

УТВЕРЖДЕНА
приказом Минэнерго России
от «--» ---- 20-- г. №---
Зарегистрирована в Минюсте России
от «---» ----- 20--- г. №----

ИНСТРУКЦИЯ

по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям

Оглавление

<u><i>Оглавление.....</i></u>	<u><i>1</i></u>
<u><i>I. Общие положения.....</i></u>	<u><i>2</i></u>
<u><i>II. Структура технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям</i></u>	<u><i>4</i></u>
<u><i>III. Принципы и порядок нормирования технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям</i></u>	<u><i>5</i></u>
<u><i>III.1. Общие принципы.....</i></u>	<u><i>5</i></u>
<u><i>III.2. Порядок расчета нормативных потерь электроэнергии для периода регулирования «год».....</i></u>	<u><i>13</i></u>
<u><i>III.3. Порядок расчета нормативных потерь электроэнергии для долгосрочного периода регулирования.....</i></u>	<u><i>17</i></u>
<u><i>IV. Требования к оформлению и составу обосновывающей документации при утверждении нормативов потерь электроэнергии.....</i></u>	<u><i>17</i></u>
<u><i>V. Требования к оформлению и составу документации при мониторинге нормативов потерь электроэнергии в условиях долгосрочного периода регулирования.....</i></u>	<u><i>21</i></u>
<u><i>VI. Условия пересмотра и порядок корректировки утверждённых нормативов технологических потерь.....</i></u>	<u><i>22</i></u>
<u><i>Приложение 1.....</i></u>	<u><i>25</i></u>
<u><i>Методика расчета технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям.....</i></u>	<u><i>25</i></u>
<u><i>I. Методы расчета условно-постоянных потерь электроэнергии.....</i></u>	<u><i>25</i></u>
<u><i>II. Расчет сопротивлений линий, шинопроводов, обмоток трансформаторов (автотрансформаторов).....</i></u>	<u><i>35</i></u>
<u><i>III. Методы расчета нагрузочных потерь электроэнергии.....</i></u>	<u><i>45</i></u>
<u><i>Методы расчета нагрузочных потерь электроэнергии в отдельных элементах электрических сетей.....</i></u>	<u><i>45</i></u>
<u><i>Методы расчета нагрузочных потерь электроэнергии в электрической сети в целом.....</i></u>	<u><i>51</i></u>
<u><i>IV. Порядок расчета потерь, обусловленных допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии.....</i></u>	<u><i>65</i></u>
<u><i>Приложение 2.....</i></u>	<u><i>69</i></u>
<u><i>Номенклатура элементов расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций.....</i></u>	<u><i>69</i></u>

2	<u>Приложение 3.....</u>	<u>71</u>
	<u>Перечень рекомендуемых мероприятий по снижению технологических потерь электроэнергии.....</u>	<u>71</u>
	<u>Приложение 4.....</u>	<u>78</u>
	<u>Формы таблиц, обосновывающих значения нормативов технологических потерь электроэнергии в электрических сетях ТСО.....</u>	<u>78</u>
	<u>Приложение 5.....</u>	<u>79</u>
	<u>Формы таблиц, обосновывающих значения нормативов технологических потерь электроэнергии в электрических сетях ЕНЭС.....</u>	<u>79</u>
	<u>Приложение 6.....</u>	<u>80</u>
	<u>Формы таблиц, обосновывающих значения нормативов технологических потерь электроэнергии в электрических сетях СХПО.....</u>	<u>80</u>
	<u>Приложение 7.....</u>	<u>81</u>
	<u>Формы таблиц, обосновывающих результаты расчета технологических потерь электроэнергии в электрических сетях.....</u>	<u>93</u>

I . Общие положения

1. Настоящая Инструкция разработана в целях расчета и обоснования нормативов технологических потерь электроэнергии в электрических сетях организаций, осуществляющих услуги по передаче электроэнергии, в том числе:

- по электрическим сетям, принадлежащим организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью, и по объектам электросетевого хозяйства, входящим в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть (далее - ЕНЭС), принадлежащим иным законным владельцам;
- по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или на ином другом основании территориальным сетевым организациям, в том числе по электрическим сетям сетевых организаций, для которых передача электроэнергии не является основным видом деятельности (далее – ТСО), а так же для иных случаев, в которых требуется определение величины технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям, в том числе в целях контроля за их уровнем.

2. В случае если энергопринимающие установки потребителей электроэнергии присоединены к объектам электросетевого хозяйства, которые не имеют собственника, собственник которых неизвестен или от права собственности на которые отказался, ТСО, к электрическим сетям которых присоединены такие объекты, рассчитывают технологические потери электроэнергии в них отдельно от расчета технологических потерь, возникающих в электрических сетях, принадлежащих ТСО.

Факт наличия таких сетевых объектов подтверждается документом компетентного органа администрации соответствующего муниципального образования, содержащим технические характеристики указанных сетевых объектов, являющихся частью электрической сети на территории муниципального образования.

3. Технологические потери электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям рассчитываются по уровням напряжения:

на высоком напряжении – 110 кВ и выше (ВН) (раздельно для уровней напряжения 110-150 кВ, 220 кВ, 330 кВ, 400-500 кВ и 750-1150 кВ);

на среднем первом напряжении – 27,5-60 кВ (СН I);

на среднем втором напряжении – 1-20 кВ (СН II);

на низком напряжении – ниже 1 кВ (НН).

4. Нормативы технологических потерь электроэнергии рассчитываются и утверждаются в соответствии с порядком и методами, описанными в настоящей Инструкции.

5. Нормативы технологических потерь электроэнергии утверждаются Минэнерго России:

для ЕНЭС в целом:

в относительном и абсолютном значении в целом по электрической сети;

для ЕНЭС по субъектам Российской Федерации:

4 в относительном и абсолютном значении в целом по электрической сети и с разбивкой на диапазоны напряжения 330-1150 кВ и 0,4-220 кВ;

для ТСО:

в относительном и абсолютном значении в целом по электрической сети и с разбивкой по уровням напряжения ВН, СНІ, СНІІ, НН.

6.В зависимости от периода тарифного регулирования (год или долгосрочный) Минэнерго России утверждает нормативы технологических потерь на период регулирования «год» или на первый год долгосрочного периода регулирования.

II. Структура технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям

7.Технологические потери электроэнергии (далее – ТПЭ) при ее передаче по электрическим сетям включают в себя технические потери в оборудовании электрических сетей, обусловленные физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии в соответствии с техническими характеристиками и режимами работы оборудования, с учетом расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций, расхода электроэнергии на плавку гололеда и потерь, обусловленных допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии. Объем (количество) технологических потерь электроэнергии в целях определения нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям рассчитывается в соответствии с Методикой расчета технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям (приложение 1 к настоящей Инструкции).

8.Технические потери электроэнергии в электрических сетях, возникающие при ее передаче по электрическим сетям, состоят из потерь, практически не зависящих от величины передаваемой мощности (нагрузки) -

5 условно-постоянных потерь, и потерь, объем которых зависит от величины передаваемой мощности (нагрузки) – нагрузочных (переменных) потерь.

9. Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций определяется в соответствии с показаниями приборов учета. При отсутствии приборов учета используются результаты энергетического обследования. Номенклатура элементов расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций приведена в приложении 2 к настоящей Инструкции.

10. Расход электроэнергии на плавку гололеда определяется в соответствии с показаниями приборов учета. В случае отсутствия приборов учета, расход определяется в соответствии приложением 1 к настоящей Инструкции.

11. Потери, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета, определяются в соответствии с приложением 1 к настоящей Инструкции.

III. Принципы и порядок нормирования технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям

III.1. Общие принципы

12. Технологические потери электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям рассчитываются по фактическим (базовый период) и прогнозным показателям (регулируемый период) баланса электроэнергии с учетом инвестиционных и производственных программ и программ энергосбережения.

13. Технологические потери электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям рассчитываются отдельно по составляющим: условно-постоянные, нагрузочные и потери, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета.

14. Нагрузочные и условно-постоянные потери электроэнергии в базовом периоде определяются в соответствии с приложением 1 к настоящей Инструкции в оборудовании электрических сетей, участвующих в оказании услуг по передаче, с использованием фактических нагрузок базового периода.

15. Потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями приборами учета, в базовом периоде определяются в соответствии с приложением 1 к настоящей Инструкции. Расчет выполняется по данным средств измерений, участвующих в формировании объема оказанных услуг по передаче электроэнергии базового периода. Класс точности приборов учета, участвующих в расчете данного вида технологических потерь электроэнергии, должен соответствовать классу точности, определенному соответствующими нормативно-правовыми актами; если класс точности используемых приборов учета не соответствует требованиям нормативно-правовых актов, в целях расчета принимается нижняя граница допустимого класса точности.

16. Нагрузочные и условно-постоянные потери электроэнергии в периоде регулирования определяются в соответствии с приложением 1 к настоящей Инструкции в оборудовании электрических сетей, планируемом в участии в оказании услуг по передаче, с использованием ожидаемых прогнозных нагрузок периода регулирования.

17. Потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии, на регулируемый период для ТСО определяются:

$$\Delta W_{\text{погр.Р}} = \frac{\Delta W_{\text{погр.Б, \%}} \cdot W_{\text{ОС.Р}}}{100}, \quad (1)$$

где $\Delta W_{\text{погр.Б, \%}}$ - потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии, за базовый период в относительных единицах, рассчитанные для

базового года (Методика расчета приведена в приложении 1 к настоящей Инструкции);

$W_{\text{ос.р}}$ - отпуск электроэнергии в сеть периода регулирования.

18. Потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии, на регулируемый период для ЕНЭС определяются:

$$\Delta W_{\text{погр.р}} = \frac{\Delta W_{\text{погр.б, \%}} \cdot W_{\text{отп.р}}}{100} \quad (2)$$

где $W_{\text{отп.р}}$ - отпуск электроэнергии из сети периода регулирования.

19. Нормативы технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям в целом и по уровням напряжения по абсолютной величине ($\Delta W_{\text{НТПЭ.р.а}}$) на регулируемый период определяются:

$$\Delta W_{\text{НТПЭ.р.а}} = \Delta W_{\text{у-п.р}} + \Delta W_{\text{н.р}} + \Delta W_{\text{погр.р}} \quad (3)$$

где $\Delta W_{\text{у-п.р}}$ - условно-постоянные потери электроэнергии на регулируемый период;

$\Delta W_{\text{н.р}}$ - нагрузочные потери электроэнергии на регулируемый период.

20. Нормативы технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям в относительном значении определяются в процентах по электрической сети в целом и по уровням напряжения и рассчитываются по формулам:

$$\Delta W_{\text{НТПЭ.р}} = \frac{\Delta W_{\text{НТПЭ.р}}}{W_{\text{ос.р}}} \cdot 100 \quad (4)$$

где $W_{\text{ос.р}}$ – отпуск электроэнергии в сеть ТСО в регулируемом периоде (для ЕНЭС – отпуск электроэнергии из сети),

$$\Delta W_{\text{НТПЭ.р}}^{U_i} = \frac{\Delta W_{\text{НТПЭ.р}}^{U_i}}{W_{\text{ос.р}}^{U_i}} \cdot 100 \quad (4.1)$$

8 где $W_{ОС.Р}^{U_i}$ – отпуск электроэнергии в сеть номинального напряжения U_i ТСО в регулируемом периоде, полученный по результатам формирования объема оказанных услуг на передачу, сформированного в соответствии с действующими Методическими указаниями по формированию тарифов (для ЕНЭС – отпуск электроэнергии из сети).

21. В случае если оборудование электрической сети ЕНЭС расположено на территории нескольких субъектов РФ, технологические потери электроэнергии распределяются между субъектами РФ пропорционально объемам оказанных услуг по передаче электроэнергии потребителям, территориально расположенным на соответствующем субъекте:

$$\Delta W_{\text{ПЭ.Р}}^{\text{С.РФ}i} = \Delta W_{\text{ПЭ.Р}}^{\text{С.РФ}\Sigma} \cdot \frac{W_{\text{отп}}^{\text{С.РФ}i}}{\sum_{i=1}^n W_{\text{отп}}^{\text{С.РФ}i}}, \quad (5)$$

где $\Delta W_{\text{ПЭ.Р}}^{\text{С.РФ}\Sigma}$ – суммарные технологические потери в сети ЕНЭС в оборудовании электрической сети, расположенной на территории нескольких субъектов РФ;

$W_{\text{отп}}^{\text{С.РФ}i}$ – отпуск электроэнергии из сети ЕНЭС потребителям на территории i -ого субъекта РФ;

n – количество субъектов РФ, потребителям которых оказаны услуги по передаче электроэнергии.

В случае если оборудование электрической сети ЕНЭС расположено на территории одного субъекта РФ, но при этом ЕНЭС оказывает услуги по передаче электроэнергии в другие субъекты РФ, технологические потери электроэнергии также распределяются между субъектами РФ пропорционально объемам оказанных услуг по передаче электроэнергии потребителям. Расчет выполняется по формуле (5).

При распределении технологических потерь должны быть учтены промежуточные отборы электроэнергии. Распределение технологических

9 потеря выполняется с учетом потокораспределения на каждом участке электрической сети между субъектами РФ в следующем порядке и с учетом следующих особенностей:

- если элемент ЕНЭС расположен на территории нескольких субъектов РФ и по элементу оказываются услуги по передаче для нескольких субъектов РФ, то распределение технологических потерь выполняется на каждом участке отдельно в соответствии с нагрузками;

- при распределении потерь электроэнергии на первом участке объекта (от центра питания до точки с первым промежуточным отбором электроэнергии) учитывается весь суммарный объем промежуточных отборов. При распределении потерь электроэнергии на втором участке объекта (от точки с первым промежуточным отбором электроэнергии до второго промежуточного отбора электроэнергии) учитывается весь объем нагрузки за исключением первого промежуточного отбора. На остальных участках расчет выполняется аналогично;

- при распределении технических потерь учитываются технические потери во всем перечне оборудования, участвующего в оказании услуг по передаче.

22. Нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях ТСО, оказывающих услуги по передаче электроэнергии потребителям (субабонентам), подключенным к электрической сети предприятия, для которых передача электроэнергии не является основным видом деятельности, выполняется в соответствии с общими принципами нормирования технологических потерь электроэнергии (п.п. 12-20 раздела III.1 настоящей Инструкции).

23. Расчет технологических потерь электроэнергии для ТСО, для которых передача электроэнергии не является основным видом деятельности, за базовый период должен выполняться в соответствии с приложением 1 к настоящей Инструкции.

24. Формы обосновывающих материалов заполняются в соответствии с приложением 6 к настоящей Инструкции для электрической сети, участвующей в процессе передачи электроэнергии субабонентам.

25. Оборудование электрической сети ТСО, для которых передача электроэнергии не является основным видом деятельности, используемое только для собственного потребления электроэнергии, из расчета исключается.

26. В случае отсутствия собственного потребления в электрической сети, участвующей в процессе передачи электроэнергии субабонентам, нормирование потерь электроэнергии осуществляется с учетом следующих особенностей:

- баланс электроэнергии составляется для выделенной электрической сети, участвующей только в процессе передачи электроэнергии субабонентам за базовый и на регулируемый периоды;

- норматив технологических потерь электроэнергии на регулируемый период определяется по формулам (1) - (4) раздела III.1 настоящей Инструкции. При этом в формуле (4) принимается отпуск электроэнергии в сеть в целях оказания услуг по передаче электроэнергии субабонентам.

27. В случае наличия объемов электроэнергии для собственного потребления в электрической сети, участвующей в процессе передачи электроэнергии субабонентам, нормирование потерь электроэнергии осуществляется с учетом следующих особенностей:

- баланс электроэнергии составляется для выделенной электрической сети, участвующей в процессе передачи электроэнергии субабонентам, с учетом собственного потребления и потребления субабонентами за базовый и на регулируемый периоды;

- баланс формируется с учетом суммарного отпуска электроэнергии в сеть предприятия;

- расчет технологических потерь электроэнергии за базовый период выполняется в оборудовании, участвующем в процессе передачи электроэнергии субабонентам, с учетом нагрузок, обусловленных собственным потреблением и потреблением субабонентов;

- технологические потери электроэнергии на регулируемый период выделенного участка сети определяются по формулам (1) - (4) раздела III.1 настоящей Инструкции;

- технологические потери электроэнергии на регулируемый период ($\Delta W_{\text{ПЭ. СБ.Р}}$) для субабонентов определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{ПЭ. СБ.Р}} = \Delta W_{\text{ПЭ. \Sigma.Р}} \cdot \frac{W_{\text{П.СБ.Р}}}{W_{\text{П.СЛР}} + W_{\text{П.СБ.Р}}}, \quad (6)$$

где $\Delta W_{\text{ПЭ. \Sigma.Р}}$ - технологические потери электроэнергии на регулируемый период, определяемые для выделенного участка сети, участвующего в процессе передачи электроэнергии субабонентам и на собственное потребление;

$W_{\text{П.СБ.Р}}$ - объем переданной электроэнергии для субабонентов на регулируемый период;

$W_{\text{П.СЛР}}$ - объем переданной электроэнергии для собственного потребления предприятия по электрической сети, участвующей в процессе передачи электроэнергии субабонентам;

- отпуск в сеть для субабонентов на регулируемый период ($W_{\text{ОС. СБ.Р}}$) определяется по формуле:

$$W_{\text{ОС. СБ.Р}} = W_{\text{П.СБ.Р}} + \Delta W_{\text{ПЭ. СБ.Р}}, \quad (7)$$

- нормативные технологические потери электроэнергии в целом по электрической сети ТСО, для которых передача электроэнергии не является основным видом деятельности, на регулируемый период для субабонентов определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{НПЭ. СБ.Р}} = \frac{\Delta W_{\text{ПЭ. СБ.Р}}}{W_{\text{ОС. СБ.Р}}} \cdot 100, \quad (8)$$

- нормативные технологические потери электроэнергии по уровням напряжения электрической сети ТСО, для которых передача электроэнергии не является основным видом деятельности, на регулируемый период для субабонентов определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{ППЭ. СБ.Р}}^{U_i} = \frac{\Delta W_{\text{ППЭ. СБ.Р}}^{U_i}}{W_{\text{ОС. СБ.Р}}^{U_i}} \cdot 100. \quad (8.1)$$

28. Технологические потери электроэнергии в базовом году и периоде регулирования на каждом уровне напряжения определяются в следующем порядке:

- по формуле (6) определяются технологические потери на уровне напряжения НН $\Delta W_{\text{ППЭ. СБ.Р}}^{U_{\text{НН}}}$;

- определяется отпуск электроэнергии в сеть НН для субабонентов по формуле (7);

- определяется отдача в сеть НН из сети смежного номинального напряжения (СН2) для оказания услуг по передаче электроэнергии субабонентам:

$$W_{\text{ОТД. СБ}}^{U_{\text{НН}}} = W_{\text{ОТД}}^{U_{\text{НН}}} \cdot \frac{W_{\text{ОС. СБ}}^{U_{\text{НН}}}}{W_{\text{ОС.}}^{U_{\text{НН}}}}, \quad (9)$$

где $W_{\text{ОТД}}^{U_{\text{НН}}}$ – отдача электроэнергии из сети СН2 в сеть НН;

$W_{\text{ОС. СБ}}^{U_{\text{НН}}}$ – отпуск электроэнергии в сеть НН для субабонентов;

$W_{\text{ОС.}}^{U_{\text{НН}}}$ – суммарный отпуск электроэнергии в сеть НН.

определяются технологические потери на уровне напряжения СН2:

$$\Delta W_{\text{ППЭ. СБ}}^{U_{\text{СН2}}} = \Delta W_{\text{ППЭ. С.}}^{U_{\text{СН2}}} \cdot \frac{W_{\text{П. СБ}}^{U_{\text{СН2}}} + W_{\text{ОТД. СБ}}^{U_{\text{НН}}}}{W_{\text{П}}^{U_{\text{СН2}}} + W_{\text{ОТД}}^{U_{\text{НН}}}}, \quad (10)$$

где $\Delta W_{\text{ППЭ. С.}}^{U_{\text{СН2}}}$ - технологические потери электроэнергии, определяемые для выделенного участка сети, участвующего в процессе передачи электроэнергии субабонентам и на собственное потребление по электрической сети СН2;

$W_{П.СБ}^{U_{СН2}}$ – объем переданной электроэнергии для субабонентов на напряжении СН2;

$W_{П}^{U_{СН2}}$ – объем переданной электроэнергии для собственного потребления предприятия по электрической сети, участвующей в процессе передачи электроэнергии субабонентам, и субабонентам на напряжении СН2;

- отпуск в сеть для субабонентов ($W_{ОС.СБ.}^{U_{СН2}}$) определяется по формуле (7);

расчет отпуска электроэнергии в сеть и технологических потерь на каждом уровне напряжения для субабонентов выполняется аналогично.

