



**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ**

**Белорусский национальный
технический университет**

Кафедра «Электрические системы»

**М. И. Фурсанов
А. А. Золотой
В. В. Макаревич**

**РАСЧЕТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАСХОДА
(ПОТЕРЬ) ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ЕЕ ТРАНСПОРТ
В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ЭНЕРГОСИСТЕМ**

Учебно-методическое пособие

**Минск
БНТУ
2018**

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ
Белорусский национальный технический университет

Кафедра «Электрические системы»

М. И. Фурсанов
А. А. Золотой
В. В. Макаревич

РАСЧЕТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАСХОДА (ПОТЕРЬ)
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ЕЕ ТРАНСПОРТ
В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Учебно-методическое пособие

*Рекомендовано учебно-методическим объединением по образованию
в области энергетики и энергетического оборудования*

Минск
БНТУ
2018

УДК 621.311.1.017(075.8)

ББК 31.280.7я7

Ф95

Рецензенты:

Б. Г. Дегиль, Н. Е. Шевчик

Фурсанов, М. И.

Ф95 Расчеты технологического расхода (потерь) электроэнергии на ее транспорт в электрических сетях энергосистем : учебно-методическое пособие / М. И. Фурсанов, А. А. Золотой, В. В. Макаревич. – Минск : БНТУ, 2018. – 111 с.

ISBN 978-985-550-728-5.

В пособии излагаются общие методические рекомендации по выполнению расчетов технологического расхода (потерь) электроэнергии при ее транспорте в электрических сетях энергосистем в современных условиях информационной обеспеченности. Приведены основные термины, определения и теоретические сведения по нормированию и расчету потерь в электрических сетях трех групп номинальных напряжений – системообразующих 220–750 кВ, питающих 35–110 кВ и распределительных 0,38–10 кВ.

УДК 621.311.1.017(075.8)

ББК 31.280.7я7

ISBN 978-985-550-728-5

© Фурсанов М. И., Золотой А. А.,
Макаревич В. В., 2018

© Белорусский национальный
технический университет, 2018

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	4
1. Нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем	11
2. Расчет условно-постоянных потерь электроэнергии	19
3. Расчеты климатических потерь электроэнергии	27
4. Расчеты нагрузочных потерь электроэнергии	30
4.1. Методические основы расчета нагрузочных потерь электроэнергии в отдельных элементах электрических сетей	30
4.2. Расчеты нагрузочных потерь электроэнергии в электрической сети в целом	35
4.2.1. Расчеты нагрузочных потерь электроэнергии в системообразующих электрических сетях напряжением 220–750 кВ	35
4.2.2. Расчеты нагрузочных потерь электроэнергии в питающих электрических сетях напряжением 35–110 кВ	57
4.2.3. Расчеты нагрузочных потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях напряжением 0,38–10 кВ	58
5. Расчеты потерь электроэнергии, обусловленных допустимыми погрешностями систем учета электроэнергии	75
6. Расчеты расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций	77
7. Расчет сезонной составляющей норматива потерь	82
Список использованных источников	84
Приложение А	87
Приложение Б	106

ВВЕДЕНИЕ

Ограниченность топливно-энергетических ресурсов Земли вынуждает осознать необходимость их строжайшей экономии и бережного расходования. Эта проблема приобрела первостепенное значение для стран как с развитой, так и с переходной экономикой. Неслучайно во многих государствах (США, Франции, Великобритании, Японии, Германии, Беларуси) созданы специальные органы по рациональному использованию природных ресурсов, разрабатываются и реализуются соответствующие национальные программы.

Развитие инфраструктуры любой страны базируется, прежде всего, на опережающем росте производства электроэнергии. Однако в процессе ее транспорта по электрическим сетям неизбежны потери, которые приводят к дополнительному расходу топлива на электростанциях и снижению пропускной способности сети.

В этой связи задачам качественного расчета и особенно оптимизации уровня потерь электроэнергии должно уделяться самое пристальное внимание. Значительный вклад в их решение внесли зарубежные и отечественные ученые: Б. Л. Айзенберг, Д. А. Арзамасцев, В. Г. Бибко, В. А. Веников, В. Э. Воротницкий, Н. Г. Ганиходжаев, П. Г. Грудинский, С. К. Гурский, Ю. С. Железко, А. М. Залесский, В. В. Казанцев, В. В. Кезевич, Г. М. Клебанов, В. С. Молодцов, В. Г. Пекелис, Г. Е. Поспелов, А. А. Потребич, Н. М. Сыч, И. З. Шапиро, В. А. Шубенко, Ю. В. Щербина и многие другие.

Расчеты потерь электроэнергии в электрических сетях проводят с целью решения технико-экономических задач энергосистем и задач, связанных с взаимодействием с вышестоящими государственными и ведомственными организациями. К первым относятся задачи повышения экономичности функционирования энергосистем (осуществляются эксплуатационным персоналом энергосистемы): определение величины и выявление очагов потерь, разработка мероприятий по снижению потерь, создание системы стимулирования персонала. Второй тип – задачи обоснования уровня потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем (расчет и обоснование нормативов потерь), установление норм расхода топливно-энергетических ресурсов при формировании тарифов на электрическую энергию.

К расчетам потерь с целью обоснования нормативов предъявляются определенные требования:

– определение потерь во всех элементах электрических сетей всех классов номинальных напряжений, находящихся на балансе энергосистемы или ее структурного подразделения;

– содержание в результатах расчетов общего уровня потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистемы, а также их структуры с оценкой возможных резервов снижения каждой структурной составляющей потерь;

– представление результатов расчетов в формах, обеспечивающих ясность обоснования, прозрачность структуры и динамики изменения величин потерь электроэнергии в электрических сетях;

– легитимность результатов расчетов.

Основные методические положения по расчету потерь электроэнергии разработаны и описаны в специальной технической и учебно-методической литературе. Однако сильно изменившиеся за последние годы условия функционирования электрических сетей (во многих случаях – недогрузка сетей и их элементов, широкое внедрение электронных приборов учета и устройств телемеханики, повсеместная компьютеризация сетей, накопленный опыт расчетов и анализа потерь и т. д.) требуют более гибкого, совершенного методологического, алгоритмического и программного обеспечения задачи потерь, способных оперативно адаптироваться к динамическим условиям эксплуатации, учитывать информационную «наблюдаемость» сети, доказывать и обосновывать корректность получаемых результатов.

Представленный материал используют в качестве дополнительного учебно-методического пособия студенты специальности «Электроэнергетические системы и сети», а также студенты смежных специальностей инженерного, экономического и педагогического профиля. По мнению авторов, данное пособие будет полезно также аспирантам, магистрантам и инженерам, занимающимся вопросами потерь в электрических сетях энергосистем, так как в нем прежде всего изложены основные положения «Методики расчета и обоснования нормативов расхода электроэнергии на ее передачу по электрическим сетям» (далее везде по тексту «Методика»), разработанной авторами и положенной в основу стандарта ГПО «Белэнерго», введенного в действие 1 января 2012 года.

Методика определяет единые и обязательные для электроэнергетической отрасли Республики Беларусь организационно-методические

и технические требования к нормированию потерь электроэнергии в электрических сетях ОЭС Беларуси, РУП «Облэнерго», ФЭС и РЭС.

При разработке методики использованы следующие действующие *технические нормативные правовые акты*:

1. Методика расчета нормативов технических потерь энергии в электрических сетях, утвержденная концерном «Белэнерго» 07.06.1999.

2. Энергетика и электрификация. Термины и определения: ГОСТ 19431–84.

3. Правила устройства электроустановок / Минэнерго СССР. – 6-е изд., перераб. и доп. – Утв. письмом Белэнерго от 02.06.1999 № 31/54. – М. : Энергоатомиздат, 1986.– 648 с.

4. Электроустановки на напряжение до 750 кВ. Линии электропередачи воздушные и токопроводы, устройства распределительные и трансформаторные подстанции, установки электросиловые и аккумуляторные, электроустановки жилых и общественных зданий. Правила устройства и защитные меры электробезопасности. Учет электроэнергии. Нормы приемо-сдаточных испытаний, утвержденный: ТКП 339–2011 (02230). – Введ. с 01.12.2011 постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 23 августа 2011 г. № 44.

5. Инструкция по организации учета электрической энергии, утвержденная приказом Минтопэнерго Республики Беларусь от 30.04.1996 № 28 (ред. от 08.02.2008), зарегистрирована в Национальном реестре правовых актов Республики Беларусь 22 марта 2000 г. № 8/3221.

6. Концепция организации учета электроэнергии, утвержденная Постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 30.08.2005 № 28.

7. Методика составления многоуровневых балансов электроэнергии в электрических сетях: СТП 09110.20.365–08.

8. Руководящие указания по учету потерь на корону и помех от короны при выборе проводов воздушных линий электропередачи переменного тока 330–750 кВ и постоянного тока 800–1500 кВ. – М. : СЦНТИ ОРГРЭС, 1975. – 83 с.

9. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей: СТП 34.20.501 (РД 34.20.501).

10. Методика нормирования расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций 35–750 кВ: СТП 09110.09.213–09.

11. Порядок расчета экономии топливно-энергетических ресурсов от внедрения основных энергосберегающих мероприятий на электростанциях, котельных, тепловых и электрических сетях: СТП 09110.09.300–05.

12. Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений: СТП 34.09.254 (РД 34.09.254).

13. Положение по нормированию расхода топливно-энергетических ресурсов на предприятиях, в учреждениях и организациях государственного производственного объединения «Белэнерго»: СТП 09.110.09.117–06.

14. Правила электроснабжения, утвержденные постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 17.10.2011 г. № 1394 (Национальный реестр нормативных правовых актов Республики Беларусь, 2011 г., № 121, 5/34630).

Принятые термины, определения и сокращения

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

ТТ – измерительные трансформаторы тока.

ТН – измерительные трансформаторы напряжения;

Система учета электроэнергии на объекте – совокупность измерительных комплексов, объединенных под общим управлением, обеспечивающих измерение и учет количества поступившей и отпущенной электроэнергии на объекте и включающих в себя ТТ, ТН, приборы учета электроэнергии, соединительные провода и кабели.

Потери электроэнергии – расход электроэнергии на ее передачу по электрическим сетям.

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

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

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

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

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

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

Резервы снижения потерь электроэнергии – снижение потерь электроэнергии, которое может быть получено при внедрении мероприятий по снижению потерь.

Сверхнормативные потери электроэнергии – разность между отчетными и нормативными потерями электроэнергии.

Норматив потерь (нормативные потери) электроэнергии – сумма технологических потерь и сезонной составляющей потерь электроэнергии в абсолютных единицах (нормативные потери) или в процентах по отношению к пропуску электроэнергии через электрическую сеть согласно п. 3.22 СТП 09110.20.365–08 (норматив потерь), рассчитанных за рассматриваемый период в соответствии с требованиями настоящей Методики.

Сезонная составляющая норматива потерь электроэнергии – составляющая норматива потерь электроэнергии, обусловленная существующей технологией сбыта электроэнергии, при которой полезный отпуск электроэнергии для разных групп потребителей фиксируется с разным временным сдвигом.

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

Базовый год – отчетный год, предшествующий году текущему.

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

ОЭС Беларуси – объединенная энергетическая система Республики Беларусь.

РУП «Облэнерго» – областное республиканское унитарное предприятие электроэнергетики, в ведении которого находятся областная энергетическая система и другие подчиненные ему структурные подразделения.

ЭС – электроэнергетическая система согласно ГОСТ 19431–84.

ФЭС – филиал электрических сетей РУП «Облэнерго».

РЭС – район электрических сетей ФЭС.

ПС – электрическая подстанция напряжением 35–750 кВ согласно ГОСТ 19431–84.

ТП – электрическая подстанция напряжением 6–10 кВ согласно ГОСТ 19431–84.

ЛЭП – линия электропередачи согласно ГОСТ 19431–84.

ВЛ – воздушная линия согласно ГОСТ 19431–84.

КЛ – кабельная линия согласно ГОСТ 19431–84.

РЛ – распределительная линия напряжением 0,38–10 кВ.

АТ – силовой автотрансформатор.

ВДТ – последовательный вольтодобавочный трансформатор.

ЛР – линейный регулировочный трансформатор.

ДГР – дугогасящий реактор, применяющийся в сетях 6–35 кВ с незаземленной нейтралью для компенсации емкостных токов при однофазных замыканиях на землю.

ТОР – токоограничивающий реактор.

ШР – шунтирующий реактор.

БСК – батарея статических конденсаторов.

СТК – статический тиристорный компенсатор.

УПК – устройство продольной емкостной компенсации.

КУ – статическое устройство поперечной компенсации реактивной мощности (БСК, СТК).

СК – синхронный компенсатор.

ВЗВЧ – высокочастотный заградитель высокочастотной связи.

УПВЧ – устройство присоединения высокочастотной связи.

ВР – вентильный разрядник.

ОПН – ограничитель перенапряжений.

СППС – соединительные провода и сборные шины распределительных устройств подстанций.

АРН – автоматическое регулирование напряжения на обмотках трансформаторов за счет изменения их коэффициентов трансформации.

ТЭР – топливно-энергетические ресурсы.

