

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ, НАУКИ И МОЛОДЕЖНОЙ ПОЛИТИКИ
НИЖЕГОРОДСКОЙ ОБЛАСТИ**

*Государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования*

Нижегородский государственный инженерно-экономический университет

КАФЕДРА «ЭЛЕКТРИФИКАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ»

*Исследование методов расчета
технологических потерь
электроэнергии при ее передаче по
электрическим сетям*

Автор: Москвин Д.А.

Руководитель:

Коробков А.Н.

**НГИЭУ
2018**

Обоснование

С каждым годом потребление электроэнергии в России увеличивается, так как строятся новые сооружения и комплексы, которые потребляют электричество. Следовательно, все больше исследуется вопрос о потере электроэнергии при передаче ее потребителю. Вычисление нормативов потерь электрической энергии производится по соответствию с Методикой, ратифицированной на государственном уровне и написанной в Приказе №326 «Об организации в Министерстве энергетики РФ

работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям», но её непосредственное применение порождает несколько проблем, объединенных с информационным предоставлением расчетов.



Методика расчета условно-постоянных потерь

- Условно-постоянные потери включают в себя:
 - – потери на холостой ход силовых трансформаторов (автотрансформаторов);
 - – потери на корону в воздушных линиях (ВЛ) 110 кВ и выше;
 - – потери в компенсирующих устройствах (КУ) (синхронных компенсаторах, батареях статических конденсаторов, статических тиристорных компенсаторов), шунтирующих реакторах (ШР), соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств подстанций (СППС);
 - – потери в системе учета электроэнергии (ТТ, ТН, счетчиках и соединительных проводах);
 - – потери в вентильных разрядниках, ограничителях перенапряжения и в устройствах присоединений высокочастотной связи;
 - – потери в изоляции кабелей;
 - – потери от токов утечки по изоляторам ВЛ;
 - – расход электроэнергии на собственные нужды подстанций и на плавку гололеда.

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

где:

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

Методы расчета нагрузочных потерь электроэнергии

Нагрузочные потери электроэнергии за период T часов (D дней) могут быть рассчитаны одним из пяти следующих методов в зависимости от объема имеющейся информации о схемах и нагрузках сетей (методы расположены в порядке снижения точности расчета): оперативных расчетов; расчетных суток; средних нагрузок; числа часов наибольших потерь мощности; оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети.

1. Метод оперативных расчетов:

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

n - число элементов сети

m - число интервалов времени

Δt_{ij} - интервал времени, в течение которого токовую нагрузку I_{ij} i -го элемента сети с сопротивлением R_i принимают неизменной.

2. Метод расчетных суток:

$$\Delta W_{Hj} = k_{Л} \cdot k_{Ф.М}^2 \cdot \Delta W_{сут} \cdot D_{ЭКВj} \quad (3)$$

$k_{Л}$ - коэффициент, учитывающий влияние потерь в арматуре ВЛ;

$k_{Ф.М}^2$ - коэффициент формы графика суточных отпусков электроэнергии в сеть

3. Метод средних нагрузок:

$$\Delta W_{Hj} = k_{Л} \cdot k_{К} \cdot \Delta P_{ср} \cdot T_j \cdot k_{Ф}^2 \quad (4)$$

$k_{К}$ - коэффициент, учитывающий различие графиков активной и реактивной нагрузки различных ветвей сети;

$\Delta P_{ср}$ - потери мощности в сети при средних за расчетный интервал нагрузках узлов;

4. Метод числа часов наибольших потерь мощности:

$$\Delta W_{Hj} = k_{Л} \cdot k_{К} \cdot \Delta P_{\max} \cdot T_j \cdot \tau_o \quad (5)$$

ΔP_{\max} - потери мощности в режиме наибольшей нагрузки сети;

τ_o - относительное число часов наибольших потерь мощности, определенное по графику суммарной нагрузки сети за расчетный интервал.

5. Метод оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети:

$$\Delta W_{H0,38} = k_{0,38} \cdot \frac{W_{0,38}^2 \cdot (1 + tg^2 \varphi) \cdot L_{ЭКВ}}{F_r \cdot D} \cdot \frac{1 + 2 \cdot k_3}{3 \cdot k_3} \quad (6)$$

$L_{ЭКВ}$ - эквивалентная длина линии;

$tg \varphi$ - коэффициент реактивной мощности;

$k_{0,38}$ - коэффициент, учитывающий характер распределения нагрузок по длине линии и неодинаковость нагрузок фаз.