29. В случае невозможности разделения оборудования электрической сети предприятия на оборудование, используемое только для собственного потребления электроэнергии, и оборудование, участвующее в процессе передачи электроэнергии субабонентам, допускается расчет технологических потерь электроэнергии за базовый период и период регулирования проводить в целом по электрической сети предприятия. Расчет выполняется в соответствии с п.п. 22-24, 26-28 раздела III.2 настоящей Инструкции.

III.2. Порядок расчета нормативных потерь электроэнергии для периода регулирования «год»

30. В случае, если нормативы потерь электроэнергии утверждаются на период регулирования «год», расчет технологических потерь полностью соответствует п.п. 11-28 раздела III.1 настоящей Инструкции.

31. Определение технологических потерь электроэнергии в электрических сетях ТСО в целом и по уровням напряжения осуществляется в следующем порядке:

В базовом периоде:

- определяются на каждом уровне напряжения сети значения приема электроэнергии в сеть, отдачи электроэнергии из сети, отпуск

14 электроэнергии в сеть (с учетом приема электроэнергии из сети смежного напряжения);

- в соответствии с приложением 1 определяются условно-постоянные потери электроэнергии по уровням напряжения, нагрузочные потери электроэнергии по уровням напряжения, потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии, в целом и по уровням напряжения.

В регулируемом периоде:

- определяются на каждом уровне напряжения сети прогнозные значения приема электроэнергии в сеть, отдачи электроэнергии из сети, отпуска электроэнергии в сеть (с учетом приема электроэнергии из сети смежного напряжения);

- в соответствии с программой энергосбережения, инвестиционной и производственной программами формируются электрические схемы сети на период регулирования: учитывается изменение состава оборудования в результате реализации запланированных в регулируемом периоде мероприятий;

- в соответствии с приложением 1 определяются условно-постоянные потери электроэнергии по уровням напряжения;

- в соответствии с приложением 1 определяются нагрузочные потери электроэнергии по уровням напряжения. Определение прогнозных нагрузок выполняется с учетом прогнозной динамики изменения структурных составляющих баланса в периоде регулирования по отношению к базовому году и/или с учетом объемов электроэнергии, заявленных потребителями;

- потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии, определяются в соответствии с формулой (1) и распределяются по уровням напряжения в соответствии с приложением 1;

- нормативы технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям определяются соответствии с формулами (3, 4, 4.1) в целом и по уровням напряжения.

32. Определение технологических потерь электроэнергии в электрических сетях ТСО, для которых передача электроэнергии не является основным видом деятельности, в целом и по уровням напряжения в случае отсутствия собственного потребления в электрической сети, участвующей в процессе передачи электроэнергии субабонентам, осуществляется в соответствии с п.30.

33. Определение технологических потерь электроэнергии в электрических сетях ТСО, для которых передача электроэнергии не является основным видом деятельности, в целом и по уровням напряжения в случае наличия собственного потребления в электрической сети, участвующей в процессе передачи электроэнергии субабонентам, осуществляется в следующем порядке:

В базовом периоде:

- определяется на каждом уровне напряжения сети отпуск электроэнергии в сеть (с учетом приема электроэнергии из сети смежного напряжения);

- в соответствии с приложением 1 определяются условно-постоянные потери электроэнергии по уровням напряжения, нагрузочные потери электроэнергии по уровням напряжения, потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии, в целом и по уровням напряжения;

- в соответствии с главой III.1 определяются на каждом уровне напряжения технологические потери и отпуск электроэнергии в сеть для субабонентов.

В регулируемом периоде:

- определяется на каждом уровне напряжения сети прогнозное значение отпуска электроэнергии в сеть (с учетом приема электроэнергии из сети смежного напряжения);

- в соответствии программой энергосбережения, инвестиционной и производственной программами формируются электрические схемы сети на период регулирования: учитывается изменение состава оборудования в результате реализации запланированных в регулируемом периоде мероприятий;

- в соответствии с приложением 1 определяются условно-постоянные потери электроэнергии по уровням напряжения;

- в соответствии с приложением 1 определяются нагрузочные потери электроэнергии по уровням напряжения. Определение прогнозных нагрузок выполняется с учетом прогнозной динамики изменения структурных составляющих баланса в периоде регулирования по отношению к базовому году и/или с учетом объемов электроэнергии, заявленных субабонентами;

- потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии, определяются в соответствии с формулой (1) и распределяются по уровням напряжения в соответствии с приложением 1;

- технологические потери электроэнергии определяются в соответствии с формулой (3) в целом и по уровням напряжения;

- в соответствии с главой III.1 определяются на каждом уровне напряжения технологические потери и отпуск электроэнергии в сеть для субабонентов;

- нормативы технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям определяются в соответствии с формулами (8, 8.1) в целом и по уровням напряжения.

34. Определение технологических потерь электроэнергии в электрических сетях ЕНЭС в целом и по уровням напряжения осуществляется аналогично порядку, описанному в п.30.

III.3. Порядок расчета нормативных потерь электроэнергии для долгосрочного периода регулирования

35. Нормативы потерь на долгосрочный период регулирования устанавливаются по результатам расчета нормативов потерь электроэнергии первого года периода регулирования.

36. Расчетные формулы и общий порядок расчета полностью соответствуют разделу III.2.

37. На второй и последующие годы долгосрочного периода регулирования выполняются расчеты технологических потерь электроэнергии с учетом фактических сложившихся нагрузок в электрической сети в соответствии с Приложением 1. Результаты расчета представляются в составе обосновывающих материалов на этапе мониторинга уровня потерь электроэнергии (раздел V Инструкции).

IV. Требования к оформлению и составу обосновывающей документации при утверждении нормативов потерь электроэнергии

38. Обосновывающая документация включает: пояснительную записку с обоснованием значений нормативов технологических потерь электроэнергии на период регулирования, результаты расчета технологических потерь электроэнергии за базовый и на регулируемый периоды.

39. В состав обосновывающих материалов входят данные о балансах и потерях электроэнергии, а также других показателях электрических сетей ЕНЭС и ТСО (приложения 4, 5, 6, 7¹ к настоящей Инструкции):

- общая информация об организации (таблица «Информация» приложений 4, 5, 6);

¹ ТСО представляют информацию согласно Приложению 4, ЕНЭС – согласно Приложению 5, ТСО, для которых передача электроэнергии не является основным видом деятельности – согласно Приложению 6

- описание используемых методов расчета и оценка изменения структурных составляющих баланса в периоде регулирования по отношению к базовому периоду (таблица «Сводка» приложений 4, 5, 6);

- показатели баланса электроэнергии в целом по электрическим сетям (таблица 1 приложений 4, 5, 6) (данные представляются за два года, предшествующие базовому году, за базовый год, текущий год, период регулирования (год или первый год долгосрочного периода))²;

- структура баланса электроэнергии по уровням напряжения (таблица 2 приложений 4, 5, 6) (данные представляются за один год, предшествующий базовому году, за базовый год, текущий год, период регулирования (год или первый год долгосрочного периода));

- структура перетоков электроэнергии в базовом году (таблица 3 приложений 4, 5, 6);

- структура технологических потерь электроэнергии (таблица 4 приложений 4, 5, 6) (данные представляются за базовый год, текущий год, период регулирования (год или первый год долгосрочного периода));

- изменение количества трансформаторов в соответствии с инвестиционной программой, программой энергосбережения и производственной программой (таблица 5.1 приложений 4, 5, 6) (данные представляются за базовый год и период регулирования (год или первый год долгосрочного периода));

- изменение протяженности ЛЭП в соответствии с инвестиционной программой, программой энергосбережения и производственной программой (таблица 5.2 приложений 4, 5, 6) (данные представляются за базовый год и период регулирования (год или первый год долгосрочного периода));

² За два года, предшествующие базовому году и за базовый год – представляются фактически сложившиеся отчетные данные; за текущий год – представляются прогнозные данные, поданные ранее в Минэнерго России, когда текущий год являлся периодом регулирования; за период регулирования (год или первый год долгосрочного периода) – представляются прогнозные ожидаемые данные

- сводный баланс электроэнергии по уровням напряжения (таблица 6 приложений 4, 5, 6) (данные представляются за базовый год и период регулирования (год или первый год долгосрочного периода));

- количество и установленная мощность трансформаторов (таблица 7 приложений 4, 5, 6) (данные представляются за два года, предшествующие базовому году, за базовый год, текущий год, период регулирования (год или первый год долгосрочного периода))³;

- количество и мощность устройств компенсации реактивной мощности (таблица 8 приложений 4, 5, 6) (данные представляются за два года, предшествующие базовому году, за базовый год, текущий год, период регулирования (год или первый год долгосрочного периода));

- протяженность (по цепям) воздушных и кабельных линий электропередачи и шинопроводов (таблица 9 приложений 4, 5, 6) (данные представляются за два года, предшествующие базовому году, за базовый год, текущий год, период регулирования (год или первый год долгосрочного периода));

- динамика основных показателей для утверждения нормативов технологических потерь электроэнергии (таблица 10 приложений 4, 5, 6) (данные представляются за два года, предшествующие базовому году, за базовый год, текущий год, период регулирования (год или первый год долгосрочного периода));

- таблицы приложения 7 (результаты расчета и характеристики сети) (данные представляются за базовый год и период регулирования (год или первый год долгосрочного периода)).

40. Обосновывающую документацию организации, осуществляющие услуги по передаче электроэнергии по электрическим сетям, представляют в

³ За два года, предшествующие базовому году и за базовый год – представляются фактически сложившиеся отчетные данные, сформированные на 31 декабря соответствующего года; за текущий год – представляются прогнозные данные, с учетом ожидаемого изменения состава оборудования в соответствии с программами энергосбережения, инвестиционными программами и производственными программами, поданные ранее в Минэнерго России, когда текущий год являлся периодом регулирования; за период регулирования (год или первый год долгосрочного периода) – представляются прогнозные ожидаемые данные с учетом ожидаемого изменения состава оборудования в соответствии с программами энергосбережения, инвестиционными программами и производственными программами

- пояснительную записку;
- расчеты, выполненные с применением программного обеспечения, в объеме, позволяющем выполнение проверочных расчетов с применением использованного программного обеспечения;
- расчеты в формате табличного процессора (в случае отсутствия программного обеспечения);
- расчетные схемы с нанесенными результатами расчетами (потоками электроэнергии и потоками активной мощности по каждому участку, уровнями напряжения в узлах) в случае, если расчеты выполнены в формате табличного процессора. При этом каждой расчетной схеме должны соответствовать отдельные таблицы с расчетами в форме табличного процессора;
- таблицы приложений 4, 5, 6, 7 в формате обосновывающих таблиц, представленных на сайте Минэнерго России;
- заключение энергоаудитора подтверждающее обоснованность предлагаемых к утверждению значений технологических потерь электроэнергии;
- результаты измерений параметров базового периода, используемых в расчетах и соответствующие применяемым методам расчета потерь электроэнергии (передаваемой мощности, нагрузок, уровней напряжения в узлах⁴, коэффициентов мощности нагрузки);
- программа энергосбережения;
- инвестиционная программа;
- производственная программа (представляется в случае отсутствия программы энергосбережения и инвестиционной программы).

41. Программные комплексы по расчету потерь должны основываться на методах расчета потерь, установленных настоящей Инструкцией. Программные комплексы по расчету потерь должны формировать выходные формы, соответствующие приложениям 4, 5, 6, 7 настоящей Инструкции.

⁴ При отсутствии измерений уровней напряжений в узлах или в питающих центрах в расчетах нагрузочных и условно-постоянных потерь допускается использовать только номинальные напряжения трансформаторов в соответствии с их паспортными данными

42. В пояснительной записке должны быть указаны сведения об используемых программах расчета технологических потерь электроэнергии в электрических сетях (наименование программы, наименование разработчика, номер и год разработки используемой версии).

V. Требования к оформлению и составу документации при мониторинге нормативов потерь электроэнергии в условиях долгосрочного периода регулирования

43. Результаты расчетов технологических потерь электроэнергии за базовый и на регулируемый периоды организации, осуществляющие услуги по передаче электроэнергии по электрическим сетям, должны представлять в Минэнерго России в электронном виде, в том числе:

- расчеты, выполненные с применением программного обеспечения, в объеме, позволяющем выполнение проверочных расчетов с применением использованного программного обеспечения;

- расчеты в формате табличного процессора (в случае отсутствия программного обеспечения);

- расчетные схемы с нанесенными результатами расчетами (потоками электроэнергии и потоками активной мощности по каждому участку, уровнями напряжения в узлах) в случае, если расчеты выполнены в формате табличного процессора. При этом каждой расчетной схеме должны соответствовать отдельные таблицы с расчетами в форме табличного процессора;

- таблицы приложений 4, 5, 6, 7 в формате обосновывающих таблиц, представленных на сайте Минэнерго России;

- заключение энергоаудитора подтверждающее обоснованность предлагаемых к утверждению значений технологических потерь электроэнергии;

- результаты измерений параметров базового периода, используемых в расчетах и соответствующие применяемым методам расчета потерь

22 электроэнергии (передаваемой мощности, нагрузок, уровней напряжения в узлах, коэффициентов мощности нагрузки)⁵;

- программа энергосбережения;

- инвестиционная программа;

- производственная программа (представляется в случае отсутствия программы энергосбережения и инвестиционной программы).

44. В случае, когда отчетный год в долгосрочном периоде регулирования является базовым годом для следующего долгосрочного периода регулирования, информация представляется один раз, при обосновании нормативов потерь электроэнергии.

VI. Условия пересмотра и порядок корректировки утверждённых нормативов технологических потерь

45. Условиями для обязательного пересмотра утвержденных нормативов потерь электроэнергии являются:

для ЕНЭС

- фактический сложившийся отпуск электроэнергии из сети в границах субъекта Российской Федерации отличается на 5% и более по отношению к своему прогнозному значению, участвовавшему в расчетах при утверждении нормативов технологических потерь электроэнергии;

- фактический объем оборудования, находящегося на балансе ЕНЭС в границах субъекта Российской Федерации, отличается на 5% и более по отношению к своему прогнозному значению, участвовавшему в расчетах при утверждении нормативов технологических потерь электроэнергии (по значению суммарной установленной мощности силовых трансформаторов и/или по суммарной протяженности линий электропередачи);

- для долгосрочного периода регулирования: фактический сложившийся отпуск электроэнергии из сети в границах субъекта Российской Федерации в году Т периода регулирования отличается на 5% и более по

⁵ При отсутствии измерений уровней напряжений в узлах или в питающих центрах в расчетах нагрузочных и условно-постоянных потерь допускается использовать только номинальные напряжения трансформаторов в соответствии с их паспортными данными

23 отношению к фактическому сложившемуся отпуску электроэнергии из сети года (Т-1) периода регулирования;

- для долгосрочного периода регулирования: фактический объем оборудования, находящегося на балансе ЕНЭС в границах субъекта Российской Федерации, отличается на 5% и более по отношению к фактически сложившемуся объему условных единиц оборудования года (Т-1) периода регулирования (по значению суммарной установленной мощности силовых трансформаторов и/или по суммарной протяженности линий электропередачи);

для ТСО

- фактический сложившийся отпуск электроэнергии в сеть отличается на 5% и более по отношению к своему прогнозному значению, участвовавшему в расчетах при утверждении нормативов технологических потерь электроэнергии;

- фактический объем оборудования, находящегося на балансе, отличается на 5% и более по отношению к своему прогнозному значению, участвовавшему в расчетах при утверждении нормативов технологических потерь электроэнергии (по значению суммарной установленной мощности силовых трансформаторов и/или по суммарной протяженности линий электропередачи);

- для долгосрочного периода регулирования: фактический сложившийся отпуск электроэнергии в сеть в году Т периода регулирования отличается на 5% и более по отношению к фактическому сложившемуся отпуску электроэнергии в сеть года (Т-1) периода регулирования;

- для долгосрочного периода регулирования: фактический объем оборудования, находящегося на балансе, отличается на 5% и более по отношению к фактически сложившемуся объему условных единиц оборудования года (Т-1) периода регулирования (по значению суммарной

24 установленной мощности силовых трансформаторов и/или по суммарной протяженности линий электропередачи).

46. Порядок пересмотра утвержденных нормативов технологических потерь электроэнергии соответствует порядку утверждения.

47. В состав обосновывающих материалов должны быть включены:

- обосновывающие материалы в соответствии с п.39 настоящей Инструкции;

- обосновывающие материалы, переданные на первой процедуре утверждения нормативов (только в электронном виде).

к Инструкции по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям

Методика расчета технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям

I. Методы расчета условно-постоянных потерь электроэнергии

1. Условно-постоянные потери электроэнергии включают:

потери на холостой ход силовых трансформаторов (автотрансформаторов);

потери на корону в воздушных линиях (далее – ВЛ) 110 кВ и выше;

потери в синхронных компенсаторах, батареях статических конденсаторов, статических тиристорных компенсаторах, шунтирующих реакторах (далее – ШР);

потери в соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств подстанций (далее – СППС);

потери в системе учета электроэнергии (трансформаторах тока (далее – ТТ), трансформаторах напряжения (далее – ТН), счетчиках и соединительных проводах);

потери в вентильных разрядниках, ограничителях перенапряжений;

потери в устройствах присоединений высокочастотной связи (далее - ВЧ связи);

потери в изоляции кабелей;

потери от токов утечки по изоляторам ВЛ;

расход электроэнергии на собственные нужды подстанций (далее – СН);

расход электроэнергии на плавку гололеда.

2. Потери электроэнергии холостого хода (далее – ХХ) в силовом трансформаторе (автотрансформаторе) определяются на основе приведенных в паспортных данных оборудования потерь мощности холостого хода, по формуле:

$$\Delta W_x = \Delta P_x \sum_{i=1}^m T_{pi} \left(\frac{U_i}{U_{ном}} \right)^2, \quad \text{кВт.ч,} \quad (1)$$

где T_{pi} - число часов работы трансформатора (автотрансформатора) в i -м режиме, ч;
 ΔP_x - потери активной мощности холостого хода трансформатора, кВт;
 U_i - напряжение на высшей стороне трансформатора (автотрансформатора) в i -м режиме, кВ;
 $U_{ном}$ - номинальное напряжение высшей обмотки трансформатора (автотрансформатора), кВ.

Напряжение на трансформаторе (автотрансформаторе) определяется с помощью измерений или с помощью расчета установившегося режима сети в соответствии с законами электротехники.

Допускается для силовых трансформаторов (автотрансформаторов) потери мощности ХХ определять с учетом их технического состояния и срока службы путем измерений этих потерь методами, применяемыми на заводах-изготовителях при установлении паспортных данных трансформаторов (автотрансформаторов). При этом в обосновывающие материалы должны быть включены официально заверенные в установленном порядке протоколы измерений потерь мощности ХХ.

3. Потери электроэнергии в ШР определяются по формуле (1) на основе приведенных в паспортных данных оборудования потерь мощности ΔP_p . Допускается определять потери в ШР на основе данных таблицы 1. Потери электроэнергии в сборных шинах распределительных устройств подстанций определяются на основе данных таблицы 1.

Таблица 1

28	400	540	675	970	1570	2160	3645	4725	10260
СК									

П р и м е ч а н и я:

1. При мощности СК, отличной от приведенной в таблице, потери электроэнергии определяются с помощью линейной интерполяции.

2. Значения потерь, приведенные в таблице, соответствуют году с числом дней 365.

При расчете потерь в високосном году применяется коэффициент $k = 366/365$.

5. Потери электроэнергии в статических компенсирующих устройствах – батареях статических конденсаторов (далее – БК) и статических тиристорных компенсаторах (далее – СТК) – определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{КУ}} = \Delta P_{\text{КУ}} S_{\text{КУ}} T_{\text{р}}, \text{ кВт.ч}, \quad (3)$$

где $\Delta P_{\text{КУ}}$ - удельные потери мощности в соответствии с паспортными данными КУ, кВт/квар;
 $S_{\text{КУ}}$ - мощность КУ (для СТК принимается по емкостной составляющей), квар.

При отсутствии паспортных данных оборудования значение $\Delta P_{\text{КУ}}$ принимается равным: для БК - 0,003 кВт/квар, для СТК - 0,006 кВт/квар.