1. НОРМИРОВАНИЕ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Под нормированием потерь электроэнергии (см. термины и определения) понимается процедура установления (расчета, обоснования, согласования и утверждения) нормативов потерь электроэнергии за рассматриваемый период времени. Норматив или нормативные потери электроэнергии – это сумма технологических потерь и сезонной составляющей потерь в абсолютных единицах (нормативные потери) или в процентах по отношению к пропуску электроэнергии через сеть (норматив потерь). Технологические потери равны сумме технических потерь и потерь, обусловленных допустимыми погрешностями систем учета электроэнергии и расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций.

Рассмотрим общие принципы нормирования потерь электроэнергии в электрических сетях, которые осуществляются на основе:

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

Нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях устанавливает:

- на прогнозируемый период – прогнозные значения норматива потерь электроэнергии;
- за отчетный период – расчетные значения норматива потерь электроэнергии в электрических сетях.

Прогнозные значения норматива потерь используются:

- для обоснования норм расхода ТЭР на передачу электроэнергии по электрическим сетям;
- при рассмотрении вопросов премирования (стимулирования) персонала энергосистем.

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

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

$$\Delta W_{\text{норм}}^{\text{пр}} = \Delta W_{\text{уп}}^{\text{пр}} + \Delta W_{\text{к}}^{\text{пр}} + \Delta W_{\text{н}}^{\text{пр}} + \Delta W_{\text{дп}}^{\text{пр}} + W_{\text{сн}}^{\text{пр}} + \Delta W_{\text{сез}}^{\text{пр}}, \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}, \quad (1.1)$$

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

$W_{\text{сн}}^{\text{пр}}$ – прогножное значение расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций, тыс. кВт·ч;

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

Прогнозные значения норматива потерь электроэнергии в электрических сетях на прогнозируемый период (в относительных единицах) $\Delta W_{\text{норм}}^{\text{пр}} \%$ определяют по формуле

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

где $\Delta W_{\text{норм}}^{\text{пр}}$ – прогножное значение нормативных потерь электроэнергии в электрических сетях, рассчитанное по формуле (1.1), тыс. кВт·ч;

$W_{\text{прс}}^{\text{пр}}$ – прогножное значение пропуска электроэнергии через электрическую сеть, определенное в соответствии с требованиями

СТП 09110.20.365–08 по прогнозному годовому балансу электроэнергии, тыс. кВт·ч.

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

Прогнозные значения норматива потерь электроэнергии в электрических сетях на прогнозируемый период должны составляться:

- по ОЭС Беларуси с разбивкой по РУП «Облэнерго» и утверждаться руководством РУП «ОДУ» и ГПО «Белэнерго»;
- РУП «Облэнерго» с разбивкой по ФЭС и утверждаться руководством РУП «Облэнерго»;
- ФЭС с разбивкой по РЭС и утверждаться руководством ФЭС;
- РЭС и согласовываться ФЭС.

План мероприятий по снижению потерь электроэнергии ежегодно разрабатывается и утверждается в установленном порядке.

Фактические значения норматива потерь электроэнергии в электрических сетях за отчетный период используются:

- для анализа отчетных потерь электроэнергии и их составляющих;
- для анализа отклонений фактических потерь электроэнергии от установленной нормы;
- при рассмотрении вопросов премирования (стимулирования) персонала энергосистем.

Фактическое значение нормативных потерь электроэнергии в электрических сетях за отчетный период (в абсолютных единицах) $\Delta W_{\text{норм}}$ определяется по формуле

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

где $\Delta W_{\text{уп}}$, $\Delta W_{\text{к}}$, $\Delta W_{\text{н}}$ и $\Delta W_{\text{дп}}$ – значения условно-постоянных ($\Delta W_{\text{уп}}$), климатических ($\Delta W_{\text{к}}$), нагрузочных ($\Delta W_{\text{н}}$) потерь электроэнергии в электрических сетях и потерь, обусловленных допу-

стимыми погрешностями систем учета электроэнергии ($\Delta W_{\text{дп}}$) за отчетный период, тыс. кВт·ч;

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

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

Фактическое значение норматива потерь электроэнергии в электрических сетях за отчетный период (в относительных единицах) $\Delta W_{\text{норм}}\%$ рассчитывается по формуле

$$\Delta W_{\text{норм}}\% = \frac{\Delta W_{\text{норм}}}{W_{\text{прс}}} \cdot 100\%,$$

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

$W_{\text{прс}}$ – значение фактического пропуска электроэнергии через электрическую сеть, определенное в соответствии с требованиями [1], по балансу электроэнергии за отчетный период, тыс. кВт·ч.

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

План мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях на прогнозируемый период, представленный согласно форме 4 прил. А:

– для ОЭС Беларуси – разрабатывается персоналом РУП «ОДУ» и подписывается руководством РУП «ОДУ»;

– РУП «Облэнерго» – разрабатывается персоналом РУП «Облэнерго», подписывается руководством РУП «Облэнерго» и представляется в РУП «ОДУ»;

– ФЭС – разрабатывается персоналом ФЭС, подписывается руководством ФЭС и представляется в РУП «Облэнерго»;

– РЭС – разрабатывается персоналом РЭС, подписывается руководством РЭС и представляется в ФЭС.

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

– для ОЭС Беларуси – определяется персоналом РУП «ОДУ», подписывается руководством РУП «ОДУ» и представляется согласно формам 1–3, 5–10, 14 прил. А в установленном порядке для согласования;

– РУП «Облэнерго» – определяется персоналом РУП «Облэнерго», подписывается руководством РУП «Облэнерго» и представляется согласно формам 1–3, 5–9, 11, 12, 14 прил. А в РУП «ОДУ» для согласования;

– ФЭС – определяется персоналом ФЭС, подписывается руководством ФЭС и представляется согласно формам 1–3, 5–9, 13, 14 прил. А в РУП «Облэнерго» для согласования;

– РЭС – определяется персоналом РЭС, подписывается руководством РЭС и представляется согласно формам 1–3, 9, 14 прил. А в ФЭС для согласования.

Основные методические положения по расчету нормативов потерь электроэнергии:

1. Нормативы потерь электроэнергии в электрических сетях ОЭС Беларуси и ее структурных подразделений рассчитываются на основании данных систем учета электроэнергии.

2. Норматив потерь электроэнергии в электрических сетях 35–750 кВ определяется на основе данных о схемах электрических сетей 35–750 кВ, графиков активных и реактивных мощностей элементов электрических сетей, регистрируемых цифровыми приборами.

3. Норматив потерь электроэнергии в электрических сетях 0,38–10 кВ находится на основе данных о схемах электрических сетей 0,38–10 кВ, графиков активных и реактивных мощностей, регистрируемых на вводах 6–10 кВ ПС 35–750 кВ и фактических или типовых графиков нагрузок потребителей сети 0,38 кВ.

При отсутствии или неполноте графиков активных и реактивных мощностей элементов электрических сетей 35–750 кВ их модели-

руют с использованием сезонных замеров и регистрируемых графиков активных и реактивных мощностей, фиксирующих общие закономерности колебания узловых мощностей в электрических сетях.

Суммарные технические потери электроэнергии в электрических сетях за отчетный период равняются сумме абсолютных значений отчетных технических потерь электроэнергии в элементах электрических сетей, определяемых расчетным путем.

Потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями систем учета электроэнергии в электрических сетях, следует определять согласно требованиями, изложенными в главе 5.

Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций в электрических сетях определяется в соответствии с требованиями, изложенными в главе 6.

Расчет и согласование нормативов потерь электроэнергии в электрических сетях за отчетный период производятся не позднее 9 числа месяца, следующего за отчетным.

Нормативы потерь электроэнергии в электрических сетях за отчетный период представляются в РУП «ОДУ» электронной почтой и по факсу не позднее 9 числа месяца, следующего за отчетным.

***Порядок расчета нормативов потерь электроэнергии
в электрических сетях ОЭС Беларуси,
РУП «Облэнерго», ФЭС и РЭС***

Фактические и прогнозные значения нормативов потерь электроэнергии в электрических сетях ОЭС Беларуси, РУП «Облэнерго», ФЭС и РЭС рассчитываются и представляются в соответствии с требованиями Методики [2].

Фактические и прогнозные значения нормативов потерь электроэнергии в электрических сетях ОЭС Беларуси, РУП «Облэнерго» и ФЭС рассчитываются по трем уровням электрических сетей для всех классов номинальных напряжений, находящимся на балансе структурных подразделений.

Фактические и прогнозные значения нормативов потерь электроэнергии в электрических сетях РЭС рассчитываются по электрическим сетям нижнего уровня находящимся на балансе ФЭС для всех классов номинальных напряжений, обслуживаемых РЭС.

Суммарные нормативные потери электроэнергии в электрических сетях ОЭС Беларуси равны сумме нормативных потерь электроэнергии в сетях всех РУП «Облэнерго».

Суммарные нормативные потери электроэнергии в электрических сетях верхнего уровня 220–750 кВ ОЭС Беларуси равны сумме нормативных потерь электроэнергии в электрических сетях верхнего уровня всех РУП «Облэнерго».

Суммарные нормативные потери электроэнергии в электрических сетях среднего уровня 35–110 кВ ОЭС Беларуси равны сумме нормативных потерь электроэнергии в электрических сетях среднего уровня всех РУП «Облэнерго».

Суммарные нормативные потери электроэнергии в электрических сетях нижнего уровня 0,38–10 кВ ОЭС Беларуси равны сумме нормативных потерь электроэнергии в электрических сетях нижнего уровня всех РУП «Облэнерго».

Суммарные нормативные потери электроэнергии в электрических сетях каждого РУП «Облэнерго» равны сумме нормативных потерь электроэнергии в сетях всех ФЭС данного РУП.

Суммарные нормативные потери электроэнергии в электрических сетях верхнего уровня 220–750 кВ РУП «Облэнерго» равны сумме нормативных потерь электроэнергии в электрических сетях верхнего уровня всех ФЭС РУП «Облэнерго».

Суммарные нормативные потери электроэнергии в электрических сетях среднего уровня 35–110 кВ каждого РУП «Облэнерго» равны сумме нормативных потерь электроэнергии в электрических сетях среднего уровня всех ФЭС РУП «Облэнерго».

Суммарные нормативные потери электроэнергии в электрических сетях нижнего уровня 0,38–10 кВ каждого РУП «Облэнерго» равны сумме нормативных потерь электроэнергии в электрических сетях нижнего уровня всех ФЭС.

Суммарные нормативные потери электроэнергии в электрических сетях нижнего уровня 0,38–10 кВ каждого ФЭС равны сумме нормативных потерь электроэнергии в электрических сетях всех РЭС данного ФЭС.

Структура отчетных и прогнозных нормативов потерь электроэнергии в электрических сетях ОЭС Беларуси в разрезе РУП «Облэнерго» за рассматриваемый период составляется согласно форме 10 прил. А персоналом РУП «ОДУ».

Структура отчетных и прогнозных нормативов потерь электроэнергии в электрических сетях РУП «Облэнерго» в разрезе ФЭС за рассматриваемый период представляется согласно форме 11 прил. А персоналом РУП «Облэнерго» в РУП «ОДУ».

Структура нормативов потерь электроэнергии в электрических сетях нижнего уровня РУП «Облэнерго» в разрезе РЭС за отчетный период представляется согласно форме 12 прил. А персоналом РУП «Облэнерго» в РУП «ОДУ».

Структура нормативов потерь электроэнергии в электрических сетях нижнего уровня ФЭС в разрезе РЭС за отчетный период представляется согласно форме 13 прил. А персоналом ФЭС в РУП «Облэнерго».

2. РАСЧЕТ УСЛОВНО-ПОСТОЯННЫХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

В соответствии с Методикой к условно-постоянным потерям электроэнергии относят:

- потери холостого хода в силовом оборудовании, не зависящие от климатических условий;
- потери в оборудовании, нагрузка которого не имеет прямой связи с нагрузкой электрической сети;
- потери в оборудовании, имеющем одинаковые параметры при любой нагрузке электрической сети;
- потери в оборудовании, которые, по сути, являются нагрузочными (например, потери в СППС), но определяются по удельным нормам из-за отсутствия практики их непосредственных расчетов.

Величина условно-постоянных потерь электроэнергии $\Delta W_{\text{уп}}$ в электрических сетях ОЭС Беларуси, РУП «Облэнерго», ФЭС и РЭС рассчитывается по формуле

$$\Delta W_{\text{уп}} = \Delta W_{\text{уп}}^{220-750} + \Delta W_{\text{уп}}^{35-110} + \Delta W_{\text{уп}}^{0,38-10}, \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}, \quad (2.1)$$

где $\Delta W_{\text{уп}}^{220-750}$, $\Delta W_{\text{уп}}^{35-110}$, $\Delta W_{\text{уп}}^{0,38-10}$ – величина условно-постоянных потерь электроэнергии в электрических сетях 220–750 кВ, 35–110 кВ, 0,38–10 кВ, тыс. кВт·ч.