Порядок расчета потерь, обусловленных допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии

Относительные потери электроэнергии (%), обусловленные допустимой погрешностью системы учета электроэнергии ($\delta_{\text{погр. Б}}$), определяются как предельное значение величины допустимого небаланса электроэнергии в целом по ЭСО с учетом данных за базовый период.

$$\delta_{\text{погр. Б}} = \sqrt{\sum_{i=1}^n \delta_i^2 \cdot d_i^2 + \frac{\delta_3^2}{k_3} \cdot d_3^2 + \frac{\delta_1^2}{k_1} \cdot d_1^2} \quad (7)$$

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

$$W_{\text{погр.Б}} = 0,01 \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^n \delta_i^2 \cdot W_i^2 + \sum_{j=1}^m \delta_j^2 \cdot W_j^2 + \frac{\delta_3^2}{k_3} \cdot W_3^2 + \frac{\delta_1^2}{k_1} \cdot W_1^2} \quad (8)$$

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 «m»), шт.;

k_1 - количество точек учета однофазных потребителей (за минусом, учтенных в «m»), шт.;

W_3 - потребление электроэнергии трехфазными потребителями (за минусом, учтенных в «m»), тыс.кВт.ч;

W_1 - потребление электроэнергии однофазными потребителями (за минусом, учтенных в «m»), тыс.кВт.ч;

Анализ систем расчета нормативов потерь электрической энергии



**МИНИСТЕРСТВО
ЭНЕРGETИКИ
РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ**

Существующая методика по приказу Минэнерго России от 30 декабря 2008 г. № 326 оставляет нерешенными ряд проблем, возникших на этапах подготовки обосновывающих материалов по нормативам потерь, их экспертизы, рассмотрения и утверждения. Эти проблемы можно разбить на три группы:

- для электросетевых организаций,
- для экспертных организаций;
- для комиссии Минпромэнерго РФ по утверждению нормативов.

Проблемы деятельности экспертных учреждений были обусловлены в основном следующими факторами:

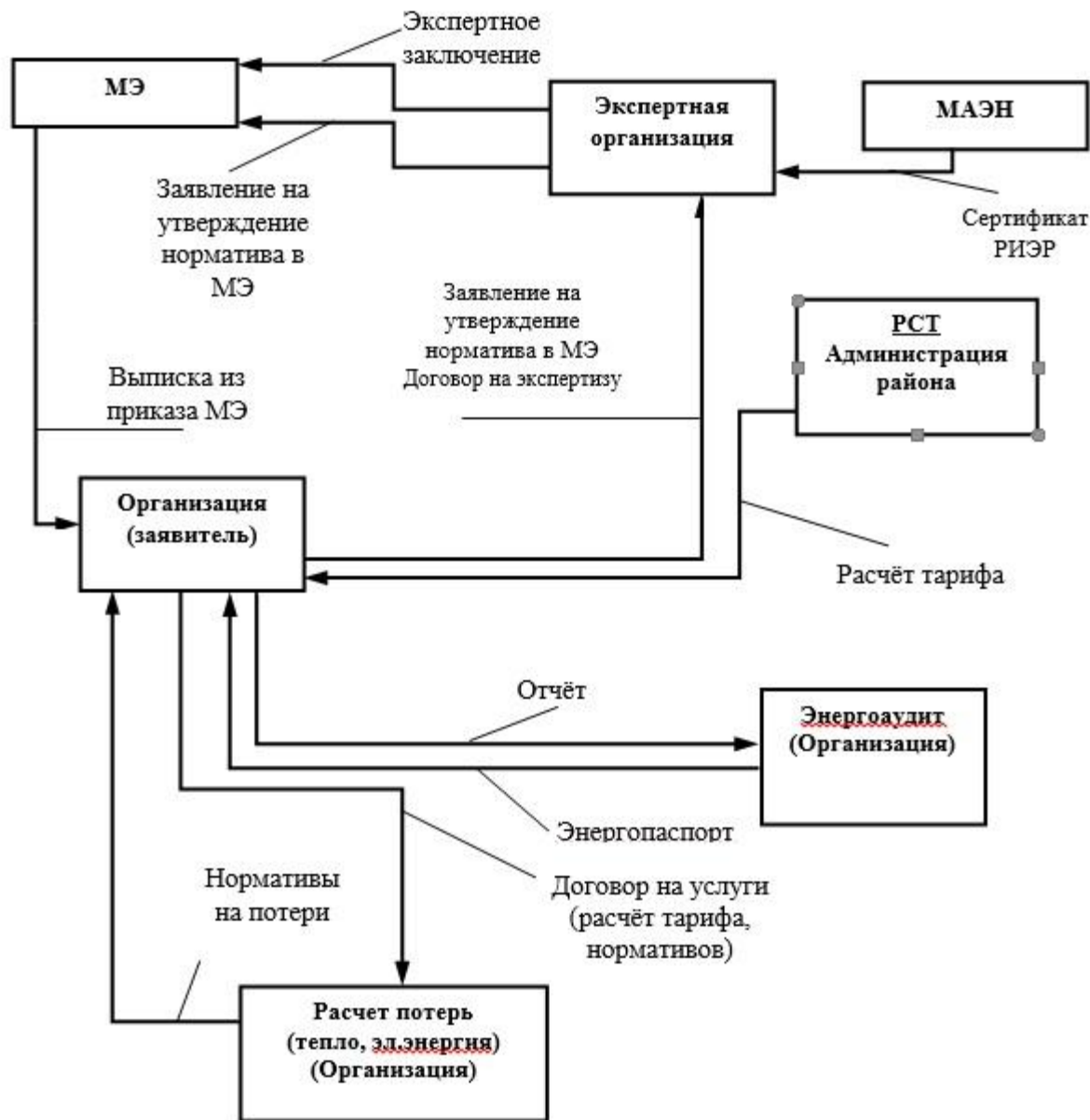
- взаимозависимость итогов экспертизы от заказчика, в чертах которого, как правило, обозначала сетевое предприятие, подготовившее доказывающие использованные материалы по нормативу потерь;
- ограниченные кратковременные средства с целью выполнения необходимого углубленного анализа и достоверности начальных сведений, установленных с целью расчета и, в соответствии с этим, итогов расчетов по данным сведениям (в единичных вариантах с целью рассмотрения значительных нормативов потерь следовало бы осуществить хорошую проверку деятельности экспортируемой сетевой компании);
- разноречивость, нестыковки, невысокое качество, а в некоторых случаях и преднамеренные искажение доказывающих материалов по нормативам, показанным экспортируемой организацией и приобретенным от энергосбытовых фирм;
- проблемы контроля достоверности начальных сведений из-за их недостаточности, вычисленного определения отдельных элементов баланса электрической энергии взамен исполнения измерений и т. п.;

Проблематика расчета нормативов потерь электроэнергии

Большинство ЭСО имеют затруднения при расчете потерь электрической энергии в технологическом оборудовании сетевого хозяйства, при определении возможных фактических небалансов, которые вызваны следующими факторами:

1. В данное время у части ЭСО отсутствуют приборы по учету на границах раздела балансовой принадлежности их электрических сетей.
2. Не во всех сетевых компаниях присутствует по счетчикам технического учета определение трансформации из сетей высокого напряжения в сети низкого напряжения.
3. Нет единого понимания положений методики составления балансов.
4. Появление разногласий между ЭСО и энергосбытом при согласовании балансов.
5. Неэффективное взаимодействие ЭСО с РДУ при расчёте потерь электрической энергии.
6. Использование не всех функциональных возможностей аттестованных программ подсчета технических потерь электрической энергии.
7. Отсутствие данных энергетического обследования для составления программ снижения потерь электрической энергии.

Схема расчета норматива потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям



Сравнительный анализ методов расчета НПЭ в современных условиях

Для осуществления численного анализа точности расчетов вышеперечисленными методами использован расчет потерь электроэнергии на основе существующей схемы электроснабжения от ТП-17 г. Кстово Нижегородской области бытовых потребителей 0,4 кВ.