6. Потери электроэнергии в вентильных разрядниках, ограничителях перенапряжений, устройствах присоединения ВЧ связи, измерительных трансформаторах напряжения, электрических счетчиках 0,22–0,66 кВ принимаются в соответствии с данными заводов-изготовителей оборудования. При отсутствии данных завода-изготовителя расчетные потери принимаются в соответствии с таблицей 3.

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

Класс напряжения, кВ	Потери электроэнергии, тыс. кВт.ч в год, по видам оборудования				
	РВ	ОПН	ТТ	ТН	УПВЧ
6	0,009	0,001	0,06	1,54	0,01
10	0,021	0,001	0,1	1,9	0,01
15	0,033	0,002	0,15	2,35	0,01
20	0,047	0,004	0,2	2,7	0,02
35	0,091	0,013	0,4	3,6	0,02
110	0,60	0,22	1,1	11,0	0,22
154	1,05	0,40	1,5	11,8	0,30
220	1,59	0,74	2,2	13,1	0,43
330	3,32	1,80	3,3	18,4	2,12
500	4,93	3,94	5,0	28,9	3,24
750	4,31	8,54	7,5	58,8	4,93

Примечания

1. Потери электроэнергии в УПВЧ даны на одну фазу, для остального оборудования - на три фазы.
2. Потери в трех однофазных ТН принимаются равными потерям в одном трехфазном ТН.
3. Потери электроэнергии в ТТ напряжением 0,4 кВ принимаются равными 0,05 тыс.кВт.ч/год на одну фазу.
4. Значения потерь, приведенные в таблице, соответствуют году с числом дней 365. При расчете потерь в високосном году применяется коэффициент $k = 366/365$.
5. Потери электроэнергии в ТТ и ТН включают потери в счетчиках, входящих в состав измерительных комплексов.

Потери электроэнергии в электрических счетчиках прямого включения 0,22–0,66 кВ принимаются 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.

7. Потери электроэнергии на корону определяются на основе данных об удельных потерях мощности, приведенных в таблице 4, 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 4

Удельные потери мощности на корону

Напряжение ВЛ, тип опоры, число и сечение проводов в фазе	Суммарное сечение проводов в фазе, мм ²	Удельные потери мощности на корону, кВт/км, при видах погоды			
		хорошая	сухой снег	влажная	изморозь
750-5х240	1200	3,9	15,5	55,0	115,0
750-4х600	2400	4,6	17,5	65,0	130,0
500-3х400	1200	2,4	9,1	30,2	79,2
330-2х400	800	0,8	3,3	11,0	33,5
220ст-1х300	300	0,3	1,5	5,4	16,5
220ст/2-1х300	300	0,3	1,4	5,0	15,4
220жб-1х300	300	0,4	2,0	8,1	24,5
220жб/2-1х300	300	0,4	1,8	6,7	20,5
154-1х185	185	0,12	0,35	1,20	4,20
154/2-1х185	185	0,09	0,26	0,87	3,06
110ст-1х120	120	0,013	0,04	0,17	0,69
110ст/2-1х120	120	0,008	0,025	0,13	0,47
110жб-1х120	120	0,018	0,06	0,30	1,10
110жб/2-1х120	120	0,01	0,035	0,17	0,61

Примечания

1. Варианты 220/2-1х300, 154/2-1х185 и 110/2-1х120 соответствуют двухцепным ВЛ. Потери во всех случаях приведены в расчете на одну цепь.
2. Индексы «ст» и «жб» обозначают стальные и железобетонные опоры.
3. Для линий на деревянных опорах применяют данные, приведенные в таблице для линий на стальных опорах.

При отсутствии данных о продолжительностях видов погоды в течение расчетного периода потери электроэнергии на корону определяются по таблице 5 в зависимости от региона расположения линии. Распределение субъектов Российской Федерации по регионам приведено в таблице 6.

Таблица 5

Удельные годовые потери электроэнергии на корону

31 Напряжение ВЛ, кВ, число и сечение проводов в фазе	Удельные потери электроэнергии на корону, тыс.кВт.ч/км в год, в регионе						
	1	2	3	4	5	6	7
750-5x240	193,3	176,6	163,8	144,6	130,6	115,1	153,6
750-4x600	222,5	203,9	189,8	167,2	151,0	133,2	177,3
500-3x400	130,3	116,8	106,0	93,2	84,2	74,2	103,4
330-2x400	50,1	44,3	39,9	35,2	32,1	27,5	39,8
220ст-1x300	19,4	16,8	14,8	13,3	12,2	10,4	15,3
220ст/2-1x300	18,0	15,6	13,8	12,4	11,8	9,7	14,3
220жб-1x300	28,1	24,4	21,5	19,3	17,7	15,1	22,2
220жб/2-1x300	24,0	20,7	18,3	16,5	15,1	12,9	19,0
154-1x185	7,2	6,3	5,5	4,9	4,6	3,9	5,7
154/2-1x185	5,2	4,6	4,0	3,6	3,4	2,9	4,2
110ст-1x120	1,07	0,92	0,80	0,72	0,66	0,55	0,85
110ст/2-1x120	0,71	0,61	0,54	0,48	0,44	0,37	0,57
110жб-1x120	1,71	1,46	1,28	1,15	1,06	0,88	1,36
110жб/2-1x120	0,93	0,8	0,7	0,63	0,57	0,48	0,74
<p>Примечания</p> <p>1. Значения потерь, приведенные в таблицах 4 и 5, соответствуют году с числом дней 365. При расчете потерь в високосном году применяется коэффициент $k = 366/365$.</p> <p>2. Для линий на деревянных опорах применяют данные, приведенные в таблице для линий на стальных опорах.</p>							

При расчете потерь электроэнергии на корону на линиях с сечениями, отличающимися от приведенных в таблицах 4 и 5, значения таблиц 4 и 5, умножаются на отношение F_T/F_ϕ , где F_T – суммарное сечение проводов фазы, приведенное в таблицах 4 и 5; F_ϕ – фактическое сечение проводов линии.

Таблица 6

Распределение субъектов Российской Федерации по регионам

№ региона	Территориальные образования, входящие в регион
1	Республика Саха (Якутия), Хабаровский край, Камчатский край, Магаданская область, Сахалинская область
2	Республики: Карелия, Коми Области: Архангельская, Калининградская, Мурманская
3	Области: Вологодская, Ленинградская, Новгородская, Псковская
4	Республики: Марий Эл, Мордовия, Татарстан, Удмуртская,

32	<p>Чувашская Пермский край</p> <p>Области: Белгородская, Брянская, Владимирская, Воронежская, Ивановская, Калужская, Кировская, Костромская, Курская, Липецкая, Московская, Нижегородская, Орловская, Пензенская, Рязанская, Самарская, Саратовская, Смоленская, Тамбовская, Тверская, Тульская, Ульяновская, Ярославская</p>
5	<p>Республики: Дагестан, Ингушетия, Кабардино-Балкария, Карачаево-Черкесская, Калмыкия, Северная Осетия-Алания, Чеченская</p> <p>Края: Краснодарский, Ставропольский</p> <p>Области: Астраханская, Волгоградская, Ростовская</p>
6	<p>Республика Башкортостан</p> <p>Области: Курганская, Оренбургская, Челябинская</p>
7	<p>Республики: Бурятия, Хакасия, Алтай</p> <p>Края: Алтайский, Красноярский, Приморский</p> <p>Области: Амурская, Иркутская, Кемеровская, Новосибирская, Омская, Свердловская, Томская, Тюменская, Читинская</p>

Влияние рабочего напряжения линии на потери на корону учитывается умножением данных, приведенных в таблицах 4 и 5, на коэффициент, определяемый по формуле:

$$K_{U_{кор}} = 6,88 U_{отн}^2 - 5,88 U_{отн}, \text{ о.е.}, \quad (4)$$

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

В случае отрицательного значения коэффициента, определяемого по формуле (4), (при низких рабочих напряжениях) значение коэффициента принимается равным нулю.

8. Потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам воздушных линий определяются на основе данных об удельных потерях мощности, приведенных в таблице 7, и о продолжительностях видов погоды в течение расчетного периода.

По влиянию на токи утечки виды погоды объединяются 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.

Удельные потери мощности от токов утечки по изоляторам ВЛ

Группа погоды	Удельные потери мощности от токов утечки по изоляторам, кВт/км, на ВЛ напряжением, кВ										
	6	10	15	20	35	110	154	220	330	500	750-1150
1	0,011	0,017	0,025	0,033	0,035	0,055	0,063	0,069	0,103	0,156	0,235
2	0,094	0,153	0,227	0,302	0,324	0,510	0,587	0,637	0,953	1,440	2,160
3	0,154	0,255	0,376	0,507	0,543	0,850	0,978	1,061	1,587	2,400	3,600

При отсутствии данных о продолжительностях различных погодных условий годовые потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам ВЛ принимаются по данным таблицы 8.

Таблица 8

Удельные годовые потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам ВЛ

Номер региона	Удельные потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам ВЛ, тыс.кВт.ч/км в год, при напряжении, кВ										
	6	10	15	20	35	110	154	220	330	500	750-1150
1	0,21	0,33	0,48	0,64	0,69	1,08	1,24	1,35	2,01	3,05	4,58
2	0,22	0,35	0,52	0,68	0,73	1,15	1,32	1,44	2,15	3,25	4,87
3	0,28	0,45	0,67	0,88	0,95	1,49	1,71	1,86	2,78	4,20	6,31
4	0,31	0,51	0,75	1,00	1,07	1,68	1,93	2,10	3,14	4,75	7,13
5	0,27	0,44	0,65	0,87	0,92	1,46	1,68	1,82	2,72	4,11	6,18
6	0,22	0,35	0,52	0,68	0,73	1,15	1,32	1,44	2,15	3,25	4,87
7	0,16	0,26	0,39	0,51	0,55	0,86	0,99	1,08	1,61	2,43	3,66

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

9. Расход электроэнергии на плавку гололеда определяется на основе показаний приборов учета, установленных на устройствах плавки гололеда. При отсутствии таких приборов учета допускается использование данных таблицы 9 в зависимости от района расположения ВЛ по гололеду.

Таблица 9

Удельный расход электроэнергии на плавку гололеда

34 Число проводов в фазе и сечение, мм ²	Суммарное сечение проводов в фазе, мм ²	Удельный расход электроэнергии на плавку гололеда, тыс.кВт.ч/км в год, в районе по гололеду			
		1	2	3	4
4x600	2400	0,171	0,236	0,300	0,360
8x300	2400	0,280	0,381	0,479	0,571
3x500	1500	0,122	0,167	0,212	0,253
5x240	1200	0,164	0,223	0,280	0,336
3x400	1200	0,114	0,156	0,197	0,237
2x400	800	0,076	0,104	0,131	0,158
2x300	600	0,070	0,095	0,120	0,143
1x330	330	0,036	0,050	0,062	0,074
1x300	300	0,035	0,047	0,060	0,071
1x240	240	0,033	0,046	0,056	0,067
1x185	185	0,030	0,041	0,051	0,061
1x150	150	0,028	0,039	0,053	0,064
1x120	120	0,027	0,037	0,046	0,054
1x95 и менее	95	0,024	0,031	0,038	0,044

П р и м е ч а н и я:
1. Удельный расход приведен в расчете на три фазы.
2. Значения расхода, приведенные в таблице, соответствуют году с числом дней 365. При расчете расхода в високосном году применяется коэффициент $k = 366/365$.

10. Потери электроэнергии в изоляции силовых кабелей на одну цепь определяются по формуле (5)

$$\Delta W_{\text{из кл}} = T \cdot b_c \cdot \text{tg} \delta \cdot L_{\text{кл}} \cdot \frac{U_1^2 + U_2^2}{2} \cdot 10^{-3}, \text{ кВт.ч}, \quad (5)$$

где T - продолжительность расчетного интервала, ч;
 U_1 - рабочее напряжение в начале линии, кВ;
 U_2 - рабочее напряжение в конце линии, кВ;
 b_c - удельная емкостная проводимость кабеля, мкСм/км;
 $\text{tg} \delta$ - тангенс угла диэлектрических потерь, о.е.;
 $L_{\text{кл}}$ - длина линии, км.

При отсутствии справочных данных о тангенсе угла диэлектрических потерь он принимается равным 0,003.

11. Расход электроэнергии СН подстанций определяется на основе показаний приборов учета, установленных на высшей стороне трансформаторов собственных нужд (далее - ТСН). При установке прибора учета на низшей стороне ТСН потери электроэнергии в ТСН, рассчитанные в

35 соответствии с настоящей Инструкцией, добавляются к показанию счетчика. Номенклатура токоприемников СН подстанций представлена в Приложении 2 к настоящей Инструкции.

В случае отсутствия приборов учета электроэнергии на СН подстанций расход электроэнергии определяется по результатам энергетического обследования. Результаты энергетического обследования должны быть представлены в составе обосновывающих документов.

II. Расчет сопротивлений линий, шинопроводов, обмоток трансформаторов (автотрансформаторов)

12. Активное сопротивление ВЛ определяется в соответствии с паспортными данными оборудования по формуле:

$$R_{\text{ВЛ}} = r_0^{20} \cdot L \cdot (1 + 0,004 \cdot (\theta - 20)) / n_{\text{Ц}}, \text{ Ом}, \quad (6.1)$$

где r_0^{20} – удельное активное сопротивление на 1 км провода при его температуре 20 °С, Ом/км;

L – длина линии по трассе, км;

θ – средняя температура провода за базовый период, °С;

$n_{\text{Ц}}$ – количество параллельных цепей, шт.

При отсутствии данных о температуре провода, она принимается равной 20 °С.

Реактивное сопротивление ВЛ определяется в соответствии с паспортными данными оборудования по формуле:

$$X_{\text{ВЛ}} = x_0 \cdot L \cdot / n_{\text{Ц}}, \text{ Ом}, \quad (6.2)$$

где x_0 – реактивное удельное сопротивление провода (паспортные или справочные данные провода), Ом/км;

L – длина линии по трассе, км;

$n_{\text{Ц}}$ – количество цепей, шт.

13. Активное сопротивление КЛ определяется в соответствии с паспортными данными по формуле:

$$R_{\text{КЛ}} = r_0 \cdot L / n_{\text{Ц}}, \text{ Ом}, \quad (7.1)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление на 1 км кабеля, Ом/км;

L – длина кабеля по трассе, км;

$n_{\text{Ц}}$ – количество параллельных цепей, шт.

Реактивное сопротивление КЛ определяется в соответствии с паспортными данными по формуле:

$$X_{\text{КЛ}} = x_0 \cdot L / n_{\text{Ц}}, \text{ Ом} \quad (7.2)$$

где x_0 – реактивное удельное сопротивление кабеля (паспортные или справочные данные провода), Ом/км;

L – длина кабеля по трассе, км;

$n_{\text{Ц}}$ – количество цепей, шт.

14. Активное сопротивление шинпровода определяется по формуле:

$$R_{\text{шп}} = \frac{\rho \cdot l}{s} \cdot [1 + 0,004 \cdot (\theta - 20)], \text{ Ом}, \quad (8.1)$$

где ρ – удельное сопротивление шинпровода, Ом·мм²/м;

l – длина шинпровода, м;

s – сечение шинпровода, мм²;

θ – средняя температура за период, при которой определяют сопротивление шинпровода, °С.

При отсутствии данных о температуре шинпровода, она принимается равной 20 °С.

Если в паспортных данных шинпровода указано значение удельного активного сопротивления на 1 км шинпровода, то активное сопротивление определяется произведением значений удельного активного сопротивления и длины шинпровода.

Реактивное сопротивление шинпровода определяется по формуле:

$$X_{\text{шп}} = x_0 \cdot L, \text{ Ом}, \quad (8.2)$$

где x_0 – реактивное удельное сопротивление шинпровода (паспортные или справочные данные шинпровода), Ом/м;

l – длина шинпровода, м.

15. Активное сопротивление двухобмоточного трехфазного трансформатора определяется в соответствии с паспортными данными оборудования по формуле:

$$R_T = \frac{\Delta P_{\text{кз}} \cdot U_{\text{Вном}}^2}{S_{\text{ном}}^2} \cdot 10^{-3}, \text{ Ом/фазу}, \quad (9.1)$$

где $\Delta P_{\text{кз}}$ – потери мощности короткого замыкания, кВт;

$U_{\text{Вном}}$ – номинальное напряжение высшей обмотки, кВ;

$S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трехфазного трансформатора, МВ·А.

Реактивное сопротивление двухобмоточного трехфазного трансформатора определяется в соответствии с паспортными данными по формуле:

$$X_T = \frac{U_{\text{кз}} \cdot U_{\text{Вном}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}}, \text{ Ом/фазу}, \quad (9.2)$$

где $U_{\text{кз}}$ – напряжение короткого замыкания (паспортные или справочные данные трансформатора), %;

$U_{\text{Вном}}$ – номинальное напряжение высшей обмотки, кВ;

$S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трехфазного трансформатора, МВ·А.

В случае двухобмоточных однофазных трансформаторов, образующих трехфазную группу, активное сопротивление определяется по формуле:

$$R_T = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{ВНОМ}^2}{S_{НОМ}^2} \cdot 10^{-3}, \quad \text{Ом/фазу}, \quad (10.1)$$

где $S_{НОМ}$ – номинальная мощность одного двухобмоточного однофазного трансформатора (паспортные или справочные данные трансформатора), МВ·А;

$\Delta P_{кз}$ – потери мощности короткого замыкания одного двухобмоточного однофазного трансформатора (паспортные или справочные данные трансформатора), кВт;

$U_{ВНОМ}$ – номинальное напряжение (паспортные или справочные данные трансформатора, например $U_{ВНОМ}=525/\sqrt{3}$ кВ), кВ.

Если из справочных данных используется номинальное напряжение без делителя $\sqrt{3}$, то формула должна быть преобразована в следующий вид:

$$R_T = \frac{\Delta P_{кз} \cdot (U'_{ВНОМ})^2}{3 \cdot S_{НОМ}^2} \cdot 10^{-3}, \quad \text{Ом/фазу}, \quad (10.1.1)$$

где $U'_{ВНОМ}$ – номинальное напряжение без делителя $\sqrt{3}$ (междуфазное напряжение) (например $U_{ВНОМ}=525$ кВ), кВ.

Реактивное сопротивление однофазных трансформаторов, образующих трехфазную группу активное сопротивление определяется по формуле:

$$X_T = \frac{U_{кз} \cdot U_{ВНОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}}, \quad \text{Ом/фазу}, \quad (10.2)$$

где $U_{кз}$ – напряжение короткого замыкания, %.

$U_{ВНОМ}$ – номинальное напряжение (паспортные или справочные данные трансформатора, например $U_{ВНОМ}=525/\sqrt{3}$ кВ), кВ.

Если из справочных данных используется номинальное напряжение без делителя $\sqrt{3}$, то формула должна быть преобразована в следующий вид:

$$X_T = \frac{U_{кз} \cdot (U'_{Вном})^2}{100 \cdot 3 \cdot S_{ном}}, \text{ Ом/фазу}, \quad (10.2.1)$$

где $U'_{Вном}$ – номинальное напряжение без делителя $\sqrt{3}$ (междуфазное напряжение) (например $U_{Вном}=525$ кВ), кВ.

16. Активные сопротивления трехобмоточного трехфазного трансформатора (автотрансформатора) при равных мощностях обмоток высшего, среднего и низшего напряжений определяются в соответствии с паспортными данными оборудования по формуле:

$$\begin{aligned} R_{ТВ} &= \frac{U_{Вном}^2}{2 \cdot S_{ном}^2} \cdot (\Delta P_{кз В-Н} + \Delta P_{кз В-С} - \Delta P_{кз С-Н}) \cdot 10^{-3}, \text{ Ом}; \\ R_{ТС} &= \frac{U_{Вном}^2}{2 \cdot S_{ном}^2} \cdot (\Delta P_{кз В-С} + \Delta P_{кз С-Н} - \Delta P_{кз В-Н}) \cdot 10^{-3}, \text{ Ом}; \\ R_{ТН} &= \frac{U_{Вном}^2}{2 \cdot S_{ном}^2} \cdot (\Delta P_{кз В-Н} + \Delta P_{кз С-Н} - \Delta P_{кз В-С}) \cdot 10^{-3}, \text{ Ом}, \end{aligned} \quad (11.1)$$

где $\Delta P_{кз В-С}$, $\Delta P_{кз В-Н}$, $\Delta P_{кз С-Н}$ – потери мощности короткого замыкания для пар обмоток, кВт;

$S_{ном}$ – номинальная мощность трехобмоточного трехфазного трансформатора, МВ·А.