Величина условно-постоянных потерь электроэнергии $\Delta W_{\text{уп}}^{220-750}$ в электрических сетях верхнего уровня (220–750 кВ) вычисляется по формуле

$$\Delta W_{\text{уп}}^{220-750} = \Delta W_{\text{КЛ}_x} + \Delta W_{\text{ТР}_x} + \Delta W_{\text{ШР}} + \Delta W_{\text{КУ}} + \Delta W_{\text{СК}} + \Delta W_{\text{ГСК}} + \Delta W_{\text{БР}} + \Delta W_{\text{ОПН}} + \Delta W_{\text{ТН}} + \Delta W_{\text{УПВЧ}} + \Delta W_{\text{СППС}}, \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}, \quad (2.2)$$

где $\Delta W_{\text{КЛ}_x}$ – потери электроэнергии в изоляции КЛ, тыс. кВт·ч;

$\Delta W_{\text{ТР}_x}$ – потери электроэнергии холостого хода силовых трансформаторов, АТ и ВДТ, тыс. кВт·ч;

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

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

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

$\Delta W_{ГСК}$ – потери электроэнергии в генераторах, переведенных в режим СК, тыс. кВт·ч;

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

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

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

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

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

Величина условно-постоянных потерь электроэнергии $\Delta W_{уп}^{35-110}$ в электрических сетях среднего уровня (35–110 кВ) рассчитывается по формуле

$$\Delta W_{уп}^{35-110} = \Delta W_{КЛ\ x} + \Delta W_{тр\ x} + \Delta W_{КУ} + \Delta W_{СК} + \Delta W_{ГСК} + \Delta W_{ВР} + \\ + \Delta W_{ОПН} + \Delta W_{ТН} + \Delta W_{УПВЧ} + \Delta W_{СППС}, \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч},$$

где $\Delta W_{тр\ x}$ – потери электроэнергии холостого хода силовых трансформаторов и трансформаторов ДГР, тыс. кВт·ч.

Величина условно-постоянных потерь электроэнергии $\Delta W_{уп}^{0,38-10}$ в электрических сетях нижнего уровня (0,38–10 кВ) определяется по формуле

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

где $\Delta W_{тр\ x}$ – потери электроэнергии холостого хода силовых трансформаторов, ЛР и трансформаторов ДГР, тыс. кВт·ч;

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

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

Потери электроэнергии в изоляции КЛ $\Delta W_{\text{КЛ} \times}$ вычисляются по формуле

$$\Delta W_{\text{КЛ} \times} = T_p b_{\text{каб}} U^2 L_{\text{каб}} \operatorname{tg} \delta, \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч},$$

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

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

U – рабочее напряжение КЛ, кВ;

$L_{\text{каб}}$ – длина кабеля, км;

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

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

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

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

При отсутствии необходимой информации оценка потерь электроэнергии в изоляции КЛ производится на основании данных табл. 2.1 по формуле

$$\Delta W_{\text{КЛ} \times} = \Delta W_{\text{КЛ} \times \text{уд}} L_{\text{каб}} \frac{T_p}{8760}, \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч},$$

где $\Delta W_{\text{КЛ} \times \text{уд}}$ – среднее значение удельных потерь электроэнергии в изоляции кабеля, тыс. кВт·ч/км в год (табл. 2.1);

$L_{\text{каб}}$ – длина кабеля, км;

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

Потери электроэнергии холостого хода в силовых трансформаторах, АТ, ВДТ, ЛР и трансформаторах ДГР $\Delta W_{\text{тр} \times}$, а также потери электроэнергии в ШР $\Delta W_{\text{ШР}}$ вычисляются по формуле

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

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

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

$U_{ВН}$ – номинальное напряжение обмотки высокого напряжения трансформатора, кВ;

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

n – число рассматриваемых режимов работы трансформатора в расчетном периоде.

Таблица 2.1

Средние значения удельных потерь электроэнергии
в изоляции кабелей

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

Потери электроэнергии в КУ $\Delta W_{\text{КУ}}$ вычисляются по формуле

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

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

$W_{q \text{ КУ}}$ – реактивная энергия, выработанная КУ за расчетный период, кВАр·ч.

При отсутствии значений $\Delta P_{\text{КУ}}$, $W_{q \text{ КУ}}$ оценку потерь электроэнергии в КУ производят на основании данных табл. 2.2 по формуле

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

где $\Delta W_{\text{КУ ср}}$ – среднее значение потерь электроэнергии в КУ, тыс. кВт·ч в год (табл. 2.2);

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

Потери электроэнергии в генераторах, переведенных в режим синхронных компенсаторов $\Delta W_{\text{ГСК}}$, определяются на основании данных табл. 2.2. При этом данные табл. 2.2 необходимо умножить на поправочный коэффициент из табл. 2.3.

Таблица 2.2

Средние значения потерь электроэнергии
в компенсирующих устройствах

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

Таблица 2.3

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

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

Потери электроэнергии в ТН с присоединенными счетчиками $\Delta W_{\text{ТН}}$ и в УПВЧ $\Delta W_{\text{УПВЧ}}$ определяются на основании данных табл. 2.4 по формуле

$$\Delta W = \Delta W_{\text{ср}} \frac{T_{\text{р}}}{8760}, \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}, \quad (2.3)$$

где $\Delta W_{\text{ср}}$ – среднее значение потерь электроэнергии в оборудовании, тыс. кВт·ч в год (табл. 2.4);

$T_{\text{р}}$ – число часов работы оборудования в расчетном периоде, ч.

Таблица 2.4

Средние значения потерь электроэнергии в ТН и УПВЧ

Вид оборудования	Потери электроэнергии, тыс. кВт·ч в год, при номинальном напряжении оборудования, кВ											
	6	10	15	20	35	60	110	150	220	330	500	750
ТН	1,54	1,90	2,35	2,70	3,60	6,20	11,00	11,80	13,10	18,40	28,90	58,80
УПВЧ	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,12	0,22	0,30	0,43	2,12	3,24	4,93

Примечание. Потери электроэнергии в УПВЧ даны на одну фазу.

Потери электроэнергии в счетчиках непосредственного включения (без измерительных трансформаторов) $\Delta W_{сч}$ принимаются равными потреблению электроэнергии счетчиками на основании данных табл. 2.5.

Таблица 2.5

Параметры счетчиков непосредственного включения

Вид счетчика	Типовой класс точности	Мощность, потребляемая одной цепью		Суммарная потребляемая мощность, Вт	Потребление электроэнергии, кВт·ч в год
		напряжения, Вт	тока, ВА		
Однофазный, индукционный	2,5	2,0	0,7	2,1	18,4
Однофазный, цифровой	2,0	2,0	2,5	2,5	21,9
Трехфазный, индукционный	1,0	3,0	2,5	10,5	92,0
Трехфазный, цифровой	1,0	2,0	4,0	8,4	73,6

Потери электроэнергии в ВР $\Delta W_{ВР}$ и ОПН $\Delta W_{ОПН}$ принимаются на основании данных заводов-изготовителей оборудования. При отсутствии данных завода-изготовителя значения потерь следует определять в соответствии с данными табл. 2.6 по формуле (2.3).

Таблица 2.6

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

$U_{ном},$ кВ	Потери электроэнергии, тыс. кВт·ч в год, по видам оборудования	
	ВР	ОПН
1	2	3
6	0,009	0,001
10	0,021	0,001
15	0,033	0,002
20	0,047	0,004
35	0,091	0,013

1	2	3
110	0,600	0,220
154	1,050	0,400
220	1,590	0,740
330	3,320	1,800
500	4,930	3,940
750	4,310	8,540

Примечание. Потери электроэнергии даны на три фазы электрической сети.

Потери электроэнергии в СППС $\Delta W_{\text{СППС}}$ определяются в соответствии с данными табл. 2.7 по формуле

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

где $\Delta W_{\text{СППС уд.}}$ – среднее значение удельных потерь электроэнергии в СППС, тыс. кВт·ч на РУ одной ПС в год (табл. 2.7);

$N_{\text{ПС}}$ – количество ПС;

T – расчетный период, ч.

Таблица 2.7

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

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

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

3. РАСЧЕТЫ КЛИМАТИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Величина климатических потерь электроэнергии $\Delta W_{\text{к}}$ в электрических сетях ОЭС Беларуси, РУП «Облэнерго», ФЭС и РЭС рассчитывается по формуле

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

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

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

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

где $\Delta W_{\text{кор}}$ – потери электроэнергии на корону ВЛ 110–750 кВ, тыс. кВт·ч;

$\Delta W_{\text{ту}}$ – потери электроэнергии от фоновых токов утечки через изоляторы ВЛ 35–750 кВ, тыс. кВт·ч.

Величину климатических потерь электроэнергии $\Delta W_{\text{к}}^{0,38-10}$ в электрических сетях нижнего уровня 0,38–10 кВ следует определять по формуле

$$\Delta W_{\text{к}}^{0,38-10} = \Delta W_{\text{ту}}, \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч},$$

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

Потери электроэнергии на корону ВЛ 110–750 кВ $\Delta W_{\text{кор}}$ следует вычислять по формуле

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

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

L – длина ВЛ, км;

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

T – расчетный период, ч;

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

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

Значения удельных потерь активной мощности на корону ВЛ $\Delta P_{\text{уд. кор } k}^0$ при номинальном напряжении для четырех основных групп погодных условий следует принимать на основании данных табл. 3.1.

Таблица 3.1

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

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

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

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

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

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

Продолжительность каждой группы погодных условий в зоне ВЛ за расчетный период принимается по данным гидрометеоцентра.

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

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

где $\Delta P_{\text{уд}}$ – средние удельные потери активной мощности от фоновых токов утечки через изоляторы ВЛ, кВт/км (принимаются по данным табл. 3.2);

L – длина ВЛ, км;

T – расчетный период, ч.

Таблица 3.2

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

Группа погоды	Средние удельные потери активной мощности от фоновых токов утечки через изоляторы, кВт/км, для ВЛ номинальным напряжением, кВ											
	6	10	15	20	35	60	110	154	220	330	500	750
1	0,011	0,017	0,025	0,033	0,035	0,044	0,055	0,063	0,069	0,103	0,156	0,235
2	0,094	0,153	0,227	0,302	0,324	0,408	0,510	0,587	0,637	0,953	1,440	2,160
3	0,154	0,255	0,376	0,507	0,543	0,680	0,850	0,978	1,061	1,587	2,400	3,600

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

4. РАСЧЕТЫ НАГРУЗОЧНЫХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

4.1. Методические основы расчета нагрузочных потерь электроэнергии в отдельных элементах электрических сетей

Из составляющих технических потерь наибольшую сложность представляет определение нагрузочных потерь электроэнергии $\Delta W_{\text{н}}$ в отдельных элементах электрических сетей, число которых в современных энергосистемах достигает сотен тысяч. Основные методические принципы их расчета разработаны достаточно детально и изложены, например, в [3–9]. Вкратце суть их следующая.

Для отдельного элемента сети с активным сопротивлением R справедливо соотношение

$$\Delta W_{\text{н}} = 3R \int_0^T I^2(t) dt. \quad (4.1)$$

Аналитическая функция, описывающая закон изменения тока во времени, часто не известна, поэтому на практике применяют различные способы численного интегрирования выражения (4.1), которые как раз определяют основные методические подходы к расчету нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях:

$$\Delta W_{\text{н}} = 3R \int_0^T I^2(t) dt \approx 3R \int_1^{T/\Delta t} I^2(t) \Delta t = 3RI_{\text{ср. кв}}^2 T = 3RI_{\text{нб}}^2 \tau = 3RI_{\text{ср}} k_{\Phi}^2 T. \quad (4.2)$$

Соответственно различают следующие базовые подходы к расчету нагрузочных потерь:

- метод оперативных расчетов потерь – формула (4.3);
- метод времени наибольших потерь – формула (4.4);
- метод средних нагрузок – формула (4.5);
- метод характерных суток – формулы (4.6, 4.7).

Метод оперативных расчетов

$$\Delta W_{\text{н}} = 3R \int_{i=1}^{T/\Delta t} I_i^2 \Delta t_i = R \sum_{i=1}^{T/\Delta t} \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_i^2} \Delta t_i = \sum_{i=1}^{T/\Delta t} \Delta P_i \Delta t_i. \quad (4.3)$$

Метод времени наибольших потерь

$$\begin{aligned}\Delta W_{\text{н}} &= 3RI_{\text{нб}}^2\tau = \frac{P_{\text{нб}}^2 + Q_{\text{нб}}^2}{U_{\text{нб}}^2} R\tau = \Delta P_{\text{нб}}\tau = \frac{\frac{W_P^2}{T_{\text{нб}P}^2} + \frac{W_Q^2}{T_{\text{нб}Q}^2}}{U_{\text{нб}}^2} R\tau = \\ &= \frac{R}{U_{\text{нб}}^2} (W_P^2 \frac{\tau}{T_{\text{нб}P}^2} + W_Q^2 \frac{\tau}{T_{\text{нб}Q}^2}) = \frac{R}{U_{\text{нб}}^2} (W_P^2 d_P + W_Q^2 d_Q),\end{aligned}\quad (4.4)$$

$$\text{где } d_P = \frac{\tau}{T_{\text{нб}P}^2}, \quad d_Q = \frac{\tau}{T_{\text{нб}Q}^2}.$$

Метод средних нагрузок

$$\begin{aligned}\Delta W_{\text{н}} &= 3RI_{\text{ср}}^2 k_{\Phi}^2 T = \frac{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{ср}}^2}{U_{\text{ср}}^2} Rk_{\Phi}^2 T = \Delta P_{\text{ср}} k_{\Phi}^2 T = \\ &= \frac{\frac{W_P^2}{T^2} + \frac{W_Q^2}{T^2}}{U_{\text{ср}}^2} Rk_{\Phi}^2 T = \frac{W_P^2 + W_Q^2}{U_{\text{ср}}^2 T} Rk_{\Phi}^2.\end{aligned}\quad (4.5)$$

В формулах (4.3), (4.4), (4.5):

T – расчетный период времени; Δt_i – интервал времени, в течение которого нагрузка элемента сети неизменна; $I_{\text{ср.кв}}$ – средне-квадратический ток; $I_{\text{нб}}$ – ток в элементе в режиме наибольших нагрузок; τ – полное время наибольших потерь; $I_{\text{ср}}$ – ток в элементе в режиме средних нагрузок.