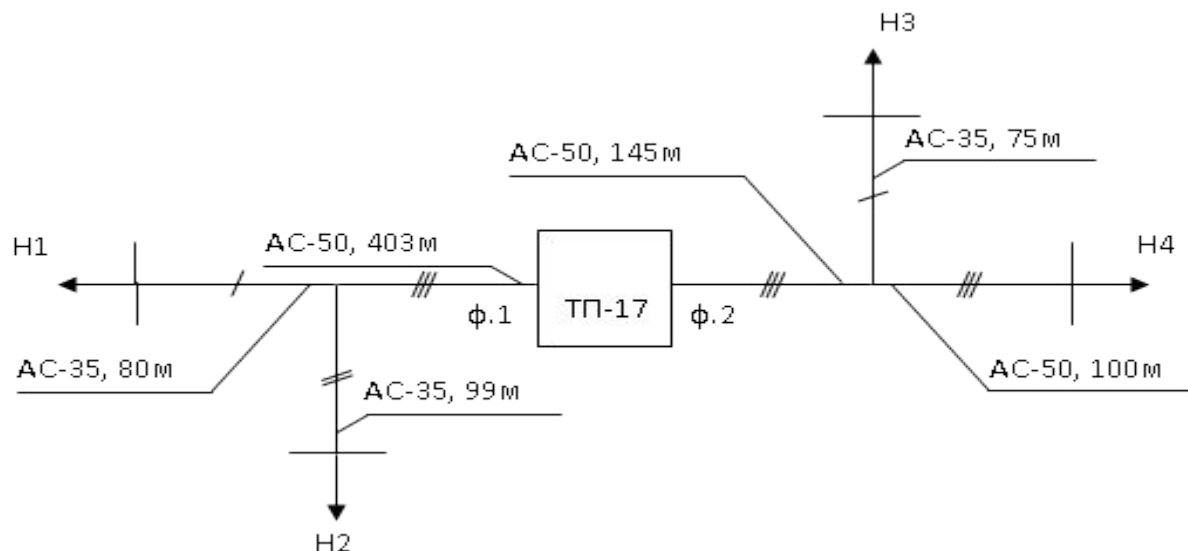


Таблица 1. Результаты расчет потерь электроэнергии в рассматриваемой сети 0,4 кВ

Метод расчета	ΔW , кВт·ч	ΔW , %
Метод определения потерь поэлементным расчетом схемы сети по двум характерным суткам	11 997,51	3,837
Метод средних нагрузок	12 613,638	4,034
Метод числа часов наибольших потерь мощности	12 981,83	4,152
Метод оценки потерь с использованием измеренных значений потерь напряжений	3 702,49	1,184
Метод оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети	11 867,21	3,796

Полученные данные на базовый и регулируемый периоды предприятия

Таблица 2. Технологические потери электроэнергии в сетях по "КЭС" в базовом периоде.

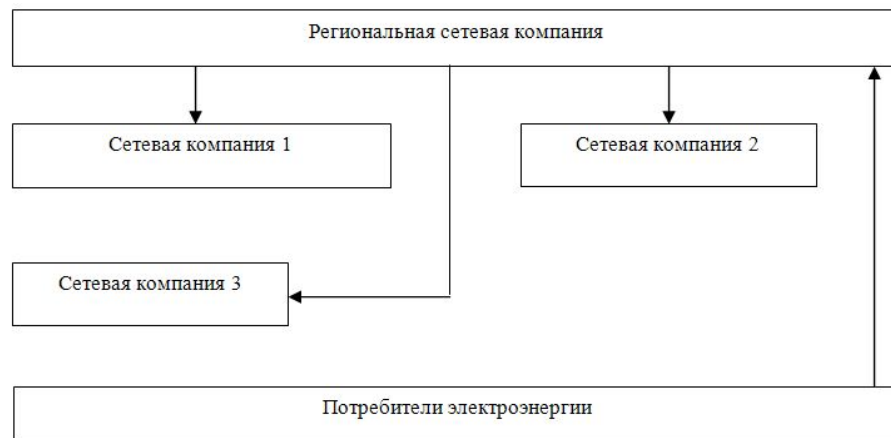
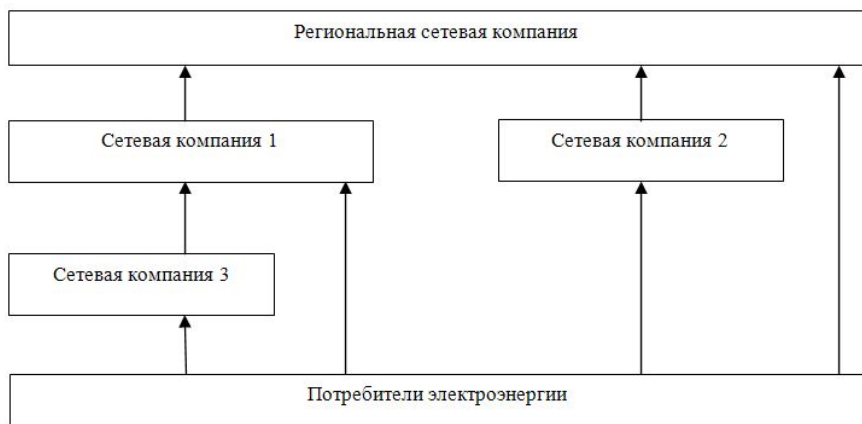
Сеть	$W_{\text{ос.б СН2}}$, тыс.кВт.ч/год	$\Delta W_{\text{НТПЭ.б}}$, тыс.кВт.ч/год	$\Delta W_{\text{НТПЭ.б}} \%$
Сеть ВН	61 590,47	1 409,12	2,29%
Сеть СН2	33 182,01	2 259,74	6,81%
Сеть НН	2 070,15	69,73	3,37%
В целом по сети	61 590,47	3 738,59	6,07%