Реактивные сопротивления трехфазного трехобмоточного трансформатора (автотрансформатора) определяются для каждой обмотки отдельно в соответствии с паспортными данными по формулам:

$$\begin{aligned}
40 \quad X_{ТВ} &= \frac{U_{КЗ В} \cdot U_{ВНОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}}, \quad \text{Ом}; \\
X_{ТС} &= \frac{U_{КЗ С} \cdot U_{ВНОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}}, \quad \text{Ом}; \\
X_{ТН} &= \frac{U_{КЗ Н} \cdot U_{ВНОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}}, \quad \text{Ом},
\end{aligned} \tag{11.2}$$

где $U_{КЗ В}$, $U_{КЗ С}$, $U_{КЗ Н}$ – напряжения короткого замыкания, %, определяемые по формуле:

$$\begin{aligned}
U_{КЗ В} &= 0,5 \cdot (U_{КЗ ВС} + U_{КЗ ВН} - U_{КЗ СН}), \quad \%, \\
U_{КЗ С} &= 0,5 \cdot (U_{КЗ ВС} + U_{КЗ СН} - U_{КЗ ВН}), \quad \%, \\
U_{КЗ Н} &= 0,5 \cdot (U_{КЗ СН} + U_{КЗ ВН} - U_{КЗ ВС}), \quad \%,
\end{aligned} \tag{12}$$

где $U_{КЗ ВС}$, $U_{КЗ ВН}$, $U_{КЗ СН}$ – напряжения короткого замыкания для пар обмоток (паспортные или справочные данные трансформатора), %;

$S_{НОМ}$ – номинальная мощность трехобмоточного трехфазного трансформатора, МВ·А.

Активные сопротивления трехобмоточного трехфазного трансформатора с обмотками различной номинальной мощности, определяются в соответствии с паспортными данными оборудования по формуле:

$$\begin{aligned}
R_{ТВ} &= \frac{U_{ВНОМ}^2}{2 \cdot S_{НОМ}^2} \cdot \left(\frac{\Delta P_{КЗ В-Н}}{\alpha^2} + \Delta P_{КЗ В-С} - \frac{\Delta P_{КЗ С-Н}}{\alpha^2} \right) \cdot 10^{-3}, \quad \text{Ом}; \\
R_{ТС} &= \frac{U_{ВНОМ}^2}{2 \cdot S_{НОМ}^2} \cdot \left(\Delta P_{КЗ В-С} + \frac{\Delta P_{КЗ С-Н}}{\alpha^2} - \frac{\Delta P_{КЗ В-Н}}{\alpha^2} \right) \cdot 10^{-3}, \quad \text{Ом}; \\
R_{ТН} &= \frac{U_{ВНОМ}^2}{2 \cdot S_{НОМ}^2} \cdot \left(\frac{\Delta P_{КЗ В-Н}}{\alpha^2} + \frac{\Delta P_{КЗ С-Н}}{\alpha^2} - \Delta P_{КЗ В-С} \right) \cdot 10^{-3}, \quad \text{Ом},
\end{aligned} \tag{13}$$

где α - коэффициент, учитывающий приведение потерь короткого замыкания для трансформаторов с обмотками различной номинальной мощности к мощности обмотки высшего напряжения:

$$\alpha = 1 - \frac{U_{СНОМ}}{U_{ВНОМ}}, \quad \text{о.е.}, \tag{14}$$

где $U_{ВНОМ}$, $U_{СНОМ}$ – номинальное напряжение высшей и средней обмотки, кВ.

Если паспортные данные оборудования содержат одно из трех значений потерь короткого замыкания, то расчет активных сопротивлений выполняется с использованием «сквозного активного сопротивления» с последующим его разделением по ветвям схемы замещения в пропорциях, определяемых отношениями номинальных мощностей обмоток, представленных в таблице 11.

Таблица 11

Соотношение мощностей и активных сопротивлений трехобмоточного трансформатора

Мощность обмоток трансформатора по отношению к номинальной, %			Активное сопротивление, Ом		
S_B	S_C	S_H	$R_{T B}$	$R_{T C}$	$R_{T H}$
100	100	100	$0,5R_{СКВ}$	$0,5R_{СКВ}$	$0,5R_{СКВ}$
100	67	100	$0,5 R_{СКВ}$	$0,75 R_{СКВ}$	$0,5 R_{СКВ}$
100	100	67	$0,5 R_{СКВ}$	$0,5 R_{СКВ}$	$0,75 R_{СКВ}$
100	67	67	$0,55 R_{СКВ}$	$0,82 R_{СКВ}$	$0,82 R_{СКВ}$
100	100	50	$0,5 R_{СКВ}$	$0,5 R_{СКВ}$	$R_{СКВ}$
100	50	50	$0,5 R_{СКВ}$	$R_{СКВ}$	$R_{СКВ}$
100	100	33	$0,5 R_{СКВ}$	$0,5 R_{СКВ}$	$1,5 R_{СКВ}$

Сквозное активное сопротивление определяется по формуле:

$$R_{СКВ} = \frac{\Delta P_{КЗ} \cdot U_{ВНОМ}^2}{S_{НОМ}^2} \cdot 10^{-3}, \quad \text{Ом/фазу}, \quad (15)$$

где $S_{НОМ}$ – номинальная мощность одного трехобмоточного однофазного трансформатора (автотрансформатора) из группы, МВ·А;

$\Delta P_{кз}$ – потери мощности короткого замыкания одного трехобмоточного однофазного трансформатора (автотрансформатора), кВт;

$U_{В ном}$ – номинальное напряжение высшее фазное, кВ (паспортные или справочные данные трансформатора, например $U_{В ном}=525/\sqrt{3}$) кВ).

Если из справочных данных используется номинальное напряжение без делителя $\sqrt{3}$, то формула должна быть преобразована в следующий вид:

$$R_{СКВ} = \frac{\Delta P_{кз} \cdot (U'_{В ном})^2}{3 \cdot S_{ном}^2} \cdot 10^{-3}, \quad \text{Ом/фазу}, \quad (15.1)$$

где $U'_{В ном}$ – номинальное напряжение высшее без делителя $\sqrt{3}$ (междуфазное напряжение) (например $U_{В ном}=525$ кВ), кВ.

17. Активные сопротивления трехобмоточных однофазных трансформаторов, образующих трехфазную группу, определяются по формуле:

$$R_T = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{В ном}^2}{3^2 \cdot S_{ном тр}^2} \cdot 10^{-3}, \quad \text{Ом/фазу}, \quad (16.1)$$

где $S_{ном тр}$ – номинальная мощность трехобмоточного однофазного трансформатора из группы, МВ·А.

Реактивные сопротивления трехобмоточных однофазных трансформаторов (автотрансформаторов), образующих трехфазную группу, определяются по формулам:

$$X_{ТВ} = \frac{U_{КЗВ} \cdot U_{В ном}^2}{100 \cdot S_{ном}}, \quad \text{Ом / фазу}$$

$$X_{ТС} = \frac{U_{КЗС} \cdot U_{В ном}^2}{100 \cdot S_{ном}}, \quad \text{Ом / фазу}$$

$$X_{ТН} = \frac{U_{КЗН} \cdot U_{В ном}^2}{100 \cdot S_{ном}}, \quad \text{Ом / фазу}, \quad (16.2)$$

43 где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность одного трехобмоточного однофазного трансформатора (автотрансформатора) из группы, МВ·А;

$U_{\text{В ном}}$ – номинальное напряжение высшее (паспортные или справочные данные трансформатора, например $U_{\text{В ном}}=525/\sqrt{3}$) кВ).

$U_{\text{КЗ В}}, U_{\text{КЗ С}}, U_{\text{КЗ Н}}$ – напряжения короткого замыкания, %, определяемые по формуле:

$$\begin{aligned}U_{\text{КЗ В}} &= 0,5 \cdot (U_{\text{КЗ ВС}} + U_{\text{КЗ ВН}} - U_{\text{КЗ СН}}), \%, \\U_{\text{КЗ С}} &= 0,5 \cdot (U_{\text{КЗ ВС}} + U_{\text{КЗ СН}} - U_{\text{КЗ ВН}}), \%, \\U_{\text{КЗ Н}} &= 0,5 \cdot (U_{\text{КЗ СН}} + U_{\text{КЗ ВН}} - U_{\text{КЗ ВС}}), \%,\end{aligned}\tag{17}$$

где $U_{\text{КЗ ВС}}, U_{\text{КЗ ВН}}, U_{\text{КЗ СН}}$ – напряжения короткого замыкания для пар обмоток (паспортные или справочные данные трансформатора), %.

Если из справочных данных используется номинальное напряжение без делителя $\sqrt{3}$, то формула должна быть преобразована в следующий вид:

$$\begin{aligned}X_{\text{ТВ}} &= \frac{U_{\text{КЗ В}} \cdot (U'_{\text{В ном}})^2}{3 \cdot 100 \cdot S_{\text{ном}}}, \text{ Ом / фазу} \\X_{\text{ТС}} &= \frac{U_{\text{КЗ С}} \cdot (U'_{\text{В ном}})^2}{3 \cdot 100 \cdot S_{\text{ном}}}, \text{ Ом / фазу} \\X_{\text{ТН}} &= \frac{U_{\text{КЗ Н}} \cdot (U'_{\text{В ном}})^2}{3 \cdot 100 \cdot S_{\text{ном}}}, \text{ Ом / фазу},\end{aligned}\tag{16.2.1}$$

где $U'_{\text{В ном}}$ – номинальное напряжение высшее без делителя $\sqrt{3}$ (междуфазное напряжение) (например $U_{\text{В ном}}=525$ кВ), кВ.

18. Активные сопротивления однофазного трансформатора с расщепленной обмоткой определяются для каждой обмотки отдельно в соответствии с паспортными данными по формуле:

$$44 \quad R_{ТВ} = \Delta P_{КЗ} \cdot \frac{U_{ВНОМ}^2}{2 \cdot S_{НОМ}^2} \cdot 10^{-3}, \text{ Ом/фазу}, \quad (18.1)$$

$$R_{ТН1} = R_{ТН2} = 2 \cdot R_{ТВ}, \text{ Ом/фазу},$$

где $S_{НОМ}$ – номинальная мощность одного однофазного трансформатора с расщепленной обмоткой (паспортные или справочные данные трансформатора), МВ·А;

$\Delta P_{КЗ}$ – потери мощности короткого замыкания одного однофазного трансформатора с расщепленной обмоткой (паспортные или справочные данные трансформатора), кВт;

$U_{ВНОМ}$ – номинальное напряжение высшее (паспортные или справочные данные трансформатора, например $U_{ВНОМ} = 525/\sqrt{3}$ кВ), кВ.

Если из справочных данных используется номинальное напряжение без делителя $\sqrt{3}$, то формула должна быть преобразована в следующий вид:

$$R_{ТВ} = \Delta P_{КЗ} \cdot \frac{(U'_{ВНОМ})^2}{2 \cdot 3 \cdot S_{НОМ}^2} \cdot 10^{-3}, \text{ Ом/фазу}, \quad (18.1.1)$$

$$R_{ТН1} = R_{ТН2} = 2 \cdot R_{ТВ}, \text{ Ом/фазу},$$

где $U'_{ВНОМ}$ – номинальное напряжение высшее без делителя $\sqrt{3}$ (междуфазное напряжение) (например $U_{ВНОМ} = 525$ кВ), кВ.

Реактивное сопротивление обмотки высшего напряжения однофазного трансформатора с расщепленной обмоткой принимается равным нулю. Реактивные сопротивления обмоток низкого напряжения определяются для каждой обмотки отдельно в соответствии с паспортными данными по формуле:

$$X_{ТВ} = 0, \text{ Ом/фазу}, \quad (18.2)$$

$$X_{ТН1} = X_{ТН2} = 2 \cdot \frac{U_{КЗ}}{100} \cdot \frac{U_{ВНОМ}^2}{S_{НОМ}}, \text{ Ом/фазу},$$

где $U_{КЗ}$ – напряжение короткого замыкания, %.

$U_{B \text{ ном}}$ – номинальное напряжение высшее (паспортные или справочные данные трансформатора, например $U_{B \text{ ном}}=525/\sqrt{3}$ кВ), кВ.

Если из справочных данных используется номинальное напряжение без делителя $\sqrt{3}$, то формула должна быть преобразована в следующий вид:

$$x_{TB} = 0, \text{ Ом/фазу}, \quad (18.2.1)$$

$$x_{TH1} = x_{TH2} = 2 \cdot \frac{U_{K3}}{100} \cdot \frac{(U'_{B \text{ ном}})^2}{3 \cdot S_{\text{ном}}}, \text{ Ом/фазу},$$

где $U'_{B \text{ ном}}$ – номинальное напряжение высшее без делителя $\sqrt{3}$ (междуфазное напряжение) (например $U_{B \text{ ном}}=525$ кВ), кВ.

III. Методы расчета нагрузочных потерь электроэнергии

19. Нагрузочные потери электроэнергии включают в себя потери в:

- воздушных и кабельных линиях;
- трансформаторах (автотрансформаторах);
- шинпроводах;
- токоограничивающих реакторах.

Методы расчета нагрузочных потерь электроэнергии в отдельных элементах электрических сетей

20. Нагрузочные потери электроэнергии в каждом элементе электрических сетей могут быть рассчитаны одним из следующих методов в зависимости от информационной обеспеченности (методы представлены в порядке понижения точности получаемых результатов расчета):

- 1) оперативных расчетов;
- 2) средних нагрузок.

Для электрических сетей ЕНЭС в отдельных элементах электрической сети допускается использовать только метод оперативных расчетов.

21. Метод оперативных расчетов

Нагрузочные потери электроэнергии в ВЛ, КЛ, шинопроводе или двухобмоточном трансформаторе определяются по формуле⁶:

$$\Delta W_{н j} = 3 \cdot R \cdot \sum_{j=1}^M (I_j^2 \cdot \Delta t_j) \cdot 10^{-3} = R \cdot \sum_{j=1}^M \left(\frac{P_j^2 + Q_j^2}{U_j^2} \cdot \Delta t_j \right) \cdot 10^3, \text{ кВт.ч}, \quad (19)$$

где R – активное сопротивление ВЛ, КЛ, шинопровода или двухобмоточного трансформатора, Ом;

I_j – токовая нагрузка ВЛ, КЛ, шинопровода или двухобмоточного трансформатора, принимаемая на интервале времени Δt_j неизменной, А;

P_j, Q_j – значения активной и реактивной мощности ВЛ, КЛ, шинопровода или двухобмоточного трансформатора, принимаемые на интервале времени Δt_j неизменными, МВт, Мвар, соответственно;

U_j – значение напряжения на ВЛ, КЛ, шинопровода или двухобмоточного трансформатора, принятое на интервале Δt_j неизменным, кВ;

Δt_j – интервал времени, в течение которого нагрузка элемента сети с сопротивлением R принимается неизменной;

M – количество интервалов времени Δt_j в базовом периоде.

Нагрузочные потери электроэнергии в автотрансформаторе (трехобмоточном трансформаторе) определяются по формуле:

⁶ При расчете потерь электроэнергии в элементе сети номинальным напряжением ниже 1 кВ (участок сети) расчет выполняется по каждой фазе отдельно

$$\Delta W_{\text{н.тр.}j} = \sum_{j=1}^M 3 \cdot (I_{\text{АТ(ТР) В}j}^2 \cdot R_{\text{АТ(ТР) В}} + I_{\text{АТ(ТР) С}j}^2 \cdot R_{\text{АТ(ТР) С}} + I_{\text{АТ(ТР) Н}j}^2 \cdot R_{\text{АТ(ТР) Н}}) \cdot \Delta t_j \quad (20)$$

$$\sum_{j=1}^M \left(\frac{P_{\text{АТ(ТР) В}j}^2 + Q_{\text{АТ(ТР) В}j}^2}{U_{\text{АТ(ТР) В}j}^2} \cdot R_{\text{АТ(ТР) В}} + \frac{P_{\text{АТ(ТР) С}j}^2 + Q_{\text{АТ(ТР) С}j}^2}{U_{\text{АТ(ТР) С}j}^2} \cdot R_{\text{АТ(ТР) С}} + \frac{P_{\text{АТ(ТР) Н}j}^2 + Q_{\text{АТ(ТР) Н}j}^2}{U_{\text{АТ(ТР) Н}j}^2} \cdot R_{\text{АТ(ТР) Н}} \right) \cdot \Delta t_j \cdot 10^3$$

, кВт.ч,

где $P_{\text{АТ(ТР) В}j}$, $P_{\text{АТ(ТР) С}j}$, $P_{\text{АТ(ТР) Н}j}$, $Q_{\text{АТ(ТР) В}j}$, $Q_{\text{АТ(ТР) С}j}$, $Q_{\text{АТ(ТР) Н}j}$, $I_{\text{АТ(ТР) В}j}$, $I_{\text{АТ(ТР) С}j}$, $I_{\text{АТ(ТР) Н}j}$ – значения активной и реактивной мощностей, токовых нагрузок по обмоткам автотрансформатора (трехобмоточного трансформатора), принимаемые на интервале Δt_j неизменными, МВт, Мвар, А, соответственно;

$U_{\text{АТ(ТР) В}j}$, $U_{\text{АТ(ТР) С}j}$, $U_{\text{АТ(ТР) Н}j}$ – значения напряжения по высшей, средней и низшей обмоткам автотрансформатора (трехобмоточного трансформатора) на интервале времени Δt_j , кВ;

$R_{\text{АТ(ТР) В}}$, $R_{\text{АТ(ТР) С}}$, $R_{\text{АТ(ТР) Н}}$ – активные сопротивления обмоток автотрансформатора (трехобмоточного трансформатора), Ом.

При отсутствии измерений на низкой стороне автотрансформаторов на каждом интервале времени Δt_j расчетного периода T допускается выполнять расчет потерь электроэнергии по данным обмоток высшего и среднего напряжения.

Нагрузочные потери электроэнергии в токоограничивающем реакторе за базовый период определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{н.ТОР}} = 3 \cdot \Delta P_{\text{н.ТОР}} \cdot \sum_{j=1}^M \left(\frac{I_j}{I_{\text{н}}} \right)^2 \cdot \Delta t_j, \text{ кВт.ч}, \quad (21)$$

где $\Delta P_{\text{н.ТОР}}$ – значение потерь активной мощности в фазе реактора при его номинальном токе, кВт;

$I_{\text{н}}$ – значение номинального тока, А;

I_j – значение рабочего тока, принимаемого на интервале Δt_j неизменными, А.

22. Метод средних нагрузок

Нагрузочные потери электроэнергии в ВЛ, КЛ, шинопроводе или двухобмоточном трансформаторе определяются по формуле⁷:

$$\Delta W_{\text{н}} = k_{\text{к}} \cdot \Delta P_{\text{ср}} \cdot T \cdot k_{\text{ф}}^2, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (22)$$

где $\Delta P_{\text{ср}}$ – потери мощности в ВЛ, КЛ, шинопроводе или двухобмоточном трансформаторе при средних за период нагрузках, кВт, определяются по формуле (25);

$k_{\text{ф}}^2$ – квадрат коэффициента формы графика за период, о.е.;

$k_{\text{к}}$ – коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки (принимается равным 0,99), о.е.;

T – число часов в периоде, ч.

Коэффициент формы графика определяется по формуле:

$$k_{\text{ф}}^2 = \frac{1 + 2k_3}{3k_3}, \text{ о.е.}, \quad (23)$$

где k_3 – коэффициент заполнения графика определяется по формуле:

$$k_3 = \frac{W_0}{P_{\text{max}} T} = \frac{T_{\text{max}}}{T} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{max}}}, \text{ о.е.}, \quad (24)$$

где W_0 – отпуск электроэнергии в сеть за время T , кВт·ч;

T_{max} – число часов использования наибольшей нагрузки сети.

При отсутствии данных о коэффициенте заполнения графика нагрузки, для электрических сетей 6 кВ и выше необходимо принимать $k_3 = 0,7$, для электрических сетей ниже 1 кВ – $k_3 = 0,5$.

Нагрузочные потери мощности при средних за период нагрузках в ВЛ, КЛ, шинопроводе или двухобмоточном трансформаторе определяются по формуле:

$$\Delta P_{\text{ср}} = 3 \cdot I_{\text{ср}}^2 \cdot R \cdot 10^{-3} = \frac{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{ср}}^2}{U_{\text{ср}}^2} \cdot R = \frac{P_{\text{ср}}^2 \cdot (1 + \text{tg}^2 \varphi)}{U_{\text{ср}}^2} \cdot R \cdot 10^3, \text{ кВт}, \quad (25)$$

⁷ При расчете потерь электроэнергии в элементе сети номинальным напряжением ниже 1 кВ (участок сети) учитываются особенности расчета, описанные в п. 29 настоящего приложения.