В зависимости от имеющейся в энергосистемах топологической и режимной информации формулы (4.1), (4.2) трансформируются и могут быть записаны, использоваться и называться по-разному.

Метод характерных суток

Если замеры токовых нагрузок имеются не в течение всего периода времени T (месяца, квартала, года), а только за одни сутки (зимние, летние, весенние, осенние и т. д.), то формула

$$\Delta W_{\text{H}} = 3R \sum_{i=1}^{T/\Delta t} I_i^2 \Delta t_i \quad (4.6)$$

для определения потерь за период T представляется в виде

$$\Delta W_{\text{H}} = 3R \sum_{j=1}^k I_j^2 \Delta t_j D_{\text{экв}} = R \sum_{j=1}^k \frac{P_j^2 + Q_j^2}{U_j^2} \Delta t_j D_{\text{экв}} = \Delta W_{\text{H}} D_{\text{экв}}, \quad (4.7)$$

где k – число ступеней в реальном графике нагрузки;

$D_{\text{экв}}$ – эквивалентное число дней в периоде T , за которые потери электроэнергии будут равны сумме потерь, рассчитанных за каждые сутки расчетного периода T по фактическим графикам нагрузки.

Статистический метод

Для получения статистических формул, определяющих нагрузочные потери электроэнергии на участке электрической системы, выводится вначале формула для определения потерь активной мощности в элементе сети в функции напряжений узлов. Участок соединяет узлы i и j и имеет сопротивление $\underline{Z}_{ij} = R_{ij} + jX_{ij}$. Тогда поток полной мощности в начале участка \underline{S}_i будет равен

$$\underline{S}_i = \sqrt{3} \underline{U}_i \underline{I}^* = \sqrt{3} \underline{U}_i \left(\frac{\underline{U}_i - \underline{U}_j}{\sqrt{3} \underline{Z}_{ij}} \right)^* = \underline{U}_i \left(\frac{\underline{U}_i - \underline{U}_j}{\underline{Z}_{ij}} \right)^*, \quad (4.8)$$

где

$$\underline{U}_i = U_i' + jU_i'', \text{ а } \underline{U}_i^* = U_i' - jU_i''. \quad (4.9)$$

Раскроем (4.8) с учетом (4.9) и имея в виду, что $\underline{Y}_{ij} = \frac{1}{\underline{Z}_{ij}}$, получим

$$\begin{aligned} \underline{S}_i = & (U_i' + jU_i'')(U_i' - jU_i'' - U_j' + jU_j'') \underline{Y}_{ij}^* = (U_i' U_i' - jU_i' U_i'' - U_i' U_j' + \\ & + jU_i' U_j'' + jU_i'' U_i' + U_i'' U_i'' - jU_i'' U_j' - U_i'' U_j'') \underline{Y}_{ij}^*. \end{aligned}$$

Аналогично

$$\underline{S}_j = (U'_j U'_i - j U'_j U''_i - U'_j U'_j + j U'_j U''_j + j U''_j U'_i + U''_j U''_i - j U''_j U'_j - U''_j U''_j) \underline{Y}_{ij}^*$$

Потери полной мощности $\Delta \underline{S}_{ij}$ на участке $i-j$ будут равны $\underline{S}_i - \underline{S}_j$

$$\begin{aligned} \Delta \underline{S}_{ij} = & [(U'_i)^2 - j U'_i U''_i - U'_i U'_j + j U'_i U''_j + j U''_i U'_i + (U''_i)^2 - \\ & - j U''_i U'_j - U''_i U''_j - U'_j U'_i + j U'_j U''_i + (U'_j)^2 - j U'_j U''_j - j U''_j U'_i - \\ & - U''_j U''_i + j U''_j U'_j + (U''_j)^2] \underline{Y}_{ij}^* = [(U'_i)^2 - 2 U'_i U'_j + (U'_j)^2 + \\ & + (U''_i)^2 - 2 U''_i U''_j + (U''_j)^2] = [(U'_i - U'_j)^2 + (U''_i - U''_j)^2] \underline{Y}_{ij}^* \end{aligned}$$

Так как $\underline{Y}_{ij} = G_{ij} - j B_{ij}$, то формула для определения потерь активной мощности ΔP_{ij} на участке электрической системы (линии, трансформатора) выглядит следующим образом:

$$\Delta P_{ij} = [(U'_i - U'_j)^2 + (U''_i - U''_j)^2] G_{ij}, \quad (4.10)$$

где U'_i , U''_i – продольная и поперечная составляющие напряжения узла i .

Если в (4.10) перейти от прямоугольной формы записи к полярной ($U'_i = U_i \cos \delta_i$, $U''_i = U_i \sin \delta_i$), то получим

$$\begin{aligned} \Delta P_{ij} = & (U_i^2 \cos^2 \delta_i - 2 U_i U_j \cos \delta_i \cos \delta_j + \\ & + U_j^2 \cos^2 \delta_j + U_i^2 \sin^2 \delta_i - 2 U_i U_j \sin \delta_i \sin \delta_j + \\ & + U_j^2 \sin^2 \delta_j) G_{ij} = (U_i^2 (\cos^2 \delta_i + \sin^2 \delta_i) + \\ & + U_j^2 (\cos^2 \delta_j + \sin^2 \delta_j) - 2 U_i U_j (\cos \delta_i \cos \delta_j + \\ & + \sin \delta_j \sin \delta_i)) G_{ij} = [U_i^2 + U_j^2 - 2 U_i U_j \cos(\delta_i - \delta_j)] G_{ij}, \end{aligned} \quad (4.11)$$

где U_i , δ_i – модуль и фаза напряжения узла i .

Если выразить величины U_i' , U_i'' , U_i , δ_i в (4.10), (4.11) через их математические ожидания $M(U')$, $M(U'')$, $M(U_i)$, $M(\delta_i)$ и отклонения $\Delta U'$, $\Delta U''$, ΔU и $\Delta \delta$ от своих математических ожиданий

$$U_i' = M(U_i') + \Delta U_i'; \quad U_i'' = M(U_i'') + \Delta U_i'';$$

$$U_i = M(U_i) + \Delta U_i; \quad \delta_i = M(\delta_i) + \Delta \delta_i,$$

то получим [10] три статистические формулы для определения нагрузочных потерь электроэнергии ΔW_{nij} на участке $i-j$:

$$\begin{aligned} \Delta W_{nij} = & [M^2(U_i' - U_j') + M^2(U_i'' - U_j'') + \\ & + \sigma^2(U_i' - U_j') + \sigma^2(U_i'' - U_j'')] G_{ij} T; \end{aligned} \quad (4.12)$$

$$\begin{aligned} \Delta W_{nij} = & [M^2(U_i - U_j) + M(U_i)M(U_j)M^2(\delta_i - \delta_j) + \\ & + \sigma^2(U_i - U_j) + M(U_i)M(U_j)\sigma^2(\delta_i - \delta_j)] G_{ij} T; \end{aligned} \quad (4.13)$$

$$\begin{aligned} \Delta W_{nij} = & \Delta P_{ij}(M(P), M(Q))T + [\sigma^2(U_i - U_j) + \\ & + M(U_i)M(U_j)\sigma^2(\delta_i - \delta_j)] G_{ij} T. \end{aligned} \quad (4.14)$$

Суммирование величин, полученных по формулам (4.12), (4.13), (4.14), для всех участков сети позволяет найти суммарное значение потерь во всей сети. В приведенных выше формулах (4.12), (4.13), (4.14) σ^2 – обозначают дисперсии соответствующих величин, т. к. $\Delta U_i'$, $\Delta U_i''$, ΔU_i , $\Delta \delta_i$ в формулах (4.12), (4.13), (4.14) отсутствуют.

Из анализа статистических формул (4.12), (4.13), (4.14) видно, что для их практического применения достаточно знать только две характеристики напряжений узлов – математические ожидания напряжений и матрицу корреляционных моментов. В формуле (4.14) потери мощности $\Delta P_{ij}(M(P), M(Q))$ определены через математические ожидания нагрузок $M(P)$, $M(Q)$. Вторую составляющую формулы (4.14) называют дисперсионной составляющей потерь. Сама

формула (4.14) является приближенной, так как получена из упрощенной формы записи уравнений баланса мощностей [10, 11].

Приведенные в данном параграфе формулы используются при расчете нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях статистическими методами.

4.2. Расчеты нагрузочных потерь электроэнергии в электрической сети в целом

Расчеты нагрузочных потерь электроэнергии в электрической сети в целом основываются на материале предыдущего параграфа и могут быть проведены одним из перечисленных ниже методов в зависимости от объема имеющейся в энергосистемах топологической и режимной информации о нагрузках электрических сетей: методом оперативных расчетов потерь; методом среднеквадратичного тока; методом средних нагрузок; методом времени наибольших потерь; по обобщенной информации о схемах и нагрузках электрических сетей.

4.2.1. Расчеты нагрузочных потерь электроэнергии в системообразующих электрических сетях напряжением 220–750 кВ

4.2.1.1. Оперативные расчеты нагрузочных потерь в электрических сетях 220–750 кВ

Под оперативными расчетами понимается определение нагрузочных потерь на основе режимной информации (электроэнергии, активных и реактивных мощностей, коэффициентов мощности, токов, напряжений), оперативно получаемой по данным диспетчерских ведомостей, оперативных измерительных комплексов (ОИК) и автоматизированных систем учета и контроля электроэнергии.

Метод оперативных расчетов состоит в расчете суммарных нагрузочных потерь электроэнергии ΔW_{H} по формуле

$$\Delta W_{\text{H}} = 3 \sum_{i=1}^n R_i \sum_{j=1}^m I_{ij}^2 \Delta t_{ij}, \quad (4.15)$$

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 постоянной;

m – число интервалов времени в расчетном периоде T .

Ранее из-за недостатка исходной режимной информации выполнять оперативные расчеты потерь по формуле (4.15) было невозможно. В настоящее время ситуация существенно изменилась.

В Белорусской и других энергосистемах активно проводилась и продолжает проводиться работа по замене индукционных приборов учета электроэнергии в электрических сетях (35 кВ и выше) на цифровые. Такие работы выполняются при реконструкции каждой подстанции 35 кВ и особенно в электрических сетях 220–330 кВ.

Одним из важных преимуществ цифровых приборов учета электрической энергии является то, что кроме привычных интегральных показателей, таких как суммарное количество электроэнергии, они способны регистрировать и накапливать получасовые значения пропущенной активной и реактивной электрической энергии, а также и другие режимные параметры элементов электрических сетей.

Это позволяет выполнять расчеты потерь не только с использованием регистрируемых графиков узловых мощностей, но и с учетом топологических изменений схемы (истории переключений) за расчетный период времени.

Оперативные расчеты потерь электроэнергии характеризуют эффективность деятельности энергосистем по экономии топливно-энергетических ресурсов, позволяют выявлять очаги потерь, факты хищения электроэнергии, неучтенных потребителей и т. п.

В результате работы по улучшению информационного обеспечения и наблюдаемости сетей в ОЭС Беларуси информационно выделяют электрические сети трех групп номинальных напряжений:

- системообразующие электрические сети напряжением 220–750 кВ;

- питающие электрические сети напряжением 35–110 кВ;

- распределительные электрические сети напряжением 0,38–10 кВ.

Системообразующие сети 220–750 кВ оснащены электронными приборами учета электроэнергии. Практически на каждой линии электропередачи данного класса номинальных напряжений распо-

ложены цифровые учеты с двух сторон. Автотрансформаторы (АТ) в сетях 220 кВ и выше оборудованы цифровыми учетами на сторонах высокого и/или среднего напряжения, а некоторые АТ – и на сторонах низкого напряжения. Кроме того, цифровые учеты установлены также во всех местах выработки электрической энергии ОЭС Беларуси.

Таким образом, в случае практической реализации в энергосистеме автоматического сбора и передачи режимной информации электрических сетей 220–750 кВ от цифровых устройств к месту ее практического использования (на сервер режимной группы), оперативные расчеты потерь электроэнергии в системообразующих сетях *должны выполняться по формуле (4.15) автоматически.*

Если же такая система еще не функционирует, то расчеты потерь в сетях 220–750 кВ проводят поэлементно на основе факторного моделирования графиков нагрузок (см. § 4.2.1.2).

Оперативные расчеты нагрузочных потерь на основе факторного моделирования графиков нагрузок

Наиболее точным и оперативным источником данных о режимных параметрах электрической системы является телемеханика. Цифровые устройства позволяют контролировать режимные параметры линий и трансформаторов, однако в энергосистемах, в том числе в ОЭС Беларуси, ими пока еще оснащены не все элементы электрической сети.

Типовая схема размещения цифровых устройств регистрации режимных параметров электрической сети показана на рис. 4.1.