Таблица 3. Технологические потери электроэнергии в сетях по "КЭС" на период регулирования.

Сеть	$W_{\text{ос.р СН2}}$, тыс.кВт.ч/год	$\Delta W_{\text{НТПЭ.р}}$, тыс.кВт.ч/год	$\Delta W_{\text{НТПЭ.р}} \%$
Сеть ВН	61 590,47	1 409,12	2,29%
Сеть СН2	33 182,01	2 259,74	6,81%
Сеть НН	2 070,15	69,73	3,37%
В целом по сети	61 590,47	3 738,59	6,07%

Тарифообразование.

Модели взаимоотношения «котел»



Модель взаимоотношения субъектов "котел сверху-вниз"	Модель взаимоотношения субъектов "котел снизу-вверх"
Более сложная договорная конструкция для РСК (для ТСО конструкция договоров не меняется)	Несколько проще договорная конструкция для РСК
Один центр ответственности за расчёты по услугам на передачу	Центра ответственности нет
Прозрачнее расчёты и проще контроль за их осуществлением	Сложно отслеживать дисциплину платежей
Простота контроля полезного отпуска в сетях ТСО со стороны РСК	Сложности контроля полезного отпуска в сетях ТСО со стороны РСК
Несоответствие полезного отпуска производственной программы и доходной части бизнес-плана на величину потерь	Полезный отпуск по производственной программе соответствует доходной части бизнес-плана
Прозрачность балансов электроэнергии всех ТСО	Кроме отпуска в сети ТСО РСК не видит ничего
Минимальные риски невыполнения обязательств перед ФСК	Существенные риски выполнения обязательств перед ФСК

Выводы:

1. Исходные данные, используемые в рассмотренных для расчетной модели методах оценки потерь электроэнергии, легко проверяются, что особенно важно при утверждении нормативов потерь в министерстве энергетики РФ и установлении тарифа региональными службами тарифов.
2. Известный метод расчета потерь в сети 0,4 кВ с использованием измеренных значений потерь напряжений не обладает таким качеством, поэтому являются скорее теоретическими и его использование на практике весьма затруднено.

Расчет нормативов потерь электрической энергии в сетях 0,4 кВ с использованием первых трех методов требует наличия большого объема исходной схемотехнической информации, получение которой является весьма трудоемкой, а иногда и вовсе невыполнимой задачей для персонала электросетевых организаций. Наиболее простым и эффективным, а иногда и единственно возможным на данном этапе развития сетевых организаций выглядит применения метода оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети.

3. В сетях 110 кВ и выше первые три метода повсеместно применяются, но трудности с получением достоверных данных остаются главным фактором влияющим на точность расчета. В существующей методике трудно-осуществимой является проверка произведенных расчетов на достоверность что также не способствует снижению потерь электроэнергии и тарифов на неё.

Спасибо за внимание!