49 где P_{cp} , Q_{cp} – средние значения активной и реактивной мощности за период T , МВт, Мвар;

$\operatorname{tg}\varphi$ – коэффициент реактивной мощности, о.е.;

U_{cp} – среднее напряжение элемента за период T , кВ;

I_{cp} – среднее значение токовой нагрузки, А, определяется по формуле (26);

R – активное сопротивление ВЛ, КЛ, шинпровода или двухобмоточного трансформатора, Ом.

Средняя нагрузка определяется по формуле:

$$P_{cp} = \frac{W_T}{T}, \text{ кВт};$$

$$I_{cp} = \frac{W_T}{\sqrt{3} \cdot U_{cp} \cdot T \cdot \cos \varphi}, \text{ А}, \quad (26)$$

где W_T – электроэнергия в узле за период T , кВт.ч.

Нагрузочные потери электроэнергии в автотрансформаторе (трехобмоточном трансформаторе) за период определяются по формуле:

$$\Delta W_{н.АТ(ТР)} = k_k \cdot \Delta P_{cp} \cdot T \cdot k_\varphi^2, \text{ кВт.ч}, \quad (27)$$

где ΔP_{cp} – потери мощности в автотрансформаторе (трехобмоточном трансформаторе) при средних за период нагрузках, кВт, определяются по формуле (28).

Коэффициент формы графика определяется по формулам (23-24).

Нагрузочные потери мощности при средних за период нагрузках в автотрансформаторах (трехобмоточных трансформаторах) определяются по формуле:

$$\begin{aligned} \Delta P_{н.АТ(ТР)} &= 3 \cdot (I_{CP АТ(ТР) В}^2 \cdot R_{АТ(ТР) В} + I_{CP АТ(ТР) С}^2 \cdot R_{АТ(ТР) С} + I_{CP АТ(ТР) Н}^2 \cdot R_{АТ(ТР) Н}) \\ &= \left(\frac{P_{CP АТ(ТР) В}^2 + Q_{CP АТ(ТР) В}^2}{U_{CP АТ(ТР) В}^2} \cdot R_{АТ(ТР) В} + \frac{P_{CP АТ(ТР) С}^2 + Q_{CP АТ(ТР) С}^2}{U_{CP АТ(ТР) С}^2} \cdot R_{АТ(ТР) С} + \right. \\ &+ \left. \frac{P_{CP АТ(ТР) Н}^2 + Q_{CP АТ(ТР) Н}^2}{U_{CP АТ(ТР) Н}^2} \cdot R_{АТ(ТР) Н} \right) \cdot 10^3 = \left(\frac{P_{CP АТ(ТР) В}^2 \cdot (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi)}{U_{CP АТ(ТР) В}^2} \cdot R_{АТ(ТР) В} + \right. \\ &+ \left. \frac{P_{CP АТ(ТР) С}^2 \cdot (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi)}{U_{CP АТ(ТР) С}^2} \cdot R_{АТ(ТР) С} + \frac{P_{CP АТ(ТР) Н}^2 \cdot (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi)}{U_{CP АТ(ТР) Н}^2} \cdot R_{АТ(ТР) Н} \right) \cdot 10^3 \end{aligned} \quad (28)$$

, кВт,

50 где $P_{CP AT(TP)B}$, $P_{CP AT(TP)C}$, $P_{CP AT(TP)H}$, $Q_{CP AT(TP)B}$, $Q_{CP AT(TP)C}$,

$Q_{CP AT(TP)H}$, $I_{CP AT(TP)B}$, $I_{CP AT(TP)C}$, $I_{CP AT(TP)H}$ – средние значения активной и реактивной мощностей, токовых нагрузок за период T по обмоткам автотрансформатора (трехобмоточного трансформатора), МВт, Мвар, А, соответственно;

$U_{CP AT(TP)B}$, $U_{CP AT(TP)C}$, $U_{CP AT(TP)H}$ – средние значения напряжения за период T по высшей, средней и нижней обмоткам автотрансформатора (трехобмоточного трансформатора), кВ;

$\operatorname{tg}\varphi$ – коэффициент реактивной мощности, о.е.;

$R_{AT(TP)B}$, $R_{AT(TP)C}$, $R_{AT(TP)H}$ – активные сопротивления обмоток автотрансформатора, Ом.

Средняя нагрузка определяется по формуле (26) для каждой обмотки отдельно.

При отсутствии измерений на низкой стороне автотрансформаторов за период T допускается выполнять расчет потерь электроэнергии по данным обмоток высшего и среднего напряжения.

Нагрузочные потери мощности в токоограничивающем реакторе с использованием среднего рабочего тока за период T :

$$\Delta W_{HTOP} = k_k \cdot \Delta P_{HTOP\text{ ср}} \cdot T \cdot k_{\phi}^2, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (29)$$

где $\Delta P_{HTOP\text{ ср}}$ – потери мощности в токоограничивающем реакторе при средних за период нагрузках узлов, кВт, определяются по формуле (30).

Коэффициент формы графика определяется по формулам (23-24).

Нагрузочные потери мощности при средних за период нагрузках в токоограничивающем реакторе определяются по формуле:

$$\Delta P_{HTOP} = 3 \cdot \Delta P_{HTOP\text{ ср}} \cdot \left(\frac{I_{cp}}{I_H} \right)^2, \text{ кВт}, \quad (30)$$

где I_{cp} – значение среднего рабочего тока в периоде T , А.

Средняя нагрузка определяется по формуле (26).

23. Расчет потерь напряжения на участке сети выполняется по формуле:

$$51 \quad \Delta U = \frac{P_1 \cdot R + Q_1 \cdot X}{U_1} + j \frac{P_1 \cdot X - Q_1 \cdot R}{U_1}, \text{ В}, \quad (31)$$

где P_1 – значение активной мощности в начале участка, кВт;

Q_1 – значение реактивной мощности в начале участка, квар;

R – значение активного сопротивления участка сети, Ом;

X – значение реактивного сопротивления участка сети, Ом;

U_1 – значение напряжения в начале участка, кВ.

Относительное значение потерь напряжения на участке сети определяется по формуле:

$$\Delta U_{\%} = \frac{U_1 - \sqrt{\left(\frac{P_1 \cdot R + Q_1 \cdot X}{U_1}\right)^2 + \left(\frac{P_1 \cdot X - Q_1 \cdot R}{U_1}\right)^2}}{U_1} \cdot 100, \%. \quad (31.1)$$

Методы расчета нагрузочных потерь электроэнергии в электрической сети в целом

24. Нагрузочные потери электроэнергии в электрической сети в целом могут быть рассчитаны одним из шести следующих 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 0,4 кВ;
- 6) расчета потерь электроэнергии в линиях 0,4 кВ в зависимости от величины падения напряжения.

Для электрических сетей ЕНЭС в электрической сети допускается использовать только метод оперативных расчетов и метод расчетных суток.

Потери мощности в сети при использовании для расчета потерь электроэнергии методов 1–4 рассчитываются на основе заданной схемы сети и нагрузок ее элементов, определенных с помощью измерений или с помощью расчета нагрузок элементов электрической сети в соответствии с настоящей Методикой.

Потери электроэнергии по методам 2–4 могут 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 период определяют как сумму потерь, рассчитанных для входящих в данный период месяцев (расчетных интервалов).

При отсутствии информации о коэффициентах мощности нагрузки ($\cos\phi$) принимается: для сетей ВН использовать значение 0,85 о.е., для сетей СН1-НН использовать значение 0,9 о.е.

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

$$\Delta W = 3 \cdot \sum_{i=1}^n R_i \cdot \sum_{j=1}^m I_{ij}^2 \cdot \Delta t_{ij} \cdot 10^{-3}, \text{ кВт.ч}, \quad (32)$$

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, час;
 m - число интервалов времени.

Токовые нагрузки элементов сети определяются на основе данных диспетчерских ведомостей, оперативных измерительных комплексов и автоматизированных систем учета электрической энергии.

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

$$\Delta W_H = \sum_{i=1}^N \Delta W_{iH}^{\min} + \sum_{j=1}^M \Delta W_{jH}^{\max}, \text{ кВт.ч}, \quad (33)$$

- количество месяцев, относимых к условным периодам лета и зимы, соответственно. $N+M=12$;
- где N, M - периоды лета и зимы, соответственно. $N+M=12$;
- ΔW_{iH}^{\min} - нагрузочные потери в каждом i -м месяце периода «минимальных нагрузок», кВт.ч;
- ΔW_{jH}^{\max} - нагрузочные потери в каждом j -м месяце периода «максимальных нагрузок», кВт.ч;

Отнесение месяца к условному периоду «минимальных нагрузок» и «максимальных нагрузок» определяется для года исходя из сравнения среднего арифметического значения отпусков электроэнергии в сеть (для ЕНЭС – отпуск из сети) за год с отпуском электроэнергии в сеть (для ЕНЭС – отпуск из сети) каждого месяца. Месяцы, в которых отпуск электроэнергии в сеть (для ЕНЭС – отпуск из сети) меньше или равен среднему значению, относятся к месяцам «минимальных нагрузок», остальные месяцы года – к месяцам «максимальных нагрузок».

Нагрузочные потери электроэнергии в каждом из месяцев определяется по формулам:

$$\Delta W_{iH}^{\min} = \Delta W_{iH}^{\min б} \cdot \left(\frac{W_{OC i}}{W_{OC \min}} \right)^2 \cdot D_{эi} \cdot k_{фг \min}^2 \cdot k_{л}, \text{ кВт.ч}, \quad (34)$$

$$\Delta W_{iH}^{\max} = \Delta W_{iH}^{\max б} \cdot \left(\frac{W_{OC i}}{W_{OC \max}} \right)^2 \cdot D_{эi} \cdot k_{фг \max}^2 \cdot k_{л} \cdot \text{кВт.ч}, \quad (34.1)$$

- где $\Delta W_{iH}^{\min б}$ - потери электроэнергии в базовых сутках периода «минимальных нагрузок», кВт.ч;

- потери электроэнергии в базовых сутках периода «максимальных нагрузок», кВт.ч;
- $\Delta W_{iH}^{maxб}$
- W_{OCi} - отпуск электроэнергии в сеть i месяца, кВт.ч;
- W_{OCmin} - отпуск электроэнергии в сеть базового месяца периода «минимальных нагрузок», кВт.ч;
- W_{OCmax} - отпуск электроэнергии в сеть базового месяца периода «максимальных нагрузок», кВт.ч;
- $k_{фгmin}^2$ - квадрат коэффициента формы графика суточных отпусков электроэнергии в сеть (график с числом значений, равным числу дней в базовом месяце периода «минимальных нагрузок»), о.е.;
- $k_{фгmax}^2$ - квадрат коэффициента формы графика суточных отпусков электроэнергии в сеть (график с числом значений, равным числу дней в базовом месяце периода «максимальных нагрузок»), о.е.;
- $D_{эi}$ - эквивалентное число дней в i -ом месяце, дней;
- k_k - коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки различных ветвей сети, о.е.;
- $k_{л}$ - коэффициент, учитывающий влияние потерь в арматуре ВЛ и принимаемый равным 1,02 для линий напряжением 110 кВ и выше и равным 1,0 для линий более низких напряжений, о.е.

Потери электроэнергии в базовых сутках $\Delta W_{iH}^{minб}$, $\Delta W_{iH}^{maxб}$ определяются как сумма потерь мощности, рассчитанная для каждого часового интервала расчетных суток (максимальная продолжительность интервала – один час).

Коэффициент $k_{ф.м}^2$ определяется по формуле:

$$k_{ф.м}^2 = \sum_{i=1}^{D_m} W_i^2 / (W_{ср.сут}^2 D_m), \text{ о.е.} \quad (35)$$

где W_i - отпуск электроэнергии в сеть (для ЕНЭС – отпуск из сети) за i -й день базового месяца, кВт.ч;

D_m

При отсутствии данных об отпуске электроэнергии в сеть (для ЕНЭС – отпуске из сети) за каждые сутки месяца коэффициент $k_{\text{ф.м}}^2$ определяется по формуле:

$$k_{\text{ф.м}}^2 = \frac{(D_p + k_w^2 D_{\text{н.р}}) D_m}{(D_p + k_w D_{\text{н.р}})^2},$$

(36)

где $D_p, D_{\text{н.р}}$ - число рабочих и нерабочих дней в месяце ($D_m = D_p + D_{\text{н.р}}$);
 k_w - отношение значений энергии, потребляемой в средний нерабочий и средний рабочий дни $k_w = W_{\text{н.р}} / W_p$, о.е.

Эквивалентное число дней в i -ом месяце определяется по формуле:

$$D_{\text{э}i} = D_p + k_w \cdot D_{\text{н.р}}. \quad (37)$$

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

$$\Delta W_{\text{н}j} = k_{\text{л}} k_{\text{к}} \Delta P_{\text{ср}} T_j k_{\text{ф}}^2, \text{ кВт.ч}, \quad (38)$$

где $\Delta P_{\text{ср}}$ - потери мощности в сети при средних за расчетный интервал нагрузках узлов, кВт;
 $k_{\text{ф}}^2$ - квадрат коэффициента формы графика суммарной нагрузки сети за расчетный интервал, о.е.;
 $k_{\text{к}}$ - коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки различных ветвей сети, о.е.;
 T_j - продолжительность j -го расчетного интервала, ч.

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

$$k_{\text{ф}}^2 = \sum_{i=1}^m P_i^2 \Delta t_i / (P_{\text{ср}}^2 T), \quad (39)$$

- 56 - значение нагрузки на i -й ступени графика
- где P_i - продолжительностью Δt_i , кВт;
- m - число ступеней графика на расчетном интервале;
- P_{cp} - средняя нагрузка сети за расчетный интервал, кВт.

Коэффициент k_k в формуле (38) принимается равным 0,99. Для сетей 6–20 кВ и радиальных линий 35 кВ вместо значений P_i и P_{cp} в формуле (39) могут использоваться значения тока головного участка I_i и I_{cp} . В этом случае коэффициент k_k принимают равным 1,02.

Допускается определять коэффициент формы графика за расчетный интервал по формуле:

$$k_{\phi}^2 = k_{\phi.c}^2 \cdot k_{\phi.m}^2 \cdot k_{\phi.N}^2, \text{ о.е.}, \quad (40)$$

- где $k_{\phi.c}^2$ - квадрат коэффициента формы суточного графика дня контрольных замеров, рассчитанный по формуле (39);
- $k_{\phi.N}^2$ - квадрат коэффициента формы графика месячных отпусков электроэнергии в сеть (график с числом значений, равным числу месяцев в расчетном интервале), рассчитываемый по формуле:

$$k_{\phi.N}^2 = \sum_{i=1}^{N_j} W_{mi}^2 / (N_j \cdot W_{cp.мес}^2), \text{ о.е.}, \quad (41)$$

- где W_{mi} - отпуск электроэнергии в сеть за i -й месяц расчетного интервала, кВт.ч;
- $W_{cp.мес}$ - среднемесячный отпуск электроэнергии в сеть за месяцы расчетного интервала, кВт.ч .

При расчете потерь за месяц $k_{\phi.N}^2 = 1$.

При отсутствии графика нагрузки значение k_{ϕ}^2 определяется по формуле:

$$k_{\phi}^2 = \frac{1 + 2k_3}{3k_3}. \quad (42)$$

Коэффициент заполнения графика суммарной нагрузки сети k_3 определяется по формуле:

$$k_3 = \frac{W_o}{P_{max} T} = \frac{T_{max}}{T} = \frac{P_{cp}}{P_{max}}, \quad (43)$$

- отпуск электроэнергии в сеть за время T , кВт.ч;

где W_o
 T_{\max} - число часов использования наибольшей нагрузки сети, ч.

Средняя нагрузка i -го узла определяется по формуле:

$$P_{\text{ср } i} = \frac{W_i}{T}, \text{ кВт}, \quad (44)$$

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

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

$$\Delta W_{n,j} = k_{л} k_k \Delta P_{\max} T_j \tau_o, \text{ кВт.ч}, \quad (45)$$

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

Относительное число часов наибольших потерь мощности определяется по формуле:

$$\tau_o = \sum_{i=1}^m P_i^2 \Delta t_i / (P_{\max}^2 T_j), \text{ о.е.}, \quad (46)$$

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

Коэффициент k_k в формуле (45) принимается равным 1,03. Для сетей 6–20 кВ и радиальных линий 35 кВ вместо значений P_i и P_{\max} в формуле (46) могут использоваться значения тока головного участка I_i и I_{\max} . В этом случае коэффициент k_k принимается равным 1,0.

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

$$\tau_o = \tau_c \cdot \tau_m \cdot \tau_N \quad (47)$$

где τ_c - относительное число часов наибольших потерь мощности, рассчитанное по формуле (46) для суточного графика дня контрольных замеров, о.е.

Значения τ_m и τ_N рассчитывается по формулам:

$$\tau_m = \frac{D_p + k_w^2 D_{н.р}}{D_m}; \quad (48)$$

$$\tau_N = \sum_{i=1}^{N_j} W_{mi}^2 / (N_j W_{м.р}^2),$$

(49)

где $W_{м.р}$ - отпуск электроэнергии в сеть в расчетном месяце, кВт.

При расчете потерь за месяц $\tau_N = 1$.

При отсутствии графика нагрузки значение τ_o определяется по формуле:

$$\tau_o = \frac{k_3 + 2k_3^2}{3}. \quad (50)$$

29. Методы расчета потерь электроэнергии в сети 0,4 кВ

Нагрузочные потери электроэнергии в сети 0,4 кВ рассчитываются следующими методами:

оценки потерь электроэнергии на основе зависимости потерь от обобщенной информации о схемах и нагрузках сети;

расчета потерь электроэнергии в линиях 0,4 кВ в зависимости от величины падения напряжения;

поэлементного расчета потерь мощности и электроэнергии с использованием схемы электрической сети и ее режимных параметров.

Метод оценки потерь электроэнергии на основе зависимости потерь от обобщенной информации о схемах и нагрузках сети

Потери электроэнергии в N линиях 0,4 кВ со средним сечением головных участков $F_{г.ср}$, мм², отпуском электроэнергии в линии $W_{0,4}$, тыс.кВт.ч, за период D , дней, рассчитываются в соответствии с методом

59 оценки потерь электроэнергии на основе зависимости потерь от обобщенной информации о схемах и нагрузках сети (*) по формуле:

$$\Delta W = k_{0,4} \cdot \left(\frac{W_{0,4}}{N} \right)^2 \cdot \frac{(1 + \operatorname{tg}^2 \varphi) \cdot L_{\text{экв}}}{F_{\text{г ср}} \cdot D} \cdot \frac{1 + 2 \cdot k_3}{3 \cdot k_3}, \text{ тыс. кВт.ч,} \quad (51)$$

где $L_{\text{экв}}$ - эквивалентная суммарная длина линий, км;
 $\operatorname{tg} \varphi$ - средний коэффициент реактивной мощности, о.е.;
 $k_{0,4}$ - коэффициент, учитывающий характер распределения нагрузок по длине линии и неодинаковость нагрузок фаз.

* П р и м е ч а н и я:

1) Метод оценки потерь электроэнергии на основе зависимости потерь от обобщенной информации о схемах и нагрузках сети может применяться для расчета потерь электроэнергии в совокупности линий общим количеством не менее суммарного количества линий, отходящих от 150 шт. трансформаторов 6-20/0,4 кВ или более. Для электрических сетей меньшего объема применяются:

- метод расчета потерь электроэнергии в линиях 0,4 кВ в зависимости от величины падения напряжения

- метод поэлементного расчета потерь мощности и электроэнергии с использованием схемы электрической сети и ее режимных параметров.

2) при определении $W_{0,4}$ исключается объем электроэнергии, переданный потребителям, подключенным непосредственно к шинам питающих подстанций.

3) в случае, если среднее количество линий, отходящих от одного трансформатора, составляет 3 шт. и менее, необходимо подтверждение в виде предоставления схем электрической сети НН.

Эквивалентная суммарная длина N линий определяется по формуле (*):

$$L_{\text{экв}} = L_{\text{м}} + 0,44 L_{2-3} + 0,22 L_1, \text{ км,} \quad (52)$$

где $L_{\text{м}}$ - суммарная длина магистралей N линий 0,4 кВ, км;
 L_{2-3} - суммарная длина двухфазных и трехфазных ответвлений N линий 0,4 кВ, км;
 L_1 - суммарная длина однофазных ответвлений N линий 0,4 кВ, км.