Из рис. 4.1 видно, что линии и узлы, снабженные цифровыми устройствами регистрации режимных параметров, образуют электрически связанный район сети – наблюдаемую часть электрической системы. Остальные линии и узлы образуют ее ненаблюдаемую часть (на рис. 4.1 ненаблюдаемая часть схемы обозначена замкнутой штриховой линией).

Граница между наблюдаемой и ненаблюдаемой частями электрической системы проходит по шинам 35–110 кВ трансформаторных подстанций 220 кВ и выше.

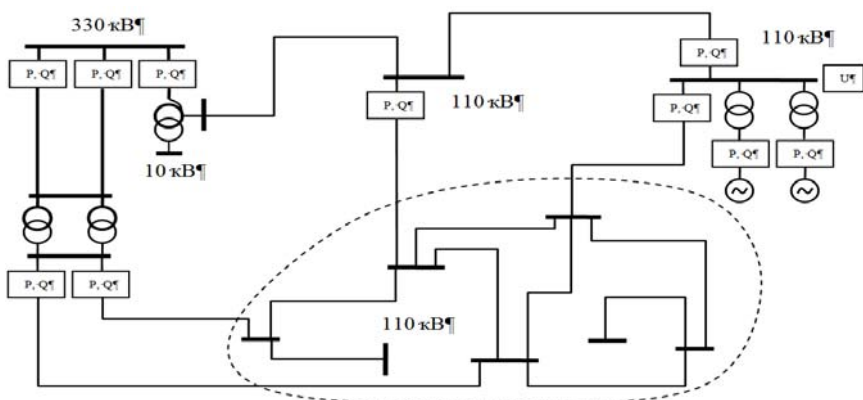


Рис. 4.1. Типовая схема размещения цифровых устройств регистрации режимных параметров электрической сети (обозначены прямоугольниками)

Единственным источником информации о режимных параметрах ненаблюдаемой части сети являются сезонные замеры мощностей, выполняемые в энергосистемах два раза в год вручную. Как правило, в дни сезонных замеров снимается не более 3–4 точек суточного графика. Поэтому для выполнения оперативных расчетов потерь электроэнергии по формуле (4.15) требуется моделирование суточных графиков нагрузок ненаблюдаемой части сети статистическими методами. При малом числе наблюдений получить достаточно точную модель графика возможно на основе факторного статистического анализа постоянно регистрируемых графиков наблюдаемой части электрической сети, который включает в себя следующие основные этапы [8, 10, 12–17]:

- получение главных факторов на основе анализа «обучающей выборки» графиков электрической сети;
- регрессионный анализ всех узловых мощностей электрической сети с использованием главных факторов в качестве функций-регрессоров;
- моделирование уравнений связи независимых (нагрузок узлов) и зависимых (узловых напряжений) переменных на основе факторных моделей нагрузок узлов;
- уточнение математических ожиданий напряжений узлов с помощью факторной модели мощностей.

Рассмотрим названные этапы подробнее.

Получение главных факторов. Для определения общих закономерностей колебания мощностей исходной совокупности нагрузочных и генераторных узлов, входящих в электрическую сеть, на основе анализа «обучающей выборки» графиков сети выделяются главные факторы. Так как исходными анализируемыми случайными величинами в данном случае являются мощности узлов P_i , Q_i , то и выделенные факторы интерпретируются как некоторые «обобщенные типовые графики» (ОГ).

В целях установления основных тенденций изменения мощностей необходимо проанализировать реальные графики достаточно большой совокупности узлов и линий электрической системы, которые отражают основные закономерности изменения всех анализируемых объектов. Графики, на основе которых выполняется анализ указанных закономерностей, составляют обучающую выборку. В качестве обучающей выборки используют постоянно регистрируемые цифровыми приборами графики электрических станций, суммарных нагрузок электрических систем, перетоков по системообразующим линиям. Кроме того, в обучающую выборку можно включать суммарные графики нагрузок различных отраслей промышленности, регистрируемые бытовыми подразделениями энергосистемы. В зависимости от временного промежутка моделирования обучающие выборки имеют различные длины (сутки, месяц, год).

На основе обучающей выборки графиков P_i , Q_i строится матрица выборочных корреляционных моментов:

$$\text{cov}(X) = \begin{bmatrix} \sigma^2(X_1) & \text{cov}(X_1, X_2) & \cdots & \text{cov}(X_1, X_n) \\ \text{cov}(X_2, X_1) & \sigma^2(X_2) & \cdots & \text{cov}(X_2, X_n) \\ \vdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ \text{cov}(X_n, X_1) & \text{cov}(X_n, X_2) & \cdots & \sigma^2(X_n) \end{bmatrix},$$

$$\text{где } \sigma^2(X) = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (X_i - \bar{X})^2;$$

$$\bar{X} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i;$$

N – число наблюдений случайных величин X ;

n – количество случайных величин X ;

$X = \{P, Q\}$ – графики мощностей обучающей выборки.

Множество обобщенных графиков являются линейной комбинацией исходных центрированных случайных величин и определяются по формуле

$$G_r = \sum_{i=1}^n h_{ri} \Delta X_i, \quad (r = \overline{1, n}), \quad \Delta X_i = X_i - M(X_i)$$

или в матричной форме

$$\mathbf{G} = \mathbf{H}^T \mathbf{\Delta X}. \quad (4.16)$$

Матрица выборочных корреляционных моментов для новых случайных величин определяется по формуле

$$\mathbf{cov}(\mathbf{G}) = \mathbf{H}^T \mathbf{cov}(\mathbf{X}) \mathbf{H} = \mathbf{\Lambda},$$

где $\mathbf{\Lambda}$ – диагональная матрица собственных чисел для матрицы выборочных корреляционных моментов $\mathbf{cov}(\mathbf{X})$:

$$\mathbf{\Lambda} = \begin{bmatrix} \lambda_1 & & & \\ & \lambda_2 & & \\ & & \ddots & \\ & & & \lambda_n \end{bmatrix};$$

\mathbf{H} – ортонормированная матрица, столбцы которой представляют собой собственные векторы для матрицы $\mathbf{cov}(\mathbf{X})$ с компонентами h_{ij} , удовлетворяющими условиям:

$$\left. \begin{aligned} \sum_{r=1}^n h_{ir}^2 &= 1; \\ \sum_{r=1}^n h_{ir} h_{jr} &= 0, \quad i \neq j \end{aligned} \right\}.$$

Таким образом, факторы G_i имеют нулевые взаимные корреляционные моменты $\text{cov}(G_i, G_j) = 0, (i \neq j)$ и дисперсии, определяемые по формуле $\sigma^2(G_i) = \lambda_i$, где λ_i – собственные числа матрицы выборочных корреляционных моментов $\mathbf{cov}(\mathbf{X})$.

Новые случайные величины представляют собой удобную систему координат для точного и приближенного моделирования исходных случайных величин.

Вектор исходных случайных величин X выражается через вектор новых случайных величин G решением линейной относительно X системы уравнений (4.16) с учетом того, что для ортогональных матриц операция обращения сводится к транспонированию:

$$\Delta X = HG$$

или в координатной форме

$$\Delta X_i = \sum_{r=1}^n h_{ri} G_r,$$

где h_{ri} – компонента i собственного вектора H_r .

Для получения приближенных формул моделирования исходных случайных величин x_i выбираются случайные величины G_1, G_2, \dots, G_R , соответствующие максимальным собственным числам матрицы $\mathbf{cov}(\mathbf{X})$. Приближенные формулы, выражающие исходные случайные величины x_i через элементы подпространства моделирования G_1, G_2, \dots, G_R , можно представить в виде

$$\Delta X_i = \sum_{r=1}^R h_{ri} G_r + \varepsilon_i. \quad (4.17)$$

Погрешность моделирования ε любой линейной комбинации случайных величин x_i определяется из уравнения

$$Y = \sum_{r=1}^R a_{ri} \Delta X_i + \varepsilon,$$

где $\sum_{r=1}^n a_{ri}^2 = 1$ и удовлетворяет неравенству $\sigma^2(\varepsilon) \leq \lambda_{R+1}$, где λ_{R+1} – собственное число матрицы $\mathbf{cov}(X)$.

На основании соотношения (4.17) получаются удобные приближенные формулы, выражающие основные показатели изменчивости и статистической связи исходных случайных величин через дисперсии главных компонент подпространства моделирования:

$$\sigma^2(X_i) = \sum_{r=1}^R \lambda_r h_{ri}^2;$$

$$\mathbf{cov}(X_i, X_j) = \sum_{r=1}^R \lambda_r h_{ri} h_{rj};$$

$$\mathbf{cov}(X) = \sum_{r=1}^R \lambda_r \mathbf{H}_r^T \mathbf{H}_r.$$

Если размерность пространства моделирования R исходных случайных величин достаточно мала, как в случае моделирования графиков узловых мощностей с помощью ОГ, применение факторного моделирования, обеспечивающего максимальную точность при минимальном числе регрессоров, является не только эффективным, но и единственно возможным для имеющейся выборки [12]. Таким образом, на основе довольно трудоемкой, но хорошо разработанной вычислительной процедуры из графиков мощностей обучающей выборки выделяются не более 2, 3 обобщенных типовых графиков, которые как раз и характеризуют «общие» закономерности изменения узловых мощностей исследуемой электрической сети. Можно переходить к следующему этапу – регрессионному анализу узловых мощностей.

Регрессионный анализ узловых мощностей. Цель данного этапа расчетов состоит в построении для каждого узла сети статистических зависимостей мощностей данного узла, полученных во время сезонных замеров, с мощностями выделенных обобщенных типовых графиков, соответствующих времени проведения сезонных замеров.

После выделения ОГ задача представления активной или реактивной мощности *каждого наблюдаемого или ненаблюдаемого* узла

сети или ветви, участвующей в системном замере, сводится к стандартной процедуре регрессионного анализа. Например, для произвольных мощностей узла « i » – P_{i1} , Q_{i1} , P_{i2} , Q_{i2} , P_{iN} , Q_{iN} выражения для каждой точки сезонного замера данного узла представить в обычной для регрессионного анализа форме:

$$\left. \begin{aligned} P_{i1} &= M(P_i) + \sum_{r=1}^R \alpha'_{ir} G_{r1} + \varepsilon'_{i1}; \\ P_{i2} &= M(P_i) + \sum_{r=1}^R \alpha'_{ir} G_{r2} + \varepsilon'_{i2}; \\ &\dots \\ P_{iN} &= M(P_i) + \sum_{r=1}^R \alpha'_{ir} G_{rN} + \varepsilon'_{iN}. \end{aligned} \right\}; \quad (4.18)$$

$$\left. \begin{aligned} Q_{i1} &= M(Q_i) + \sum_{r=1}^R \alpha''_{ir} G_{r1} + \varepsilon''_{i1}; \\ Q_{i2} &= M(Q_i) + \sum_{r=1}^R \alpha''_{ir} G_{r2} + \varepsilon''_{i2}; \\ &\dots \\ Q_{iN} &= M(Q_i) + \sum_{r=1}^R \alpha''_{ir} G_{rN} + \varepsilon''_{iN}. \end{aligned} \right\}, \quad (4.19)$$

где α'_{ir} , α''_{ir} – искомые коэффициенты линейных статистических зависимостей (для одного узла два коэффициента – α'_{ir} для активной мощности, α''_{ir} – для реактивной мощности);

$M(P_i)$, $M(Q_i)$ – искомые математические ожидания мощностей P_i и Q_i ;

G_{rs} – известные значения обобщенного типового графика G_r , соответствующие моменту замера s ;

$\varepsilon'_{is}, \varepsilon''_{is}$ – остаточные погрешности моделирования, которые предполагаются случайными величинами с параметрами $M(\varepsilon_{is}) = 0$; $\sigma^2_{(\varepsilon_{is})} = \sigma^2 = \text{const}$.

Для получения искомых значений коэффициентов $\alpha'_{ir}, \alpha''_{ir}$ из значений типовых графиков G_r формируется матрица наблюдений:

$$G = \begin{bmatrix} 1 & G_{11} & G_{21} & \cdots & G_{r1} \\ 1 & G_{12} & G_{22} & \cdots & G_{r2} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 1 & G_{1N} & G_{2N} & \cdots & G_{rN} \end{bmatrix},$$

а затем решаются системы линейных алгебраических уравнений вида

$$G^T G A'_i = G^T P_i; \quad (4.20)$$

$$G^T G A''_i = G^T Q_i, \quad (4.21)$$

где A'_i, A''_i – искомые векторы оптимальных оценок с параметрами

$$M(P_i), \alpha'_{ir}, M(Q_i), \alpha''_{ir}, r = \overline{1, R}.$$

Построенные описанным подходом статистические зависимости позволяют моделировать активные и реактивные мощности любого (наблюдаемого или ненаблюдаемого) узла, участвующего в сезонных замерах, по системе уравнений

$$\left. \begin{aligned} P_i &= M(P_i) + \sum_{r=1}^R \alpha'_{ir} G_r; \\ Q_i &= M(Q_i) + \sum_{r=1}^R \alpha''_{ir} G_r. \end{aligned} \right\} \quad (4.22)$$

Обычно количество сезонных замеров не превышает трех–четырёх, а для выполнения регрессионного анализа это число должно пре-

вышать число оцениваемых параметров. Поэтому, на основе уравнений (4.18), (4.19) можно определить не более двух–трех коэффициентов векторов A_i , что вполне достаточно, если учесть ортогональность обобщенных типовых графиков. Система уравнений (4.22) по своей сути представляет собой смоделированные графики активных и реактивных мощностей узлов, число точек в которых в точности соответствует исходным графикам обучающей выборки. Это означает, что по графикам узловых мощностей, вычисленным по уравнениям (4.22), вполне можно выполнять оперативные расчеты потерь электроэнергии по формуле (4.3) на основе серии расчетов установившихся режимов, число которых будет равно общему числу точек обобщенного графика. На практике, однако, можно поступать иначе – вначале выполнить моделирование уравнений независимых и зависимых переменных, а затем уже производить расчеты, но это позволяет выполнять расчеты потерь по формуле (4.23) на основе расчета только одного режима.

