РУП-4														
РУП-5														
РУП-6														

Примечание: Относительные значения структурных составляющих нормативных потерь электроэнергии необходимо вычислять в процентах по отношению к величине суммарных технологических потерь электроэнергии в электрических сетях ОЭС Беларуси.

Структура _____
(фактических, прогнозных)
нормативных потерь электроэнергии в электрических сетях

_____ : _____ **год:** _____
 (месяц, квартал, месяцев с начала года)

Наименование	Нормативные потери электроэнергии													
	Условно постоянные		Климатические		Нагрузочные		Обусловленные погрешностями систем учета		Расход на собственные нужды подстанций		Сезонная составляющая		ВСЕГО	
	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%
ВСЕГО по РУП:														100
ФЭС-1														
ФЭС-2														
ФЭС-3														

Примечание: Относительные значения структурных составляющих нормативных потерь электроэнергии необходимо вычислять в процентах по отношению к величине суммарных технологических потерь электроэнергии в электрических сетях РУП-облэнерго.

Структура _____
 (фактических, прогнозных)
нормативных потерь электроэнергии в электрических сетях
0,38-10 кВ

по РУП _____

: _____ **год:** _____

(месяц, квартал, месяцев с начала года)

Наименование	Условно-постоянные		Климатические		Нагрузочные		Нормативные потери электроэнергии		Обусловленные погрешностями систем учета		Расход на собственные нужды подстанций		Сезонная составляющая		ВСЕГО %
	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%	
ВСЕГО по РУП:															100
ФЭС-1															
ВСЕГО по ФЭС:															
МРО-1															
РЭС-1															
РЭС-2															
РЭС-3															
МРО-2															
РЭС-4															
РЭС-5															
ФЭС-2															
ВСЕГО по ФЭС:															
МРО-1															
РЭС-1															
РЭС-2															
МРО-2															
РЭС-3															
РЭС-4															
РЭС-5															

Примечание: Относительные значения структурных составляющих нормативных потерь электроэнергии необходимо вычислять в процентах по отношению к величине суммарных технологических потерь электроэнергии в электрических сетях РУП-облэнерго.

Структура
(фактических, прогнозных)
потерь электроэнергии в электрических сетях

: _____ **год:** _____
(месяц, квартал, месяцев с начала года)

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Потери электроэнергии в электрических сетях												ИТОГО
			Верхнего уровня				Среднего уровня			Нижнего уровня					
			750 кВ	330 кВ	220 кВ	Всего	110 кВ	35 кВ	Всего	10 кВ	6 кВ	0,38 кВ	Всего		
1	Пропуск через сеть	тыс. кВт·ч													
		%**												100	
2	Отчетные потери	тыс. кВт·ч													
		%*												100	
		%**													
3	Нормативные потери, всего	тыс. кВт·ч													
		%*													
		%**													
3.1	в т.ч. условно- постоянные	тыс. кВт·ч													
		%*													
		%**													
3.2	климатические	тыс. кВт·ч													
		%*													
		%**													
3.3	нагрузочные	тыс. кВт·ч													
		%*													
		%**													
3.4	обусловленные погрешностям и систем учета	тыс. кВт·ч													
		%*													
		%**													
3.5	расход на собственные нужды подстанций	тыс. кВт·ч													
		%*													
		%**													
3.6	сезонная составляющая	тыс. кВт·ч													
		%*													
		%**													

Примечания:

* — в процентах по отношению к суммарным отчетным потерям электроэнергии;

** — в процентах по отношению к пропуску электроэнергии через сеть, определяемому согласно требованиям
СТП 09110.20.365-15.