* П р и м е ч а н и я:

1. При определении магистрали одной линии 0,4 кВ рассчитывается наибольшее расстояние от шин 0,4 кВ распределительного трансформатора 6–20/0,4 кВ до наиболее удаленного потребителя присоединенного к трехфазной или двухфазной линии.

2. При определении эквивалентной длины линии в длину ответвления не включаются электрические сети, относящиеся к общедомовому имуществу многоквартирных жилых домов (в том числе внутридомовые электрические сети), а также

ответвления к жилым домам, если граница балансовой принадлежности (эксплуатационной ответственности) находится на опоре.

При наличии алюминиевых, стальных и медных проводов в магистрали или ответвлениях в формулу (52) подставляют длины линий, определяемые по формуле:

$$L = L_a + 4 L_c + 0,6 L_{\text{мед}}, \text{ км}, \quad (53)$$

где $L_a, L_c, L_{\text{мед}}$ - длины алюминиевых, стальных и медных проводов, соответственно, км.

Коэффициент $k_{0,4}$ определяют по формуле:

$$k_{0,4} = k_u (7,002 - 2,403d_p - 1,332d_p^2) \cdot (1,125 + 0,126 \cdot d_p), \quad (54)$$

где d_p - доля энергии, отпускаемой населению, проживающему в индивидуальных жилых домах, по отношению к суммарному отпуску в сеть 0,4 кВ, о.е.;

k_u - коэффициент, принимаемый равным 1 для линии 400/230 В и равным 3 для линии 220/127 В.

Коэффициент $F_{\text{г ср}}$ определяется по формуле*:

$$F_{\text{г ср}} = \frac{\sum_{i=1}^N F_{\text{гi}} \cdot L_{\text{гi}}}{\sum_{i=1}^N L_{\text{гi}}}, \text{ мм}^2, \quad (55)$$

где $F_{\text{гi}}$ – сечение головного участка i -ой линии, мм²;

$L_{\text{гi}}$ – длина головного участка i -ой линии, км.

*П р и м е ч а н и е: Длина головного участка определяется как суммарная протяженность участков сети одинакового сечения от центра питания до первого разветвления электрической сети или до первой подключенной к узлу сети нагрузки.

При отсутствии данных о коэффициенте заполнения графика i (или) коэффициенте реактивной мощности, принимается $k_3 = 0,5$; $\text{tg } \varphi = 0,48$ (соответствует $\cos \varphi = 0,9$).

При отсутствии учета электроэнергии, отпускаемой в линии 0,4 кВ, ее значение определяется, вычитанием из энергии, отпущенной в сеть 6-20 кВ, потерь в оборудовании 6-20 кВ и энергии, отпущенной в трансформаторные подстанции (далее – ТП) 6-20/0,4 кВ, энергии, отпущенной потребителям, подключенным к шинам ТП и в линии 0,4 кВ, находящиеся на балансе потребителей.

Метод расчета потерь электроэнергии в линиях 0,4 кВ в зависимости от величины падения напряжения

Метод расчета потерь электроэнергии в линиях 0,4 кВ в зависимости от величины падения напряжения может применяться для расчета потерь электроэнергии в линиях, отходящих от 150 шт. трансформаторов 6-20/0,4 кВ или менее. Для электрических сетей большего объема применяются:

- метод оценки потерь электроэнергии на основе зависимости потерь от обобщенной информации о схемах и нагрузках сети;
- метод поэлементного расчета потерь мощности и электроэнергии с использованием схемы электрической сети и ее режимных параметров.

Для реализации метода расчета потерь электроэнергии в линиях 0,4 кВ в зависимости от величины падения напряжения производятся измерения уровней фазных напряжений на шинах ТП и в электрически удаленной точке линии 0,4 кВ в режиме максимальной нагрузки. По данным измерений определяется абсолютная и относительная величина потерь напряжения (ΔU) в процентах по отношению к среднему фазному напряжению на шинах 0,4 кВ ТП 6-20/0,4 кВ. При отсутствии результатов измерения уровней фазных напряжений в базовом периоде на шинах ТП и в электрически удаленной точке использование метода запрещается.

Потери электроэнергии в линии напряжением 0,4 кВ (от % отпуска электроэнергии в сеть) определяются по формуле:

$$\Delta W_{\%} = 0,7 K_{\text{нер}} \Delta U \frac{\tau}{T_{\text{макс}}}, \quad \% \quad (56)$$

62 - потеря напряжения в максимум нагрузки сети от шин
 где ΔU ТП до наиболее электрически удаленного
 электроприемника, %;
 $K_{\text{нер}}$ - коэффициент, учитывающий неравномерность
 распределения нагрузок по фазам, о.е.

Если измеренные уровни фазных напряжений на шинах ТП различны, то при определении ΔU напряжение на шинах ТП принимается как среднее арифметическое из трех измеренных значений. Если в электрически удаленной точке линии 0,4 кВ в режиме максимальной нагрузки фазное напряжение измерялось на трехфазном вводе и получены все фазные напряжения, в качестве расчетного принимается минимальное из трех измеренных значений.

Коэффициент $K_{\text{нер}}$ определяется по формуле:

$$K_{\text{нер}} = 3 \frac{I_a^2 + I_b^2 + I_c^2}{(I_a + I_b + I_c)^2} \cdot \left(1 + 1,5 \frac{R_n}{R_\phi}\right) - 1,5 \frac{R_n}{R_\phi}, \quad (57)$$

где I_a, I_b, I_c - измеренные токовые нагрузки фаз, А;
 R_n, R_ϕ - отношение сопротивлений нулевого и фазного проводов,
 Ом.

При отсутствии данных о токовых нагрузках фаз следует принимать:

$$\begin{aligned} \text{для линий с } R_n/R_\phi = 1 & \quad K_{\text{нер}} = 1,13; \\ \text{для линий с } R_n/R_\phi = 2 & \quad K_{\text{нер}} = 1,2. \end{aligned}$$

Число часов наибольших потерь мощности в формуле (56) определяется по формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{1000}\right)^2 \cdot 8760, \text{ ч.}, \quad (58)$$

где T_{max} - число часов использования максимальной нагрузки, час.

Метод поэлементного расчета потерь мощности и электроэнергии с использованием схемы электрической сети и ее режимных параметров

При необходимости точного расчета потерь электроэнергии в электрических сетях 0,4 кВ и при наличии достаточного количества исходной информации, а также при расчете потерь электроэнергии в отдельных линиях 0,4 кВ рекомендуется использовать методы поэлементного расчета потерь мощности и электроэнергии с использованием схемы электрической сети и ее режимных параметров.

Расчет потерь электроэнергии выполняется методом средних нагрузок по формуле:

$$\Delta W_{н. j} = k_{л} k_{к} K_{нер} \Delta P_{ср} T_j k_{\phi}^2, \text{ кВт.ч,} \quad (59)$$

- где $\Delta P_{ср}$ - потери мощности в сети при средних за расчетный интервал нагрузках узлов, кВт;
- k_{ϕ}^2 - квадрат коэффициента формы графика суммарной нагрузки сети за расчетный интервал;
- $k_{к}$ - коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки различных ветвей сети;
- $K_{нер}$ - коэффициент, учитывающий неравномерность распределения нагрузок по фазам (для однофазного участка сети коэффициент равен 1);
- T_j - продолжительность j-го расчетного интервала, ч.

В зависимости от исполнения участка для расчета потерь мощности и напряжения в сети при средних за расчетный интервал нагрузках узлов используются следующие формулы:

Участок сети с тремя фазами:

Потери мощности на участке сети определяются по формуле:

$$\Delta P_{3\phi} = 3 \cdot I_{1\phi ср}^2 \cdot R_{1\phi} \cdot 10^{-3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{P_{3\phi ср}^2 + Q_{3\phi ср}^2}{U_{\phi ср}^2} \cdot R_{1\phi} \cdot 10^3, \text{ кВт,} \quad (60)$$

- средний за расчётный интервал T фазный ток в одной фазе, А;
- где $I_{1\phi \text{ ср}}$ - активное сопротивление одной фазы, Ом;
- $R_{1\phi}$ - средние суммарные значения активной и реактивной мощности за период T в трех фазах, МВт, Мвар;
- $P_{3\phi \text{ ср}}, Q_{3\phi \text{ ср}}$ - среднее фазное напряжение в узле элемента за период T , кВ.
- $U_{\phi \text{ ср}}$

Потери напряжения на участке сети определяются по формуле:

$$\Delta U_{3\phi} = \frac{S_{3\phi(1)}}{3 \cdot U_{\phi(1)}} \cdot Z_{1\phi}, \text{ кВ.} \quad (61)$$

- где $Z_{1\phi}$ - полное комплексное сопротивление одной фазы на участке сети, $Z_{1\phi} = R_{1\phi} + jX_{1\phi}$, Ом;
- $S_{3\phi(1)}$ - суммарное значение полной мощности в трех фазах в начале участка сети, МВА;
- $U_{\phi(1)}$ - фазное напряжение в начале участка сети, кВ.

Участок сети с двумя фазами:

Потери мощности определяются по формуле:

$$\Delta P_{2\phi} = 2 \cdot I_{1\phi \text{ ср}}^2 \cdot R_{1\phi} \cdot 10^{-3} = \frac{1}{2} \cdot \frac{P_{2\phi \text{ ср}}^2 + Q_{2\phi \text{ ср}}^2}{U_{\phi \text{ ср}}^2} \cdot R_{1\phi} \cdot 10^3, \text{ кВт,} \quad (62)$$

- где $I_{1\phi \text{ ср}}$ - средний за расчётный интервал T фазный ток в одной фазе, А;
- $R_{1\phi}$ - активное сопротивление одной фазы, Ом;
- $P_{2\phi \text{ ср}}, Q_{2\phi \text{ ср}}$ - средние суммарные значения активной и реактивной мощности за период T в двух фазах, МВт, Мвар;
- $U_{\phi \text{ ср}}$ - среднее фазное напряжение в узле элемента за период T , кВ.

Потери напряжения на участке сети определяются по формуле:

$$\Delta U_{2\phi(1-2)} = \frac{1}{2} \cdot \frac{S_{2\phi(1)}}{U_{\phi(1)}} \cdot (Z_{1\phi(1-2)} + 0,5 \cdot Z_{n(1-2)}). \quad (63)$$

- где $Z_{1\phi(1-2)}$ - полное комплексное сопротивление одной фазы на

- 65 участке сети (1-2), $Z_{1\Phi(1-2)} = R_{1\Phi(1-2)} + jX_{1\Phi(1-2)}$, Ом;
- $Z_{H(1-2)}$ - полное комплексное сопротивление нулевого провода на
участке сети (1-2), $Z_{H(1-2)} = R_{H(1-2)} + jX_{H(1-2)}$, Ом;
- $S_{2\Phi(1)}$ - суммарное значение полной мощности в двух фазах в
начале участка сети, МВА;
- $U_{\Phi(1)}$ - фазное напряжение в начале участка сети, кВ.

Участок сети с одной фазой:

Потери мощности определяются по формуле:

$$\Delta P_{1\Phi} = I_{1\Phi \text{ ср}}^2 \cdot R_{1\Phi} \cdot 10^{-3} = \frac{P_{1\Phi \text{ ср}}^2 + Q_{1\Phi \text{ ср}}^2}{U_{\Phi \text{ ср}}^2} \cdot R_{1\Phi} \cdot 10^3. \quad (64)$$

- где $I_{1\Phi \text{ ср}}$ - средний за расчётный интервал T фазный ток в одной
фазе, А;
- $R_{1\Phi}$ - активное сопротивление одной фазы, Ом;
- $P_{1\Phi \text{ ср}}$,
 $Q_{1\Phi \text{ ср}}$ - средние суммарные значения активной и реактивной
мощности за период T в одной фазе, МВт, Мвар;
- $U_{\Phi \text{ ср}}$ - среднее фазное напряжение в узле элемента за период T ,
кВ.

Потери напряжения определяются по формуле:

$$\Delta U_{2\Phi} = \frac{S_{1\Phi}}{U_{\Phi}} \cdot (Z_{1\Phi} + Z_H). \quad (65)$$

- где $Z_{1\Phi(1-2)}$ - полное комплексное сопротивление одной фазы на
участке сети (1-2), $Z_{1\Phi(1-2)} = R_{1\Phi(1-2)} + jX_{1\Phi(1-2)}$, Ом;
- $Z_{H(1-2)}$ - полное комплексное сопротивление нулевого провода на
участке сети (1-2), $Z_{H(1-2)} = R_{H(1-2)} + jX_{H(1-2)}$, Ом;
- $S_{1\Phi(1)}$ - суммарное значение полной мощности в одной фазе в
начале участка сети, МВА;
- $U_{\Phi(1)}$ - фазное напряжение в начале участка сети, кВ.

IV. Порядок расчета потерь, обусловленных допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии

Абсолютные потери электроэнергии (тыс.кВт.ч), обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии ($\Delta W_{\text{погр.б}}$), определяются как предельное значение величины допустимого небаланса электроэнергии в целом по электрической сети с учетом данных за базовый период по формуле:

$$\Delta W_{\text{погр.б}} = 0,01 \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^n \delta_i^2 \cdot W_i^2 + \sum_{j=1}^m \delta_j^2 \cdot W_j^2 + \frac{\delta_3^2}{k_3} \cdot W_3^2 + \frac{\delta_1^2}{k_1} \cdot W_1^2}, \quad (66)$$

- где δ_i (δ_j) - погрешность измерительного канала принятой (отданной) активной электроэнергии по электрической сети, %;
- W_i (W_j) - прием (отдача) электроэнергии, зафиксированные измерительными каналами активной электроэнергии по электрической сети, тыс.кВт.ч;
- n - количество точек учета, фиксирующих прием электроэнергии, шт.;
- m - количество точек учета, фиксирующих отдачу электроэнергии, в том числе крупным потребителям, шт.;
- k_3 - количество точек учета трехфазных потребителей (за минусом, учтенных в «т»), шт.;
- k_1 - количество точек учета однофазных потребителей (за минусом, учтенных в «т»), шт.;
- W_3 - потребление электроэнергии трехфазными потребителями (за минусом, учтенных в «т»), тыс.кВт.ч;
- W_1 - потребление электроэнергии однофазными потребителями (за минусом, учтенных в «т»), тыс.кВт.ч.

Относительные потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии, для ТСО в базовом периоде равны:

$$\Delta W_{\text{погр.Б, \%}} = \frac{\Delta W_{\text{погр.Б}} \cdot 100}{W_{\text{ос.Б}}}, \%, \quad (67)$$

где $W_{\text{ос.Б}}$ - отпуск электроэнергии в сеть в целом по электрической сети за базовый период.

Относительные потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии, для ЕНЭС в базовом периоде равны:

$$\Delta W_{\text{погр.Б, \%}} = \frac{\Delta W_{\text{погр.Б}} \cdot 100}{W_{\text{отп.Б}}}, \%, \quad (68)$$

где $W_{\text{отп.Б}}$ - отпуск электроэнергии из сети в целом по электрической сети за базовый период.

Погрешность измерительного канала активной электроэнергии определяется по формуле:

$$\delta = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{\text{сч}}^2 + \delta_{\text{тт}}^2 + \delta_{\text{тн}}^2 + \delta_{\text{л}}^2}, \quad (69)$$

где $\delta_{\text{сч}}$, $\delta_{\text{тт}}$, $\delta_{\text{тн}}$ - основные допустимые погрешности счетчиков, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения при нормальных условиях (принимаются по значению классов точности), %;

$\delta_{\text{л}}$ - предел допустимых потерь напряжения в линиях присоединения счетчиков к ТН, принимается равным 0,25%.

Потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии, по уровням напряжения распределяются пропорционально отпуску электроэнергии в сеть (для ЕНЭС – к отпуску из сети) по уровням напряжения как в базовом, так и в регулируемом периодах.

В случае если в базовом году технологические потери электроэнергии превышают фактические (отчетные) потери электроэнергии в целом или хотя бы по одному уровню напряжения, то в регулируемом году потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета, принимаются равными нулю.

В случае если отпуск электроэнергии в сеть ТСО определяется на основании результатов измерений по измерительным комплексам общим количеством 10 или менее штук, то потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии, принимаются равными нулю.

Приложение 2

к Инструкции по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям

Номенклатура элементов расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций

Номенклатура включает расход электроэнергии на следующие цели:

охлаждение трансформаторов и автотрансформаторов;

обогрев, освещение и вентиляцию помещений (ОПУ, ЗРУ, ОВБ аккумуляторной, компрессорной, насосной пожаротушения, здание вспомогательных устройств синхронных компенсаторов, проходной);

освещение территории;

питание зарядно-подзарядных устройств аккумуляторных батарей;

питание оперативных цепей и цепей управления (на подстанциях с переменным оперативным током);

обогрев ячеек КРУН (с аппаратурой релейной защиты и автоматики, счетчиками или выключателями) и релейных шкафов наружной установки;

обогрев приводов и баков масляных выключателей;

обогрев приводов отделителей и короткозамыкателей;

обогрев приводов и маслобаков переключающих устройств РПН;

обогрев электродвигательных приводов разъединителей;

обогрев электросчетчиков в неотапливаемых помещениях;

обогрев агрегатных шкафов и шкафов управления воздушных выключателей;

питание компрессоров;

обогрев воздухооборников;

питание вспомогательных устройств синхронных компенсаторов (масляные, циркуляционные и дренажные насосы, задвижки, автоматика);

электропитание аппаратуры связи и телемеханики;

обеспечение электроэнергией небольших по объему ремонтных работ, выполняемых в процессе эксплуатации;

прочие: электроэнергия для дренажных насосных, устройств РПН, дистилляторов, и т.д.

К расходу электроэнергии на собственные нужды подстанций относится также расход электроэнергии на электроприемники, наличие которых обусловлено спецификой эксплуатации оборудования подстанций: кондиционирование помещения щита управления (жаркая климатическая зона), обогрев дорожек к оборудованию на открытой части подстанции (в районах с обильными снегопадами) и т.п.

Из расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций должен быть исключен расход электроэнергии на хозяйственные нужды.