Для этого необходимо моделирование связи узловых мощностей (независимых переменных) и узловых напряжений (зависимых переменных) на основе построенных факторных моделей узловых мощностей. Основная идея моделирования состоит в том, что отклонения от математических ожиданий узловых напряжений можно приближенно выразить через линейную комбинацию построенных обобщенных типовых графиков:

$$\left. \begin{aligned} \Delta U'_i &= \sum_{r=1}^R \gamma'_{ir} G_r; \\ \Delta U''_i &= \sum_{r=1}^R \gamma''_{ir} G_r. \end{aligned} \right\} \quad (4.22a)$$

Значения коэффициентов γ'_{ir} , γ''_{ir} определяются из линейных уравнений вида

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial U'} & \frac{\partial P}{\partial U''} \\ \frac{\partial Q}{\partial U'} & \frac{\partial Q}{\partial U''} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \gamma'_r \\ \gamma''_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A'_r \\ A''_r \end{bmatrix},$$

где A'_i , A''_i – векторы с компонентами α'_{ir} , α''_{ir} , $i = \overline{1, n}$.

С учетом зависимости (4.22а), в которой величины $\Delta U'_i$, $\Delta U''_i$ выражены через обобщенные типовые графики G_i , удовлетворяющие условию $\text{cov}(G_i, G_j) = 0, i \neq j$, приближенное выражение потерь электроэнергии в ветви $i-j$ запишется в следующем виде:

$$\Delta W_{ij} = \left(\Delta P_{ij} (M(U'), M(U'')) + \left(\sum_{r=1}^R (\gamma'_{ir} - \gamma'_{jr})^2 \lambda_r + \sum_{r=1}^R (\gamma''_{ir} - \gamma''_{jr})^2 \lambda_r \right) g_{ij} \right) T. \quad (4.23)$$

Формула (4.23) позволяет определять потери электроэнергии с помощью $R + 1$ решений линейной системы алгебраических уравнений с постоянной матрицей.

В формуле (4.23) используются математические ожидания напряжений U' , U'' узлов сети. Значения этих величин могут быть предварительно определены из результатов расчета установившегося режима математических ожиданий мощностей узлов. В некоторых случаях такое приближение приводит к довольно ощутимым погрешностям вычисления значений $M(U')$, $M(U'')$. Поэтому для получения более строгих значений $M(U')$, $M(U'')$ производят их уточнение, например, с использованием алгоритма квадратичной аппроксимации уравнений установившегося режима [12].

4.2.1.2. Поэлементные расчеты нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях 220–750 кВ методом средних нагрузок

Метод средних нагрузок состоит в расчете величины суммарных нагрузочных потерь ΔW_H в сети по формуле (4.24):

$$\Delta W_H = 3 \sum_{i=1}^n R_i I_{\text{ср}i}^2 k_{\text{ф}i}^2 T, \quad (4.24)$$

где n – число элементов сети;

$I_{\text{ср}i}$ – среднее значение токовой нагрузки i -го элемента сети с сопротивлением R_i , определяемое по данным $P_{\text{ср}i}$, $U_{\text{ср}i}$, $\cos \varphi_{\text{ср}i}$ оперативно-измерительного комплекса:

$$I_{\text{ср}i} = \frac{P_{\text{ср}i}}{\sqrt{3}U_{\text{ср}i} \cos \varphi_{\text{ср}i}},$$

$k_{\text{ф}i}^2$ – квадрат коэффициента формы графика нагрузки элемента за расчетный период времени.

Квадрат коэффициента формы графика нагрузки $k_{\text{ф}i}^2$ определяют по формуле

$$k_{\text{ф}i}^2 = \frac{\sum_{j=1}^m I_{ij}^2 \Delta t_{ij}}{I_{\text{ср}i}^2 T},$$

где I_{ij} – токовая нагрузка i -го элемента сети, постоянная на интервале времени Δt_{ij} ;

T – число часов в расчетном периоде.

При отсутствии графика нагрузки элемента сети значения $k_{\text{ф}i}^2$ определяются по различным эмпирическим формулам [3, 4] в функции $P_{\text{инб}}$, $P_{\text{инм}}$ («нб» – наибольшая нагрузка элемента сети, «нм» – наименьшая нагрузка элемента сети), полученным по данным оперативно-измерительного комплекса, а в качестве режимной информации используются пропуски активной W_{pi} и реактивной W_{Qi} электроэнергии на основе данных балансов филиалов электрических сетей по вводам.

Формула (4.24) в этом случае преобразуется к виду

$$\Delta W_{\text{н}} = \sum_1^n \frac{W_{Pi}^2 + W_{Qi}^2}{U_{\text{ср}i}^2 T} R_i k_{\text{ф}i}^2.$$

Численные значения $k_{\Phi i}^2$ в данном случае определяют по формулам [18]:

при $\lambda_i < 1$

$$k_{\Phi i}^2 = 1 + \frac{(1 - k_{3i}^2)(k_{3i} - k_{\text{HM}})}{(2 - k_{3i} - k_{\text{HM}i})k_{3i}^2};$$

при $\lambda_i \geq 1$

$$k_{\Phi i}^2 = 1 + \frac{(1 - k_{3i}^2)(k_{3i} - k_{\text{HM}})^2}{(1 + k_{3i} - 2k_{\text{HM}i})k_{3i}^2},$$

где $\lambda_i = \frac{k_{3i} - k_{\text{HM}i}}{1 - k_{3i}}$ – вспомогательный коэффициент:

$$k_{3i} = \frac{P_{\text{ср}i}}{P_{\text{нб}i}}, \quad k_{\text{HM}i} = \frac{P_{\text{HM}i}}{P_{\text{нб}i}}, \quad P_{\text{ср}i} = \frac{W_{pi}}{T_n},$$

где T_n – время работы элемента в течение расчетного периода, $T_n \leq T$.

Описанный подход реализован и успешно применяется в РУП «Гомельэнерго» при определении расчетных потерь электроэнергии в элементах транзитной сети 220–330 кВ (см. табл. 4.1, 4.2).

Расчетные потери в элементах сети 220–330 кВ «Гомельэнерго» за декабрь 2012 г.

№ эд- ли- ста	Данные из балансов ФЭС по вводам									Данные из ОИК						const	Кол-во часов в рас- четном месяце	Из про- граммы KORONA	потери на корону в линиях тыс. кВт·ч	R	T	U _{но м}																	
	НАИМЕНОВАНИЕ ЭЛЕМЕНТА			Полные потери тыс. кВт·ч	3	4	5	6	W _p млн кВт·ч	W _с млн квтр·ч	T _н час	P _{аб} МВт	P _{ин} МВт	U _{ср} кВ	R								ч	кВт	кВ														
	Переме- ные потери тыс. кВт·ч	Постоян- ные потери тыс. кВт·ч	W _p млн кВт·ч																							W _с млн квтр·ч	T _н час	P _{аб} МВт	P _{ин} МВт	U _{ср} кВ	R	ч	кВт	кВ					
1				2																																			
101	ВЛ-330 N 341 Гомель – Чернигов		465,363	225,185		240,178	71,503	5,156		684	310	0	351,61	5,15	744	497,910																							
102	ВЛ-330 N 339 Гомель – Жлобин		799,907	557,544		242,363	122,858	24,198		744	420	0	350,09	2,77	744	242,363																							
103	ВЛ-330 N 340 Гомель – Гомельмаш		400,919	194,901		206,018	53,270	38,427		666	274	0	352,59	2,56	744	230,146																							
104	ВЛ-330 N 356/357 Гомель – Мозырь		1 259,643	508,934		750,709	37,793	55,461		744	196	0	353,85	7,74	744	750,709																							
105	ВЛ-330 N 438 Гомель – Кричев		1 387,578	635,915		751,663	67,099	10,174		713	255	0	344,19	8,10	744	784,344																							
106	ВЛ-330 N 436 Калыжная – Мозырь		115,079	14,417		100,662	2,858	1,950		84	72	0	352,74	9,54	744	891,580																							
107	ВЛ-330 N 437 ЧЛЭС – Мозырь		1 071,303	818,393		252,910	136,158	20,221		679	456	0	354,41	4,20	744	357,029																							
108	ВЛ-330 N 338 Могилев – Жлобин		352,395	131,942		220,453	29,806	13,687		431	237	0	347,97	4,38	744	380,550																							
109	ВЛ-330 N 441 Жлобин – Жлобин Зап.		438,898	259,686		179,212	95,240	35,119		744	348	9	346,15	2,01	744	179,212																							
110	ВЛ-330 N 551 Жлобин Зап. – Сваль		56,422	25,947		30,475	73,331	7,347		744	178	0	345,45	0,34	744	30,475																							
111	ВЛ-330 N 552 Жлобин Зап. – Пирога		13,573	1,968		11,605	24,090	1,782		744	100	0	345,45	0,12	744	11,605																							
112	ВЛ-330 N 431 Мирадино – Жлобин Зап.		524,409	171,339		353,070	50,828	16,826		699	168	0	342,35	4,05	744	375,800																							
	ИТОГО по ВЛ-330:		6 885,489	3 546,171		3 339,318	764,833	230,348								4 731,72																							

Окончание табл. 4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
201	ВЛ-220 №205 ТЭЦ-7 – Мирашино	26,271	4,346	21,924	1,235	1,017	138	25	0	230,96	8,81	744	118,200		
202	ВЛ-220 №219 ТЭЦ-7 – Светлогорск	22,166	6,392	15,774	9,926	12,322	744	51	0	230,87	0,65	744	15,774		
203	ВЛ-220 №220 Светлогорск – Центролит	249,761	32,229	217,532	4,156	8,309	744	38	0	232,68	8,60	744	217,532		
	ИТОГО по ВЛ-220:	298,197	42,967	255,230	15,316	21,648							351,506		
401	АТ-220 N1 НН Центролит	5,847	5,847		4,832	1,807	744	10,00	1	235,83	7,75				
402	АТ-220 N1 СН Центролит	4,646	4,646		11,239	1,954	744	21,00	0,00	235,83	1,27				
403	АТ-220 N1 ВН Центролит	28,294	2,646	25,648	2,078	4,155	744	21,00	0,00	235,83	1,26	85,38		30	220
404	АТ-220 N2 НН Центролит	2,439	2,439		3,307	1,013	744	8,00	1,00	235,83	6,98				
405	АТ-220 N2 СН Центролит	4,683	4,683		11,239	1,954	744	21,00	0,00	235,83	1,28				
406	АТ-220 N2 ВН Центролит	39,471	2,709	36,762	2,078	4,155	744	21,00	0,00	235,83	1,29			43	220
407	АТ-220 N3 НН ТЭЦ-7	4,406	4,406		7,640		742	10,30	0,01	232,20	3,02				
408	АТ-220 N3 СН ТЭЦ-7	3,197	3,197		12,635	4,144	742	28,00	1,00	232,20	0,59				
409	АТ-220 N3 ВН ТЭЦ-7	75,290	5,031	70,259	20,275	4,144	742	27,32	0,01	232,20	0,47			85	220
410	АТ-220 N4 НН ТЭЦ-7	0,130	0,130		0,685		744	0,92	0,01	232,20	11,1				
411	АТ-220 N4 СН ТЭЦ-7	2,357	2,357		4,343	1,425	744	16,00	0,00	232,20	2,70				
412	АТ-220 N4 ВН ТЭЦ-7	166,628	2,111	164,518	5,028	1,425	744	6,76	0,00	232,20	3,10			199	220
413	Т-220 N6 НН ТЭЦ-7	206,311	52,154	154,158	27,438	9,000	744	36,88	1,00	232,20	2,51			186	220
414	АТ-220 N1 НН Светлогорск	0,000	0,000		0,056		744	0,07	0,06	233,54	1,22				
415	АТ-220 N1 СН Светлогорск	9,741	9,741		6,208	10,995	744	17,00	1,50	233,54	1,90				
416	АТ-220 N1 ВН Светлогорск	76,712	11,317	65,395	6,264	10,995	744	17,00	0,06	233,54	2,14			78	220
417	АТ-220 N1 ВН Светлогорск	76,712	11,317	65,395	6,264	10,995	744	17,00	0,06	233,54	2,14			78	220
418	АТ-220 N2 НН Светлогорск	0,000	0,000		0,034		744	0,05	0,04	233,54	1,59				
419	АТ-220 N2 СН Светлогорск	6,302	6,302		5,564	7,824	744	17,00	1,50	233,54	2,00				
419	АТ-220 N2 ВН Светлогорск	53,825	6,875	46,950	5,598	7,824	744	17,00	0,04	233,54	2,08			56	220
	ИТОГО по АТ-220:	690,281	126,592	563,689											
501	ИПР Гомельмаш	0,000	0,000	0,000	0,000										
	ВСЕГО в графичной сетки:	7 873,967	3 715,730	4 158,237											

Таблица 4.2

Расчет коэффициентов формы графиков нагрузки

№ элемента	P_{cp}	K_s	$K_{ин}$	λ	$K_{ф}^2$
101	104,54	0,337	0,000	0,51	1,783
102	165,13	0,393	0,000	0,65	1,583
103	79,98	0,292	0,000	0,41	2,006
104	50,80	0,259	0,000	0,35	2,216
105	94,11	0,369	0,000	0,58	1,661
106	34,02	0,473	0,000	0,90	1,385
107	200,53	0,440	0,000	0,78	1,457
108	69,16	0,292	0,000	0,41	2,006
109	128,01	0,368	0,026	0,54	1,629
110	98,56	0,554	0,000	1,24	1,287
111	32,38	0,324	0,000	0,48	1,843
112	72,72	0,433	0,000	0,76	1,474
201	8,95	0,358	0,000	0,56	1,701
202	13,34	0,262	0,000	0,35	2,199
203	5,59	0,147	0,000	0,17	3,672
401	6,49	0,649	0,100	1,57	1,173
402	15,11	0,719	0,000	2,56	1,163
403	2,79	0,133	0,000	0,15	4,028
404	4,44	0,556	0,125	0,97	1,209
405	15,11	0,719	0,000	2,56	1,163
406	2,79	0,133	0,000	0,15	4,028
407	10,30	1,000	0,001	0,00	1,000
408	17,03	0,608	0,036	1,46	1,226
409	27,32	1,000	0,000	0,00	1,000
410	0,92	1,000	0,011	0,00	1,000
411	5,84	0,365	0,000	0,57	1,676
412	6,76	1,000	0,000	0,00	1,000
413	36,88	1,000	0,027	0,00	1,000
414	0,07	1,000	0,866	0,00	1,000
415	8,34	0,491	0,088	0,79	1,305
416	8,42	0,495	0,004	0,97	1,340
417	0,05	1,000	0,780	0,00	1,000
418	7,48	0,440	0,088	0,63	1,387
419	7,52	0,443	0,002	0,79	1,449

4.2.1.3. Оценка нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях 220–750 кВ методом средних нагрузок

Как следует из вышеизложенного, расчеты нагрузочных потерь электроэнергии в сетях 220–750 кВ следует производить поэлементно методом оперативных расчетов на основе факторного анализа или по средним нагрузкам. Однако из-за отсутствия необходимой режимной информации, до сих пор это не всегда возможно.

В этом случае можно выполнить оценку (приближенный расчет) совокупной величины нагрузочных потерь $\Delta W_{\text{н}}$ электроэнергии по суммарным потерям мощности в сети при средних нагрузках узлов $P_{\text{ср}i}$ за расчетный период времени T :

$$\Delta W_{\text{н}} = k_{\text{к}} \Delta P_{\text{ср}i} T k_{\text{ф}}^2, \quad (4.25)$$

где $k_{\text{к}}$ – коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки различных ветвей сети;

$k_{\text{ф}}^2$ – квадрат коэффициента формы графика суммарной нагрузки сети за расчетный интервал.

Коэффициент формы графика суммарной нагрузки сети за время T определяется по формуле

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

где P_i – значение суммарной нагрузки сети на i -й ступени графика продолжительностью Δt_i ;

$P_{\text{ср}}$ – средняя нагрузка сети за расчетный период;

m – число ступеней графика в расчетном периоде.

Коэффициент $k_{\text{к}}$ в формуле (4.25) принимается равным 0,99.

При отсутствии графика нагрузки значение $k_{\text{ф}}^2$ рассчитывается по формуле

$$k_{\text{ф}}^2 = \frac{1 + 2k_3}{3k_3}.$$

Коэффициент заполнения графика суммарной нагрузки сети k_3 определяется по формуле

$$k_3 = \frac{W_p}{P_{нб}T} = \frac{T_{нб}}{T} = \frac{P_{ср}}{P_{нб}},$$

где W_p – отпуск активной электроэнергии в сеть за время T ;
 $T_{нб}$ – число часов использования наибольшей нагрузки сети.

Средняя нагрузка i -го узла рассчитывается по формуле

$$P_{ср} = \frac{W_{pi}}{T},$$

где W_{pi} – энергия, потребленная (генерированная) в i -м узле за время T .

Метод характерных суток

Метод характерных суток состоит в расчете потерь электроэнергии по формуле

$$\Delta W_{Hj} = k_{л} k_{\phi}^2 \Delta W_{сут} D_{экрj},$$

где $k_{л}$ – коэффициент, учитывающий влияние потерь в armature воздушных линий, для ВЛ 110 кВ и выше принимается равным 1,02;

k_{ϕ}^2 – квадрат коэффициента формы графика суточных отпусков электроэнергии в сеть (график с числом значений, равным числу дней в месяце контрольных замеров);

$\Delta W_{сут}$ – потери электроэнергии за сутки расчетного месяца со среднесуточным отпуском электроэнергии в сеть $W_{ср.сут}$ и конфигурацией графиков нагрузки в узлах, соответствующей контрольным замерам;

$D_{экрj}$ – эквивалентное число дней в j -м расчетном периоде:

$$D_{\text{экв}j} = \sum_{i=1}^N W_{Mi}^2 D_{Mi} / W_{\text{м.р}}^2, \quad (4.26)$$

где W_{Mi} – отпуск электроэнергии в сеть в i -м месяце с числом дней D_{Mi} ;

$W_{\text{м.р}}$ – то же, в характерном месяце;

N_j – число месяцев в j -м расчетном периоде.

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

Потери электроэнергии за расчетные сутки $\Delta W_{\text{сут}}$ определяются в виде суммы потерь мощности, рассчитанных для каждого часового интервала расчетных суток.

Годовые потери электроэнергии определяются как сумма потерь во всех расчетных интервалах года. Допускается определять годовые потери электроэнергии на основе расчета $\Delta W_{\text{сут}}$ для зимнего дня контрольных замеров в формуле (4.26), где $N_j = 12$.

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

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

где W_i – отпуск электроэнергии в сеть в i -й день месяца;

$D_{\text{м}}$ – число дней в месяце.

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

$$k_{\text{ф.м}}^2 = \frac{(D_{\text{р}} + k_W^2 D_{\text{н.р}}) D_{\text{м}}}{(D_{\text{р}} + k_W D_{\text{н.р}})^2}$$

где $D_{\text{р}}$, $D_{\text{н.р}}$ – число рабочих и нерабочих дней в месяце ($D_{\text{м}} = D_{\text{р}} + D_{\text{н.р}}$);

k_W – отношение значений электроэнергии, потребляемой в средний нерабочий $W_{н.р}$ и средний рабочий W_p дни:

$$k_W = \frac{W_{н.р}}{W_p}.$$

Метод времени наибольших потерь

Метод времени наибольших потерь состоит в расчете потерь электроэнергии по формуле

$$\Delta W_H = k_d k_k \Delta P_{нб} \tau_0, \quad (4.27)$$

где $\Delta P_{нб}$ – потери мощности в режиме наибольшей нагрузки сети;

τ_0 – относительное число часов наибольших потерь мощности, вычисленное по графику суммарной нагрузки сети за расчетный период T .

Относительное число часов наибольших потерь мощности определяется по формуле

$$\tau_0 = \sum_{i=1}^m \frac{P_i^2 \Delta t_i}{P_{нб}^2 T}, \quad (4.28)$$

где $P_{нб}$ – наибольшее значение из m значений P_i в расчетном периоде T .

Коэффициент k_k в формуле (4.27) принимается равным 1,03.

Определяется относительное число часов наибольших потерь мощности за расчетный период по формуле

$$\tau_0 = \tau_c \tau_M,$$

где τ_c – относительное число часов наибольших потерь мощности, рассчитанное по формуле (4.28) для суточного графика контрольных замеров.

Значение τ_m рассчитывается по формуле

$$\tau_m = \frac{D_p + k_W^2 D_{н.р}}{D_m},$$

где $D_p, D_{н.р}$ – число рабочих и нерабочих дней в месяце ($D_m = D_p + D_{н.р}$);

k_W – отношение значений электроэнергии, потребляемой в средний нерабочий $W_{н.р}$ и средний рабочий W_p дни:

$$k_W = \frac{W_{н.р}}{W_p}.$$

При отсутствии графика нагрузки значение τ_0 определяется как

$$\tau_0 = \frac{k_3 + 2k_3^2}{3},$$

где k_3 – коэффициент заполнения графика нагрузки $k_3 = \frac{T_{нб}}{T}$.

Статистические методы

Несмотря на очевидные достоинства оперативных расчетов теперь их результаты довольно сложно использовать при разработке мероприятий по снижению потерь на перспективу, поскольку именно в сетях 220–750 кВ имеются часто труднопрогнозируемые нагрузки, генерации и реверсивные межсистемные перетоки.

Для этих целей более перспективны статистические методы расчета потерь [10,12,19–22].

Они позволяют правильно отобразить и учесть все многообразие режимов работы системы и достаточно точно оценить потери электроэнергии на перспективу по всей сети в целом. Однако, как видно из статистических формул (4.12, 4.13, 4.14), для их практического

применения требуется проведение и анализ серий расчетов режимов, на основе которых можно получить необходимые для вычислений вероятностные режимные характеристики узлов сети – математические ожидания и отклонения активных P и реактивных Q мощностей, напряжений U и углов φ . Для этого необходимо уметь моделировать графики нагрузок путем обработки исходной информации электрических сетей статистическими методами, например, на основе регрессионного или факторного анализа. Когда графики нагрузки смоделированы (становятся известными), то задача расчета и анализа потерь статистическими методами представляет собой обычную вычислительную процедуру, описанную выше.

4.2.2. Расчеты нагрузочных потерь электроэнергии в питающих электрических сетях напряжением 35–110 кВ

Питающие электрические сети 35–110 кВ оснащены цифровыми учетами практически так же, как и сети 220–750 кВ, а именно во всех точках поступления электрической энергии из сетей 220–750 кВ и из сетей 35–110 кВ соседних энергоподразделений. Проводится большая работа по обвязке цифровыми учетами вводов 6–10 кВ трансформаторов 35 кВ и выше. В среднем цифровые учеты установлены более чем на 70 % вводов 6–10 кВ трансформаторов 35 кВ и выше. В некоторых областных энергосистемах, таких как, например, РУП «Гродноэнерго», «Гомельэнерго», это число приближается к 100 %. Помимо указанных мест установки цифровых учетов в сетях 35–110 кВ, ими дополнительно оснащаются некоторые местные линии 110 кВ на питающих концах (в том числе линии с отпайками), крупные потребители или энергорайоны, нагрузка которых превышает 30 МВт. Это означает, что все описанные ранее методы расчета нагрузочных потерь электроэнергии в системообразующих сетях 220–750 кВ пригодны и могут быть рекомендованы для питающих электрических сетей 35–110 кВ. При этом в качестве приоритетных должны быть приняты: метод оперативных расчетов и различные модификации метода средних нагрузок. Прежде чем выбрать тот или иной метод расчета, необходимо помнить, что объем питающей электрической сети 35–110 кВ на порядок больше системообразующей электрической сети 220–750 кВ.

4.2.3. Расчеты нагрузочных потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях напряжением 0,38–10 кВ

4.2.3.1. Оперативные расчеты нагрузочных потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях 0,38–10 кВ

Распределительные электрические сети напряжением 0,38–10 кВ ОЭС Беларуси оснащены цифровыми приборами учета несколько хуже, чем сети 35 кВ и выше. Тем не менее уже в ближайшие несколько лет планируется установить цифровые учеты на всех вводах 6–10 кВ трансформаторов 35 кВ и выше. Кроме того, цифровые приборы предусматриваются также на всех линиях связи 6–10 кВ с соседними структурными подразделениями, а также во всех местах выработки электрической энергии.

Таким образом, в Беларуси в скором времени осуществится обвязка цифровыми учетами всех точек поступления электрической энергии в сети 0,38–10 кВ. На сегодняшний день пока еще не все цифровые приборы учета электроэнергии оснащены устройствами сбора и передачи данных (УСПД), поэтому на практике регулярный сбор необходимых для расчетов получасовых значений пропущенной активной и реактивной электроэнергии за расчетный период со всех цифровых приборов затруднен.

В соответствии с разработанной авторами методикой по выполнению расчетов технических (нагрузочных и постоянных) потерь электрические сети 0,38 и 6–10 кВ (рис 4.2) в расчетном периоде представляются совместно в виде *пофазных* схем замещения.