Приложение 3

к Инструкции по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям

Перечень рекомендуемых мероприятий по снижению технологических потерь электроэнергии

Индекс мероприятия	Наименование мероприятия	Единицы измерения физических объемов выполнения мероприятий		Пояснения к единицам измерения
		3	4	
1	2	3	4	5
1	Мероприятия по оптимизации режимов, ремонту и эксплуатационному обслуживанию электрических сетей			
1.1	Оптимизация мест размыкания линий ВН – СН2	Расчеты, шт	ВЛ, шт	Количество оптимизационных расчетов и размыкаемых линий и в соответствии с результатами расчета
1.2.	Оптимизация установившихся режимов электрической сети: по реактивной мощности по активной мощности	Расчеты, шт	трансформаторов, шт	Количество оптимизационных расчетов и трансформаторов, на которых устанавливаются оптимальные коэффициенты трансформации в соответствии с результатами расчетов.
1.3.	Оптимизация распределения нагрузки между подстанциями основной электрической сети 110 кВ и выше переключениями в ее схеме	шт.	шт.	Количество оптимизационных расчетов и переключаемых линий в схеме электрической сети в соответствии с результатами расчета
1.4.	Оптимизация мест размыкания контуров электрических сетей с различными номинальными напряжениями 220 кВ и выше 35 – 110 кВ 20 кВ и ниже	шт.	шт.	Количество оптимизационных расчетов и размыкаемых линий в соответствии с результатами расчетов (отдельно по напряжениям)
1.5.	Оптимизация рабочих напряжений в центрах питания радиальных электрических сетей 220 кВ и выше 35 – 110 кВ 6-20 кВ 1 кВ и ниже	шт.		Количество центров питания, в которых оптимизируются напряжения (отдельно по напряжениям)
1.6.	Отключение в режимах малых нагрузок:			
	линий электропередачи в замкнутых электрических сетях и на двухцепных линиях: 220 кВ и выше 35 – 110 кВ 20 кВ и ниже	количество ВЛ, шт	км	Количество и длина отключаемых линий (отдельно по напряжениям)

72	трансформаторов на подстанциях с двумя и более трансформаторами: 220 кВ и выше 35 – 110 кВ 20 кВ и ниже	тыс. ч	кВ·А	Число часов отключения и мощность отключаемых трансформаторов (отдельно по напряжениям)
1.7.	Отключение трансформаторов на подстанциях с сезонной нагрузкой: 220 кВ и выше 35 – 110 кВ 20 кВ и ниже	тыс. ч	кВ·А	Число часов отключения и мощность отключаемых трансформаторов (отдельно по напряжениям)
1.8.	Выравнивание нагрузок фаз в электрических сетях 0,4 кВ	шт.		Количество распределительных линий 0,4 кВ, в которых производятся работы по выравниванию нагрузок
1.9.	Сокращение продолжительности технического обслуживания и ремонта основного оборудования электрических сетей:			
	линий 220 кВ и выше 35 – 110 кВ 6-20 кВ 1 кВ и ниже	км	ч	Общая длина линий в одноцепном измерении, мощность трансформаторов, количество элементов, влияющих на режим работы сети, на которых сокращается продолжительность и суммарная продолжительность работ (отдельно по напряжениям)
	трансформаторов 220 кВ и выше 35 – 110 кВ 20 кВ и ниже	кВ·А	ч	
	генераторов 20 кВ и ниже	шт.	ч	
	синхронных компенсаторов 220 кВ и выше 35 – 110 кВ 20 кВ и ниже	шт	ч	
	комплексных ремонтов оборудования распределительных устройств: ячеек, шин и др. 220 кВ и выше 35 – 110 кВ 6-20 кВ 1 кВ и ниже	шт	ч	
1.10.	Снижение расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций	шт		Количество подстанций, на которых снижается расход электроэнергии
1.11.	Стимулирование потребителей электроэнергии к выравниванию графиков нагрузки	шт		Количество потребителей для которых выполнено стимулирование
1.12.	Ввод в работу неиспользуемых средств автоматического регулирования напряжения (АРН) на трансформаторах с РПН 220 кВ и выше 35 – 110 кВ 20 кВ и ниже	шт		Количество введенных средств АРН (отдельно по высшим напряжениям трансформаторов и автотрансформаторов подстанций)
1.13.	Выполнение ремонтов под напряжением на ВЛ 220 кВ и выше 35 – 110 кВ 6-20 кВ 1 кВ и ниже	км	ч	Суммарная протяженность линий электропередачи, на которых проводятся работы под напряжением, и продолжительность этих работ (отдельно по напряжениям)
2.	Мероприятия по модернизации, реконструкции и вводу в работу энергосберегающего оборудования.			
2.1.	Установка и ввод в работу устройств компенсации реактивной мощности в			Количество и установленная мощность компенсирующих

73	электрических сетях энергосистемы:			устройств
	батарей конденсаторов (БСК) (новое строительство и увеличение установленной мощности существующих батарей) 220 кВ и выше 35 – 110 кВ 6-20 кВ 1 кВ и ниже	шт	кВАр	
	замена конденсаторов, выбывших из строя 220 кВ и выше 35 – 110 кВ 6-20 кВ 1 кВ и ниже	шт	кВАр	
	синхронных компенсаторов (СК) (новое строительство) 220 кВ и выше 35 – 110 кВ 20 кВ и ниже	шт	кВАр	
	замена выбывших из строя СК 220 кВ и выше 35 – 110 кВ 20 кВ и ниже	шт	кВАр	
	статических компенсаторов (СТК) 220 кВ и выше 35 – 110 кВ 20 кВ и ниже	шт	кВАр	
	шунтирующих реакторов (ШР) 220 кВ и выше 110 кВ	шт	кВАр	
	управляемых шунтирующих реакторов (УШР) 220 кВ и выше 110 кВ	шт	кВАр	
2.2.	Замена проводов на перегруженных линиях 330 кВ и выше 220 кВ 110 кВ 35 – 60 кВ 6 – 20 кВ 1 кВ и ниже	шт	км	Количество линий, на которых заменяются провода, и общая длина заменяемого провода в однопроводном измерении
2.3.	Замена ответвлений от ВЛ 0,38 кВ к зданиям	шт		Количество заменяемых ответвлений
2.4.	Замена перегруженных, установка и ввод в эксплуатацию дополнительных силовых трансформаторов на действующих подстанциях 220 кВ и выше 35 – 110 кВ 20 кВ и ниже	шт	кВА	Количество заменяемых и дополнительно вводимых трансформаторов и суммарная вводимая установленная их мощность
2.5.	Замена недогруженных силовых трансформаторов 220 кВ и выше 35 – 110 кВ 20 кВ и ниже	шт	кВА	Количество заменяемых трансформаторов и суммарное уменьшение их мощности
2.6.	Установка и ввод в работу:			

74	устройств РПН на трансформаторах с ПБВ 220 кВ и выше 35 – 110 кВ 20 кВ и ниже	шт		Количество устройств РПН
	устройств АРПН на трансформаторах с РПН 220 кВ и выше 35 – 110 кВ 20 кВ и ниже	шт		Количество устройств АРПН
	вoltageдобавочных трансформаторов с продольным регулированием 220 кВ и выше 35 – 110 кВ 20 кВ и ниже	шт	кВА	Количество и мощность регулировочных трансформаторов
	вoltageдобавочных трансформаторов с поперечным регулированием 220 кВ и выше 35 – 110 кВ 20 кВ и ниже	шт	кВА	Количество и мощность voltageдобавочных трансформаторов
2.7.	Установка и ввод в работу устройств автоматического регулирования мощности батарей статических конденсаторов 220 кВ и выше 35 – 110 кВ 20 кВ и ниже	шт		Количество устройств автоматического регулирования мощности и мощность батарей статических конденсаторов, на которых эти устройства устанавливаются
2.10.	Строительство подстанций глубокого ввода 220 кВ и выше 35 – 110 кВ 20 кВ и ниже	шт	кВА/км	Количество и мощность подстанций глубокого ввода, протяженность линий электропередачи введенных для питания подстанций глубокого ввода
2.11.	Оптимизация загрузки электрических сетей за счет:			
	строительства линий 220 кВ и выше 35 – 110 кВ 6-20 кВ 1 кВ и ниже	шт	км	Количество и протяженность строящихся линий
	строительства подстанций 220 кВ и выше 35 – 110 кВ 20 кВ и ниже	шт	кВА	Количество и мощность строящихся подстанций
	ввод устройств распределенной генерации 220 кВ и выше 35 – 110 кВ 6 - 20 кВ 1 кВ и ниже	шт	кВт	Количество и мощность вводимых генераторов
2.12.	Перевод электрических сетей на более высокое номинальное напряжение:			
	линий 220 кВ и выше 35 – 110 кВ 6-20 кВ 1 кВ и ниже	шт	км	Количество и протяженность линий
	подстанций 220 кВ и выше 35 – 110 кВ 20 кВ и ниже	шт	кВА	Количество и мощность трансформаторов подстанций, на которых увеличивается номинальное напряжение

75	Установка и ввод в работу компенсирующих устройств у промышленных потребителей			
	2.13. батареи конденсаторов 220 кВ и выше 35 – 110 кВ 6-20 кВ 1 кВ и ниже	шт	кВАр	Число и мощность введенных батарей конденсаторов
	статических компенсаторов (СК) 220 кВ и выше 35 – 110 кВ 20 кВ и ниже	шт	кВАр	Число и мощность введенных синхронных компенсаторов
2.14.	Разукрупнение распределительных линий 0,38-35 кВ	шт		Количество разукрупняемых распределительных линий
2.15.	Установка и ввод в работу батарей конденсаторов для продольной компенсации	шт	кВАр	Количество и мощность устанавливаемых конденсаторов
2.16.	Модернизация собственных нужд подстанций 220 кВ и выше 35 – 110 кВ 20 кВ и ниже	шт	тыс.кВтч	Количество подстанций, на которых произведена модернизация и величина снижения расхода на собственные нужды подстанций
2.17.	Использование нового оборудования			
	кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена	шт	км	Количество и протяженность введенных линий
	обеспечение ВЛ длинноискровыми разрядниками	шт		Количество установленных разрядников
	обеспечение ВЛ ОПН	шт		Количество установленных ОПН
	обеспечение ПС ОПН	шт		Количество установленных ОПН
	внедрение симметрирующих устройств на трансформаторах напряжением 20 кВ и ниже	шт		Количество и тип установленных устройств
	применение проводов с повышенной удельной проводимостью	шт	км	Количество и протяженность введенных проводов
	использование сверхпроводящих кабельных и воздушных линий	шт	км	Количество и протяженность введенных линий
	применение управляемых ВЛ	шт	км	Количество и протяженность введенных линий
	применение статического компенсатора реактивной мощности на основе полностью управляемых полупроводниковых приборах (СТАТКОМ)	шт	кВАр	Число и мощность введенных синхронных компенсаторов
	ввод в работу силовых трансформаторов с уменьшенными потерями мощности 220 кВ и выше 35 – 110 кВ 20 кВ и ниже	шт	кВА	Количество и установленная мощность введенных силовых трансформаторов
	применение технологии умной сети 220 кВ и выше 35 – 110 кВ 20 кВ и ниже	шт		Количество объектов на которых реализуется технология (указывается перечень объектов и)
2.18.	Использование проводов СИП на линиях 0,38 кВ	шт	км	Количество и протяженность введенных линий с СИП
3.	Мероприятия по совершенствованию систем расчетного и технического учета электроэнергии			
3.1.	Проведение рейдов по выявлению неучтенной электроэнергии:			
	в производственном секторе	рейды		

76	в коммунально-бытовом секторе	рейды		
3.2.	Организация равномерного снятия показаний электросчетчиков строго в установленные сроки по группам потребителей	Количество проверок		Количество проверок соблюдения сроков съема показаний электросчетчиков
3.3.	Установка автоматизированных систем учета электроэнергии:			Количество автоматизированных систем
	коммерческого учета на			
	подстанциях	шт		
	другое	шт		
	технического учета на			
	подстанциях	шт		
	другое	шт		
3.4.	Установка отдельных электросчетчиков для потребителей, получающих электроэнергию от трансформаторов собственных нужд	шт		Количество установленных счетчиков
3.5.	Проведение поверки и калибровки электросчетчиков с просроченными сроками:			Количество проверенных и откалиброванных счетчиков отдельного для расчетного и технического учета электроэнергии
	коммерческого учета на			
	трехфазных	шт		
	однофазных	шт		
	коммерческого учета на			
	трехфазных	шт		
	однофазных	шт		
3.6.	Пломбирование:			Количество опломбированных электросчетчиков и клемных коробок
	электросчетчиков	шт		
	клемных крышек	шт		
3.7.	Выделение цепей учета электроэнергии на отдельные обмотки трансформаторов тока	шт		
3.8.	Устранение недогрузки и перегрузки:			
	цепей тока:			
	коммерческого учета	шт		
	технического учета	шт		
	цепей напряжения:			
	коммерческого учета	шт		
	технического учета	шт		
3.9.	Устранение работы электросчетчиков в недопустимых условиях:			
	устранение вибрации оснований, на которых установлены электросчетчики:			
	коммерческого учета	шт		
	технического учета	шт		
	установка и ввод в работу электрообогрева электросчетчиков в зимнее время:			
	коммерческого учета	шт		
	технического учета	шт		
3.10.	Установка электросчетчиков повышенных классов точности:			
	коммерческого учета на			
	трехфазных	шт		
	однофазных	шт		
	коммерческого учета на			
	трехфазных	шт		

77	однофазных	шт		
3.11.	Установка дополнительных: электросчетчиков			
	коммерческого учета	шт		
	технического учета	шт		
	трансформаторов тока			
	коммерческого учета	шт		
	технического учета	шт		
	трансформаторов напряжения			
	коммерческого учета	шт		
технического учета	шт			
3.12.	Проведение проверок и обеспечение своевременности и правильности снятия показаний электросчетчиков на электростанциях и подстанциях энергосистемы	Проверки (исправлен ия)		Количество проверок и устраненных нарушений (планируются только проверки)
3.13.	Проведение проверок и обеспечение правильности работы электросчетчиков на межсистемных линиях электропередачи и на генераторах электростанций	Проверки (исправлен ия)		Количество проверок и устраненных нарушений (планируются только проверки)
3.14.	Установка счетчиков ампер-квадрат часов	шт		Количество установленных счетчиков
3.15.	Установка отдельных электросчетчиков учета электроэнергии, расходуемой на собственные нужды подстанций	шт		Количество установленных счетчиков
3.16.	Установка комплексов учета на (в том числе высоковольтных) границах сетевой организации с другими сетевыми организациями и потребителями	шт		Количество установленных счетчиков
3.17.	Расчет и анализ балансов электроэнергии по шинам подстанциям и электрическим станциям	ед		Количество выявленных недопустимых небалансов электроэнергии (планируется количество проверок небалансов)
3.18.	Контроль и анализ средней оплаты за электроэнергию потребителями	ед		Количество выявленных и подтвердившихся проверкой недоплат (планируется количество проверок)
3.19.	Инвентаризация электросчетчиков расчетного учета:			Количество приборов учета, прошедших инвентаризацию
	однофазных	шт		
	трехфазных	шт		
	электронных	шт		
3.20.	Компенсация индуктивной нагрузки трансформаторов напряжения	шт		Количество трансформаторов напряжения, в цепях которых установлены компенсирующие конденсаторы
3.21.	Установка на подстанциях с дежурным персоналом сигнализации о выходе из строя высоковольтных предохранителей трансформаторов напряжения	шт		Количество установленных сигнальных устройств
3.22.	Установка комплексов учета на ВРУ многоквартирных домов	шт		Количество установленных комплексов учета
3.23.	Вынос счетчиков за границы частных владений	шт		Количество установленных комплексов учета

Приложение 4

к Инструкции по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям

Формы таблиц, обосновывающих значения нормативов технологических потерь электроэнергии в электрических сетях ТСО

(Образец)

Приложение 5

к Инструкции по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям

Формы таблиц, обосновывающих значения нормативов технологических потерь электроэнергии в электрических сетях ЕНЭС⁸

(Образец)

⁸ В Приложении №5 представлены таблицы (№1, 2.1-2.4, 4.1-4.3, 6, 10), отличающиеся от таблиц для ТСО, в виду особенностей формирования баланса электроэнергии для ЕНЭС. Остальные таблицы (№3, 5.1-5.2, 7, 8, 9) аналогичны представленным в Приложении 4.

Приложение 6

к Инструкции по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям

Формы таблиц, обосновывающих значения нормативов технологических потерь электроэнергии в электрических сетях СХПО⁹

(Образец)

⁹ В Приложении №6 представлены таблицы (№1, 2.1-2.4, 6, 7, 8, 9, 10), отличающиеся от таблиц для СХПО, в виду особенностей нормирования технологических потерь электроэнергии в электрических сетях предприятий, оказывающих услуги по передаче электроэнергии субабонентам. Остальные таблицы (№3, 4.1-4.3, 5.1-5.2) аналогичны таблицам, представленным в Приложении 4

Приложение 7

к Инструкции по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям

Таблицы 1.1 – 1.8 - Протяженность воздушных и кабельных линий по цепям по классам напряжения

В таблице представляется исходная информация по протяженности воздушных и кабельных линий в километрах с делением по сечениям. Информация представляется в целом по предприятию для периода, предшествующего базовому (по состоянию на 31 декабря), базового периода (по состоянию на 31 декабря), текущего периода (на дату представления материалов с учетом ожидаемых изменений состава оборудования в соответствии с программой энергосбережения, инвестиционной программой и производственной программой) и периода регулирования (на дату представления материалов с учетом ожидаемых изменений состава оборудования в соответствии с программой энергосбережения, инвестиционной программой и производственной программой).

При отсутствии в предлагаемом перечне используемых сечений добавляются соответствующие строки в таблицы. При наличии у предприятия не указанных в таблицах 1.1 – 1.8 классов напряжений добавляются соответствующие таблицы.

Таблицы 2.1 – 2.7 - Количество трансформаторов по классам напряжения

В таблице представляется исходная информация по количеству трансформаторов с делением по номинальной мощности. Информация представляется в целом по предприятию для периода, предшествующего базовому (по состоянию на 31 декабря), базового периода (по состоянию на 31 декабря), текущего периода (на дату представления материалов с учетом ожидаемых изменений состава оборудования в соответствии с программой энергосбережения, инвестиционной программой и производственной программой) и периода регулирования (на дату представления материалов с учетом ожидаемых изменений состава оборудования в соответствии с программой энергосбережения, инвестиционной программой и производственной программой).

В случае отсутствия в предлагаемом списке номинальных мощностей трансформаторов добавляются соответствующие строки. При наличии у предприятия не указанных в таблицах 2.1 – 1.7 классов напряжений добавляются соответствующие таблицы.

Таблица 3.1 - Сводные результаты пофидерного расчета потерь электроэнергии в сетях ВН за базовый период

В таблице представляются исходные данные и результаты расчетов нагрузочных и условно-постоянных потерь методом числа часов наибольших потерь или методом средних нагрузок. Информация представляется за базовый период.

Если расчет выполнен методом средних нагрузок, то столбец №8 - «относительное число наибольших потерь, о.е.» не заполняется.

Информация в таблице представляется для всех расчетных интервалов (месяц, год).

Фидера группируются с суммированием данных по центрам питания, подразделениям предприятия и в целом по предприятию.

Таблица 3.2 - Сводные результаты пофидерного расчета электроэнергии в сетях СН1 за базовый период

В таблице представляются исходные данные и результаты расчетов нагрузочных и условно-постоянных потерь методом числа часов наибольших потерь или методом средних нагрузок. Информация представляется за базовый период.

Если расчет выполнен методом средних нагрузок, то столбец №8 - «относительное число наибольших потерь, о.е.» не заполняется.

Информация в таблице представляется для всех расчетных интервалов (месяц, год).

Фидера группируются с суммированием данных по центрам питания, подразделениям предприятия и в целом по предприятию.

Таблица 3.3 - Сводные результаты пофидерного расчета электроэнергии в сетях СН2 за базовый период

В таблице представляются исходные данные и результаты расчетов нагрузочных и условно-постоянных потерь методом числа часов наибольших потерь или методом средних нагрузок. Информация представляется за базовый период.

Если расчет выполнен методом средних нагрузок, то столбец №8 - «относительное число наибольших потерь, о.е.» не заполняется.

Информация в таблице представляется для всех расчетных интервалов (месяц, год).

Фидера группируются с суммированием данных по центрам питания, подразделениям предприятия и в целом по предприятию.

Таблица 4.1 - Сводные результаты пофидерного расчета электроэнергии в сетях ВН за период регулирования

В таблице представляются исходные данные и результаты расчетов нагрузочных и условно-постоянных потерь методом числа часов наибольших потерь или методом средних нагрузок. Информация представляется за период регулирования.

Если расчет выполнен методом средних нагрузок, то столбец №8 - «относительное число наибольших потерь, о.е.» не заполняется.

Информация в таблице представляется для всех расчетных интервалов (месяц, год).

Фидера группируются с суммированием данных по центрам питания, подразделениям предприятия и в целом по предприятию.

Таблица 4.2 - Сводные результаты пофидерного расчета электроэнергии в сетях СН1 за период регулирования

В таблице представляются исходные данные и результаты расчетов нагрузочных и условно-постоянных потерь методом числа часов наибольших потерь или методом средних нагрузок. Информация представляется за период регулирования.

Если расчет выполнен методом средних нагрузок, то столбец №8 - «относительное число наибольших потерь, о.е.» не заполняется.

Информация в таблице представляется для всех расчетных интервалов (месяц, год).

Фидера группируются с суммированием данных по центрам питания, подразделениям предприятия и в целом по предприятию.

Таблица 4.3 - Сводные результаты пофидерного расчета электроэнергии в сетях СН2 за период регулирования

В таблице представляются исходные данные и результаты расчетов нагрузочных и условно-постоянных потерь методом числа часов наибольших потерь или методом средних нагрузок. Информация представляется за период регулирования.

Если расчет выполнен методом средних нагрузок, то столбец №8 - «относительное число наибольших потерь, о.е.» не заполняется.

Информация в таблице представляется для всех расчетных интервалов (месяц, год).

Фидера группируются с суммированием данных по центрам питания, подразделениям предприятия и в целом по предприятию.

Описание столбцов таблиц 3.1-3.3 и 4.1-4.3:

№ столбца	Название столбца	Содержание
1	№ п/п	Номер фидера
2	Наименование фидера или структурного подразделения	Наименование фидера, структурного подразделения или организации
3	Номинальное напряжение, кВ	Номинальное напряжение
4	Отпуск электроэнергии сеть, тыс.кВтч	Фактический или расчетный отпуск электроэнергии в сеть
5	Коэффициент мощности головного участка, о.е.	Измеренный или расчетный коэффициент мощности головного участка
6	Напряжение в центре питания, кВ	Измеренное напряжение в центре питания
7	Расчетный период, часов	Длительность расчетного периода (месяц, год)
8	Относительное число наибольших потерь, часов	Относительное число наибольших потерь мощности. Столбец заполняется для расчета нагрузочных потерь по методу числа часов наибольших потерь мощности
9	Коэффициент заполнения	Коэффициент заполнения графика нагрузки.
10	Температура провода, °С	Температура провода. Заполняется по данным измерений температуры провода. При отсутствии данных о температуре провода принимается равной 20 °С.
11	Нагрузочные потери в линиях электропередачи, тыс.кВтч	Результат расчета нагрузочных потерь в линиях электропередачи, участвующих в формировании услуги по передаче электрической энергии: - в собственности предприятия; - в аренде у предприятия; - в лизинге у предприятия; - бесхозяйные сети.
12	Нагрузочные потери в линиях электропередачи, %	Результат расчета нагрузочных потерь электроэнергии в линиях электропередачи в процентах от отпуска электроэнергии в фидер.
13	Потери электроэнергии на корону в линиях электропередачи, тыс.кВтч	Результат расчета потерь электроэнергии на корону в линиях электропередачи 110 кВ и выше, участвующих в формировании услуги по передаче электрической энергии: - в собственности предприятия; - в аренде у предприятия;

№ столбца	Название столбца	Содержание
		<ul style="list-style-type: none"> - в лизинге у предприятия; - бесхозяйные сети.
14	Потери электроэнергии на корону в линиях электропередачи, %	Результат расчета потерь электроэнергии на корону в линиях электропередачи 110 кВ и выше в процентах от отпуска электроэнергии в фидер
15	Потери в изоляции кабельных линий, тыс.кВтч	Результат расчета потерь электроэнергии в изоляции кабельных линий, участвующих в формировании услуги по передаче электрической энергии: <ul style="list-style-type: none"> - в собственности предприятия; - в аренде у предприятия; - в лизинге у предприятия; - бесхозяйные сети.
16	Потери в изоляции кабельных линий, %	Результат расчета потерь электроэнергии в изоляции кабельных линий в процентах от отпуска электроэнергии в фидер
17	Нагрузочные потери в трансформаторах, тыс.кВтч	Результат расчета нагрузочных потерь в трансформаторах, участвующих в формировании услуги по передаче электрической энергии: <ul style="list-style-type: none"> - в собственности предприятия; - в аренде у предприятия; - в лизинге у предприятия; - бесхозяйные сети.
18	Нагрузочные потери в трансформаторах, %	Результат расчета нагрузочных потерь электроэнергии в трансформаторах в процентах от отпуска электроэнергии в фидер
19	Потери электроэнергии на холостой ход трансформаторов, тыс.кВтч	Результат расчета потерь на холостой ход трансформаторов, участвующих в формировании услуги по передаче электрической энергии: <ul style="list-style-type: none"> - в собственности предприятия; - в аренде у предприятия; - в лизинге у предприятия; - бесхозяйные сети.
20	Потери электроэнергии на холостой ход трансформаторов, %	Результат расчета нагрузочных потерь электроэнергии в трансформаторах в процентах от отпуска электроэнергии в фидер
21	Потери электроэнергии в токоограничивающих реакторах, тыс.кВтч	Результат расчета потерь электроэнергии в токоограничивающих реакторах, участвующих в формировании

№ столбца	Название столбца	Содержание
		услуги по передаче электрической энергии: - в собственности предприятия; - в аренде у предприятия; - в лизинге у предприятия; - бесхозяйные сети.
22	Потери электроэнергии в токоограничивающих реакторах, %	Потери электроэнергии в токоограничивающих реакторах в процентах от отпуска электроэнергии в фидер
23	Количество трансформаторов, штук	Количество трансформаторов, участвующих в формировании услуги по передаче электрической энергии: - в собственности предприятия; - в аренде у предприятия; - в лизинге у предприятия; - бесхозяйные сети.
24	Установленная мощность трансформаторов, кВА	Установленная мощность трансформаторов, участвующих в формировании услуги по передаче электрической энергии: - в собственности предприятия; - в аренде у предприятия; - в лизинге у предприятия; - бесхозяйные сети.
25	Количество линий от центров питания, штук	Количество линий, отходящих от центра питания
26	Длина воздушных участков (по цепям), км	Длина воздушных участков (по цепям), участвующих в формировании услуги по передаче электрической энергии: - в собственности предприятия; - в аренде у предприятия; - в лизинге у предприятия; - бесхозяйные сети.
27	Длина кабельных участков (по цепям), км	Длина кабельных участков (по цепям), участвующих в формировании услуги по передаче электрической энергии: - в собственности предприятия; - в аренде у предприятия; - в лизинге у предприятия; - бесхозяйные сети.
28	Максимальное падение напряжения относительно центра питания, %	Результат расчета максимальных потерь напряжения по отношению к напряжению в центре питания

Таблица 5.1 - Сводные результаты пофидерного расчета электроэнергии в сетях НН методом средних нагрузок за базовый период.

В таблице представляются исходные данные и результаты расчетов нагрузочных потерь методом средних нагрузок. Информация представляется за базовый период.

Информация в таблице представляется для всех расчетных интервалов (месяц, год).

Фидера группируются с суммированием данных по центрам питания, подразделениям предприятия и в целом по предприятию.

Таблица 5.2 - Сводные результаты пофидерного расчета электроэнергии в сетях НН методом средних нагрузок за период регулирования.

В таблице представляются исходные данные и результаты расчетов нагрузочных потерь методом средних нагрузок. Информация представляется за период регулирования.

Информация в таблице представляется для всех расчетных интервалов (месяц, год).

Фидера группируются с суммированием данных по центрам питания, подразделениям предприятия и в целом по предприятию.

Описание столбцов таблиц 5.1-5.2:

№ столбца	Название столбца	Содержание
1	№ п/п	Номер фидера
2	Наименование фидера или структурного подразделения	Наименование фидера, структурного подразделения или организации
3	Отпуск электроэнергии в сеть, тыс.кВтч	Измеренный или расчетный отпуск электроэнергии в сеть
4	Расчетный период, часов	Длительность расчетного периода (месяц, год)
5	Коэффициент заполнения	Коэффициент заполнения графика нагрузки.
6	Температура провода, °С	Температура провода. Заполняется по данным измерений температуры провода. При отсутствии данных о температуре провода принимается равной 20 °С.
7	Напряжение в центре питания, Фаза А, В	Измеренное или расчетное напряжение фазы А в центре питания
8	Напряжение в центре питания, Фаза В, В	Измеренное или расчетное напряжение фазы В в центре питания
9	Напряжение в центре питания, Фаза С, В	Измеренное или расчетное напряжение фазы С в центре питания
10	Ток головного участка, Фаза А, А	Измеренный или расчетный ток головного участка фазы А в центре питания
11	Ток головного участка, Фаза В, А	Измеренный или расчетный ток головного участка фазы В в центре питания
12	Ток головного участка, Фаза С, А	Измеренный или расчетный ток головного участка фазы С в центре питания
13	Коэффициент мощности, Фаза А, о.е.	Расчетный или измеренный коэффициент мощности головного участка фазы А фидера.

№ столбца	Название столбца	Содержание
14	Коэффициент мощности, Фаза В, о.е.	Расчетный или измеренный коэффициент мощности головного участка фазы В фидера.
15	Коэффициент мощности, Фаза С, о.е.	Расчетный или измеренный коэффициент мощности головного участка фазы С фидера.
16	Нагрузочные потери в линиях, тыс.кВтч	Расчетные потери электроэнергии в фидере в тыс.кВтч
17	Нагрузочные потери в линиях, %	Расчетные потери электроэнергии в сети 0,4 кВ в процентах от отпуска электроэнергии в фидер
18	Количество потребителей, штук	Количество потребителей в фидере
19	Количество участков, отходящих от головного участка, штук	Количество участков, отходящих от головного участка
20	Суммарная протяженность фидера, м	Расчетная протяженность фидера по цепям
21	Длина магистрали, м	Длина магистрали
22	Длина двухфазных и однофазных ответвлений, м	Длина двухфазных и однофазных ответвлений
23	Длина однофазных ответвлений, м	Длина однофазных ответвлений
24	Головной участок, марка провода	Марка провода головного участка
25	Головной участок, сечение, мм ²	Сечение провода головного участка

Таблица 6.1 - Сводные результаты пофидерного расчета электроэнергии в сетях НН по потере напряжения за базовый период

В таблице представляются исходные данные и результаты расчетов нагрузочных потерь методом по потере напряжения. Информация представляется за базовый период.

Информация в таблице представляется для всех расчетных интервалов (месяц, год).

Фидера группируются с суммированием данных по центрам питания, подразделениям предприятия и в целом по предприятию.

Таблица 6.2 - Сводные результаты пофидерного расчета электроэнергии в сетях НН по потере напряжения за период регулирования

В таблице представляются исходные данные и результаты расчетов нагрузочных потерь методом по потере напряжения. Информация представляется за период регулирования.

Информация в таблице представляется для всех расчетных интервалов (месяц, год).

Фидера группируются с суммированием данных по центрам питания, подразделениям предприятия и в целом по предприятию.

Описание столбцов таблиц .1-6.26:

№ столбца	Название столбца	Содержание
1	№ п/п	Номер фидера
2	Наименование ТП (РП)	Наименование ТП или РП

№ столбца	Название столбца	Содержание
3	Наименование фидера	Наименование или номер фидера
4	Замеры напряжения в центре питания, U _a , В	Измеренные значения напряжения на шинах 0,4 кВ ТП 6-20/0,4 кВ фазы А в режиме максимальной нагрузки
5	Замеры напряжения в центре питания, U _b , В	Измеренные значения напряжения на шинах 0,4 кВ ТП 6-20/0,4 кВ фазы В в режиме максимальной нагрузки
6	Замеры напряжения в центре питания, U _c , В	Измеренные значения напряжения на шинах 0,4 кВ ТП 6-20/0,4 кВ фазы С в режиме максимальной нагрузки
7	Замеры напряжения в удаленной точке, U _a , В	Измеренные значения напряжения в электрически удаленной точке линии фазы А в режиме максимальной нагрузки
8	Замеры напряжения в удаленной точке, U _b , В	Измеренные значения напряжения в электрически удаленной точке линии фазы В в режиме максимальной нагрузки
9	Замеры напряжения в удаленной точке, U _c , В	Измеренные значения напряжения в электрически удаленной точке линии фазы С в режиме максимальной нагрузки
10	Замеры тока, I _a , А	Измеренные значения тока в фазе А
11	Замеры тока, I _b , А	Измеренные значения тока в фазе В
12	Замеры тока, I _c , А	Результаты измерений тока в фазе С
13	R _n /R _φ	Отношение сопротивлений нулевого и фазного проводов
14	ΔW, %	Относительное значение потерь электроэнергии
15	Потери напряжения, %	Относительное значение потерь электроэнергии
16	Коэффициент неравномерности, о.е.	Коэффициент неравномерности

Таблица 7.1 – Результаты расчета электроэнергии в сетях НН методом оценки потерь на основе зависимостей потерь от обобщенной информации о схемах и нагрузках сети за базовый период

В таблице представляются исходные данные и результаты расчетов нагрузочных потерь в НН методом оценки потерь на основе зависимостей потерь от обобщенной информации о схемах и нагрузках сети.

В таблице представляются исходные данные и результаты расчета среднего сечения головного участка.

Информация представляется за базовый период.

Информация в таблице представляется для всех расчетных интервалов (месяц, год).

Таблица 7.2 - Результаты расчета электроэнергии в сетях НН методом оценки потерь на основе зависимостей потерь от обобщенной информации о схемах и нагрузках сети за период регулирования

В таблице представляются исходные данные и результаты расчетов нагрузочных потерь в НН методом оценки потерь на основе зависимостей потерь от обобщенной информации о схемах и нагрузках сети.

В таблице представляются исходные данные и результаты расчета среднего сечения головного участка.

Информация представляется за период регулирования.

Информация в таблице представляется для всех расчетных интервалов (месяц, год).

Таблица 8.1 - Результаты расчета режимов в программных комплексах

В таблице представляются исходные данные и результаты расчетов режимных параметров при использовании для расчета потерь электроэнергии метода оперативных расчетов и метода расчетных суток. Информация представляется за базовый период.

Информация предоставляется для каждого расчета в формате «Узлы+Линии».

Таблица 8.2.

В таблице представляются исходные данные и результаты расчетов режимных параметров при использовании для расчета потерь электроэнергии метода оперативных расчетов и метода расчетных суток. Информация представляется за период регулирования.

Информация предоставляется для каждого расчета в формате «Узлы+Линии».

Описание таблиц 8.1-8.2.

Таблица результатов организована по форме отображения узла и ветвей, подходящих к этому узлу.

В каждой отдельной части таблицы первая строка содержит информацию об узле, следующие строки – параметры режима присоединенных к узлу ветвей (линий и трансформаторов).

Описание данных по узлу

№ столбца	Название столбца	Содержание
1	Номер	Номер узла на схеме замещения
2	Название	Название узла
3	V, кВ	Расчетный модуль напряжения в узле
4	Delta, градусы	Расчетная фаза напряжения в узле
5	P _н , мВт	Активная нагрузка узла
6	Q _н мВАр	Реактивная нагрузка узла
7	P _г , мВт	Активная генерация узла
8	Q _г мВАр	Реактивная генерация узла
9	V _{зд} , кВ	Заданный модуль напряжения в узле
10	Q _{min} , мВАр	Нижний предел изменения реактивной генерации в узле
11	Q _{max} , мВАр	Верхний предел изменения реактивной генерации в узле
12	Q _ш , мВАр	Генерация шунта

Описание параметров ветвей, связанных с узлом

№ столбца	Название столбца	Содержание
1	Ny	Номер связанного узла на схеме замещения
2	Название	Название связанного узла
3	V ₂ , кВ	Расчетный модуль напряжения в связанном узле
4	dDelta, градусы	Расчетная фаза напряжения в связанном узле

5	$P_{л}$, мВт	Со знаком (+) – активная мощность, втекающая в узел, и со знаком (–) – вытекающие из узла
6	$Q_{л}$ мВАр	Со знаком (+) – реактивная мощность, втекающая в узел, и со знаком (–) – вытекающая из узла
7	dP , мВт	Потери активной мощности в линии
8	dQ , мВАр	Потери реактивной мощности в линии
9	$I_{л}$, А	Ток в линии
10	$P_{ш}$, мВт	Активная мощность шунта
11	$Q_{ш}$, мВАр	Реактивная мощность шунта
12	R , Ом	Активное сопротивление линии
13	X , Ом	Реактивное сопротивление линии
14	G , мкСм	Активная проводимость линии
15	B , мкСм	Реактивная проводимость линии
16	$K_{тр}$	Коэффициент трансформации
17	Число параллельных цепей	

Таблица 9.1 - Результаты расчета потерь электроэнергии на корону в базовом периоде

В таблице представляются исходные данные и результаты расчетов потерь электроэнергии на корону. Информация представляется за базовый период.

Исходные данные и результаты расчета представляются по каждой линии отдельно с делением на сечения.

В столбце №3 «регион» указывается наименование региона и его климатический номер в соответствии с таблицей №6 «Распределение субъектов Российской Федерации по регионам» (приложения 1).

В столбце №9 «фактическое напряжение» указывается рассчитанное или измеренное напряжение участка линии.

В случае, если расчет выполняется с учетом продолжительности видов погоды, не заполняется столбец №15 «удельные потери на корону».

В случае, если расчет выполняется с учетом продолжительности видов погоды, не заполняются столбцы №10-14 «количество часов работы линии по видам погоды».

Таблица 9.2 - Результаты расчета потерь электроэнергии на корону в периоде регулирования

В таблице представляются исходные данные и результаты расчетов потерь электроэнергии на корону. Информация представляется за период регулирования.

Исходные данные и результаты расчета представляются по каждой линии отдельно с делением на сечения.

В столбце №3 «регион» указывается наименование региона и его климатический номер в соответствии с таблицей №6 «Распределение субъектов Российской Федерации по регионам» (приложения 1).

В столбце №9 «фактическое напряжение» указывается рассчитанное напряжение участка линии.

В случае, если расчет выполняется с учетом продолжительности видов погоды, не заполняется столбец №15 «удельные потери на корону». На период регулирования принимается равенство количества часов работы линии по видам погоды, использованное при расчете в базовом году.

В случае, если расчет выполняется с учетом продолжительности видов погоды, не заполняются столбцы №10-14 «количество часов работы линии по видам погоды».

Таблица 10.1 - Результаты расчета потерь электроэнергии от токов утечки по изоляторам воздушных линий в базовом периоде

В таблице представляются исходные данные и результаты расчетов потерь электроэнергии от токов утечки по изоляторам воздушных линий. Информация представляется за базовый период.

В столбце №3 «регион» указывается наименование региона и его климатический номер в соответствии с таблицей №6 «Распределение субъектов Российской Федерации по регионам» (приложения 1).

В случае, если расчет выполняется с учетом продолжительности видов погоды, не заполняется столбец №10 «удельные потери от токов утечки».

В случае, если расчет выполняется с учетом продолжительности видов погоды, не заполняются столбцы №6-9 «количество часов работы линии по видам погоды».

Таблица 10.2 - Результаты расчета потерь электроэнергии от токов утечки по изоляторам воздушных линий в периоде регулирования

В таблице представляются исходные данные и результаты расчетов потерь электроэнергии от токов утечки по изоляторам воздушных линий. Информация представляется за период регулирования.

В столбце №3 «регион» указывается наименование региона и его климатический номер в соответствии с таблицей №6 «Распределение субъектов Российской Федерации по регионам» (приложения 1).

В случае, если расчет выполняется с учетом продолжительности видов погоды, не заполняется столбец №10 «удельные потери от токов утечки». На период регулирования принимается равенство количества часов работы линии по видам погоды, использованное при расчете в базовом году.

В случае, если расчет выполняется с учетом продолжительности видов погоды, не заполняются столбцы №6-9 «количество часов работы линии по видам погоды».

Таблица 11.1 - Результаты расчета потерь электроэнергии в изоляции силовых кабелей в базовом периоде

В таблице представляются исходные данные и результаты расчетов потерь электроэнергии в изоляции кабельных линий. Информация представляется за базовый период.

Исходные данные и результаты расчета представляются по каждой кабельной линии отдельно с делением на сечения.

В столбцах №6-7 «напряжение начала линии» и «напряжение конца линии» указывается рассчитанное или измеренное напряжение участка кабеля.

Таблица 11.2 - Результаты расчета потерь электроэнергии в изоляции силовых кабелей в периоде регулирования

В таблице представляются исходные данные и результаты расчетов потерь электроэнергии в изоляции кабельных линий. Информация представляется за период регулирования.

Исходные данные и результаты расчета представляются по каждой кабельной линии отдельно с делением на сечения.

В столбцах №6-7 «напряжение начала линии» и «напряжение конца линии» указывается рассчитанное напряжение участка кабеля.

Таблица 12.1 – Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций в базовом периоде

В таблице представляется фактический расход электроэнергии на собственные нужды подстанций. Информация представляется за базовый период.

Таблица 12.2 – Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций в периоде регулирования

В таблице представляется расход электроэнергии на собственные нужды подстанций. Информация представляется за период регулирования.

При неизменности перечня подстанций расход электроэнергии на собственные нужды принимается по данным базового периода.

Таблица 13.1 - Результаты расчета потерь электроэнергии в дополнительном оборудовании в базовом периоде

В таблице представляются исходные данные и результаты расчетов потерь электроэнергии в шунтирующих реакторах, вентильных разрядниках, ограничителях перенапряжения, устройствах присоединения ВЧ-связи и соединительных проводах и сборных шинах подстанций. Информация представляется за базовый период.

Таблица 13.2 - Результаты расчета потерь электроэнергии в дополнительном оборудовании в периоде регулирования

В таблице представляются исходные данные и результаты расчетов потерь электроэнергии в шунтирующих реакторах, вентильных разрядниках, ограничителях перенапряжения, устройствах присоединения ВЧ-связи и соединительных проводах и сборных шинах подстанций. Информация представляется за период регулирования.

Таблица 14.1 - Результаты расчета потерь электроэнергии в приборах учета в базовом периоде

В таблице представляются исходные данные и результаты расчетов потерь электроэнергии в трансформаторах тока, трансформаторах напряжения, счетчиках электроэнергии. Информация представляется за базовый период.

Таблица 14.2 - Результаты расчета потерь электроэнергии в приборах учета в периоде регулирования

В таблице представляются исходные данные и результаты расчетов потерь электроэнергии в трансформаторах тока, трансформаторах напряжения, счетчиках электроэнергии. Информация представляется за период регулирования.

**Формы таблиц, обосновывающих результаты расчета технологических потерь
электроэнергии в электрических сетях**

(Образец)