В качестве исходной информации используются топология, параметры схем замещения и режимные данные: средние мощности и *типовые графики нагрузок* потребителей электрических сетей 0,38 кВ, а по сети 6–10 кВ – графики активных и реактивных мощностей, полученные по данным цифровых систем учета или в результате моделирования графиков электрических нагрузок на основе факторного анализа (см. § 4.2.1.1)

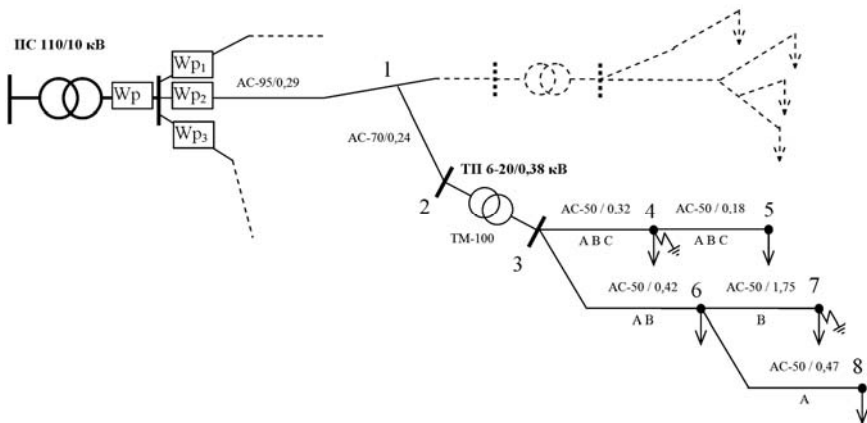


Рис. 4.2. Схема электрической сети 0,38–10 кВ вместе с цифровыми приборами учета электроэнергии (W_p – на низковольтном вводе 6–10 кВ, W_{p1}, W_{p2}, W_{p3} – на отходящих линиях 6–10 кВ)

Потери в электрической сети 0,38–10 кВ в целом определяются в виде суммы потерь электроэнергии в каждом неповторяющемся элементе схем замещения электрической сети. Потери в каждом элементе рассчитываются методом графического интегрирования, при этом в качестве рабочих напряжений принимаются расчетные значения напряжений в узлах схем замещения электрических сетей.

Структурный алгоритм оперативных расчетов технических потерь в сетях 0,38–10 кВ по авторской методике:

1. Определяются активные P_H и реактивные Q_H мощности нагрузки n -х потребителей схем замещения за k -й час расчетного периода P_{Hnk} , Q_{Hnk} по формулам:

$$P_{Hnk} = \left(P_{mk} + \sum_{\ell \in L} P_{\Gamma m k \ell} \right) \frac{P_{Hnk}^m}{\sum_{n \in M} P_{Hnk}^m}, \text{ кВт};$$

$$Q_{Hnk} = \left(Q_{mk} + \sum_{\ell \in L} Q_{\Gamma m k \ell} + \sum_{n \in M} Q_{KY nk} \right) \frac{Q_{Hnk}^m}{\sum_{n \in M} Q_{Hnk}^m}, \text{ квар},$$

где P_{mk} , Q_{mk} – активная и реактивная мощности, зафиксированные в k -й час расчетного периода цифровой системой учета на m -м трансформаторном вводе 6–10 кВ ПС 35–750 кВ (на рис. 4.2 – W_p), являющимся центром питания рассчитываемого участка сети 0,38–10 кВ, кВт;

$P_{\Gamma mk\ell}$, $Q_{\Gamma mk\ell}$ – средние значения активной, кВт, и реактивной, квар, мощности, зафиксированные в k -й час расчетного периода цифровой системой учета, установленной на вводах ℓ -го генерирующего источника (если таковой имеется), подключенного к электрической сети 6–10 кВ, питающейся от m -го трансформаторного ввода 6–10 кВ ПС 35–750 кВ и находящегося на параллельной работе с энергосистемой (блок-станцией, мини-ГЭС, ветроэнергетическими, фотоэлектрическими и газопоршневыми установками, биогазовыми энергокомплексами и т. п.) [23];

$Q_{КУ nk}$ – среднее значение реактивной мощности за k -й час расчетного периода, вырабатываемой компенсирующем устройством, установленном в узле n -го потребителя, питающегося от m -го трансформаторного ввода 6–10 кВ ПС 35–750 кВ (БСК КУ, СТК и т. п.), квар;

L – множество генерирующих источников мощности, подключенных к электрической сети 6–10 кВ, питающейся от m -го трансформаторного ввода 6–10 кВ ПС 35–750 кВ, и находящихся на параллельной работе с энергосистемой;

M – множество потребителей, питающихся от m -го трансформаторного ввода 6–10 кВ ПС 35–750 кВ;

$P_{н nk}^m$, $Q_{н nk}^m$ – активная и реактивная мощности нагрузки n -го потребителя, вычисленные по данным о средних мощностях $P_{ср n}$, $Q_{ср n}$ и типовому графику данного потребителя, кВт, квар.

Значения $P_{н nk}^m$, $Q_{н nk}^m$ вычисляются по формулам:

$$P_{н nk}^m = \frac{P_{н nk} P_{ср n}}{P_{ср n}}, \text{ кВт};$$

$$Q_{н nk}^m = \frac{q_{н nk} Q_{ср n}}{q_{ср n}}, \text{ квар},$$

где p_{Hnk} , q_{Hnk} – активная и реактивная мощности нагрузки n -го потребителя в k -й час расчетного периода по данным типового графика нагрузки в долях от наибольшей мощности потребления, о. е.;

$P_{срn}$, $Q_{срn}$ – средние активная и реактивная мощности потребления n -го потребителя по данным «Энергосбыта», кВт;

$P_{срn}$, $q_{срn}$ – средние активная и реактивная мощности потребления n -го потребителя, вычисленные по типовому графику нагрузки в долях от наибольшей мощности потребления, о. е.

2. Определяются средние значения фазных токов нагрузки n -х потребителей схем замещения электрической сети 0,38 кВ за k -й час расчетного периода $I_{vнк}$:

$$I_{vнк} = \frac{S_{Hvнк}^*}{U_{vНОМ}}$$

$$v = A, B, C, A,$$

где $S_{Hvнк}^*$ – средние значения мощностей нагрузки v -х фаз n -х потребителей схем замещения электрической сети 0,38 кВ за k -й час расчетного периода, кВ·А,

$$S_{Hvнк} = P_{Hvнк} + jQ_{Hvнк};$$

$U_{vНОМ}$ – номинальные напряжения v -х фаз схем замещения электрической сети 0,38 кВ, кВ.

Мощность трехфазных потребителей $S_{Hнк}$ представляется в виде суммы трех одинаковых мощностей $S_{Hvнк}$ однофазных потребителей и вычисляется по формуле

$$S_{Hvнк} = \frac{1}{3} S_{Hнк}, \quad v = A, B, C, \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

3. Определяются токи в фазных проводах \underline{I}_{vi} ветвей схем замещения РЛ 0,38–10 кВ

$$\underline{I}_{vi} = \sum_{ij \in \omega_i} \underline{I}_{vij}, \quad v = A, B, C, \Delta,$$

где \underline{I}_{vi} – ток нагрузки в v -й фазе i -го узла схемы замещения РЛ, А;

\underline{I}_{vij} – токи в фазных проводах ветви $i-j$ схемы замещения РЛ, А;

ω_i – множество ветвей $i-j$ схемы замещения РЛ смежных с i -м узлом.

4. Вычисляются фазные токи \underline{I}_A , \underline{I}_B и \underline{I}_C на стороне высокого напряжения трансформаторов 6–10 кВ (рис. 4.3, 4.4)

$$\left. \begin{aligned} \underline{I}_A &= \underline{I}_{A1} + \underline{I}_{A2}; \\ \underline{I}_B &= \underline{I}_{B1} + \underline{I}_{B2}; \\ \underline{I}_C &= \underline{I}_{C1} + \underline{I}_{C2}. \end{aligned} \right\} \text{А,}$$

где \underline{I}_{A1} , \underline{I}_{B1} , \underline{I}_{C1} – фазные токи прямой последовательности на стороне высокого напряжения трансформаторов 6–10 кВ, А;

\underline{I}_{A2} , \underline{I}_{B2} , \underline{I}_{C2} – фазные токи обратной последовательности на стороне высокого напряжения трансформаторов 6–10 кВ, А.

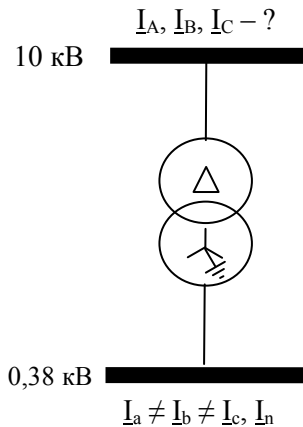


Рис. 4.3. Трехфазный двухобмоточный трансформатор 6–10/0,38 кВ

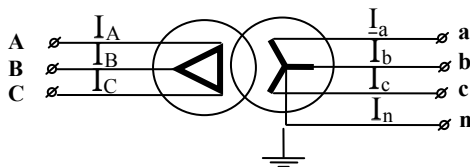


Рис. 4.4. Несимметричная трехфазная токовая нагрузка трансформатора 10/0,38 кВ

При выполнении пункта 4 алгоритма возникает необходимость в учете трехфазных трансформаторов 6–10/0,38 кВ при пофазном расчете потерь в условиях несимметрии. Для этой цели предусмотрен учет группы и схемы соединения обмоток трансформаторов. Суть этого учета состоит в следующем: трехфазные двухобмоточные трансформаторы 6–10/0,38 кВ (рис. 4.3) имеют обычно одну из следующих схем и групп соединения обмоток: $Y/Y_n(Y/Z_n)$ -12, $Y/Y_n(Y/Z_n)$ -6, Δ/Y_n -11, Δ/Y_n -5.

К стороне низкого напряжения трансформаторов, как правило, подключена несимметричная трехфазная токовая нагрузка, сумма фазных токов которой (I_a, I_b, I_c) равна току, замыкающемуся в нулевом проводе сети 0,38 кВ (рис. 4.4).

В этом случае значения фазных токов прямой и обратной последовательности на стороне высокого напряжения трансформаторов 6–10 кВ ($I_{A1}, I_{B1}, I_{C1}, I_{A2}, I_{B2}, I_{C2}$) вычисляются по формулам:

$$\left. \begin{aligned} I_{A1} &= I_{a1} k; \\ I_{B1} &= I_{b1} k; \\ I_{C1} &= I_{c1} k; \\ & * \\ I_{A2} &= I_{a2} k; \\ & * \\ I_{B2} &= I_{b2} k; \\ & * \\ I_{C2} &= I_{c2} k. \end{aligned} \right\}, A,$$

где I_{a1}, I_{b1}, I_{c1} – фазные токи прямой последовательности на стороне низкого напряжения трансформаторов 6–10 кВ, А;

$\underline{I}_{a2}, \underline{I}_{b2}, \underline{I}_{c2}$ – фазные токи обратной последовательности на стороне низкого напряжения трансформаторов 6–10 кВ, А;

\underline{k} – комплексные коэффициенты трансформации трансформаторов 6–10 кВ

$$\underline{k} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} e^{j\varphi},$$

где $U_{\text{ВН}}$ – номинальное напряжение обмотки высокого напряжения трансформатора, кВ;

$U_{\text{НН}}$ – номинальное напряжение обмотки низкого напряжения трансформатора, кВ;

φ – угол, зависящий от группы и схемы соединения обмоток трансформатора, град.

Значения фазных токов прямой и обратной последовательности на стороне низкого напряжения трансформаторов 6–10 кВ ($\underline{I}_{a1}, \underline{I}_{b1}, \underline{I}_{c1}, \underline{I}_{a2}, \underline{I}_{b2}, \underline{I}_{c2}$) рассчитываются по формулам

$$\left. \begin{aligned} \underline{I}_{a1} &= \frac{1}{3} (\underline{I}_a + \underline{aI}_b + \underline{a}^2 \underline{I}_c); \\ \underline{I}_{a2} &= \frac{1}{3} (\underline{I}_a + \underline{a}^2 \underline{I}_b + \underline{aI}_c); \\ \underline{I}_{b1} &= \underline{I}_a \underline{a}^2; \quad \underline{I}_{b2} = \underline{I}_{a2} \underline{a}; \\ \underline{I}_{c1} &= \underline{I}_{a1} \underline{a}; \quad \underline{I}_{c2} = \underline{I}_{a2} \underline{a}^2. \end{aligned} \right\}, \text{ А,}$$

где $\underline{a}, \underline{a}^2$ – поворотные множители

$$\left. \begin{aligned} \underline{a} &= e^{j\frac{2\pi}{3}}; \\ \underline{a}^2 &= e^{-j\frac{2\pi}{3}} = e^{j\frac{4\pi}{3}}. \end{aligned} \right\}.$$

5. Определяются токи в нулевых проводах ветвей схем замещения РЛ 0,38 кВ с учетом повторных заземлений [24], устанавливае-

мых в сети нулевого провода в соответствии с требованиями [25]. Методика расчета токов в нулевых проводах ветвей следующая:

5.1. Электрическая сеть нулевого провода РЛ 0,38 кВ представляется в виде совокупности однофазных схем замещения, соответствующих ее топологическим состояниям в расчетном периоде.

5.2. К каждой схеме замещения сети нулевого провода РЛ 0,38 кВ добавляется дополнительный узел, учитывающий потенциал земли.

5.3. Дополнительный узел соединить с узлами схемы замещения сети нулевого провода РЛ 0,38 кВ, в которых установлены повторные заземления нулевого провода ветвями, имитирующими заземляющие устройства.

5.4. Параметры ветвей, имитирующих заземляющие устройства, принимаются на основании измерений, выполненных согласно п. 5.10.7 СТП 34.20.501. При отсутствии измерений параметры заземляющих устройств следует принять в соответствии с требованиями [25].

5.5. Определяются токи инъекции \underline{I}_{Ni} в каждый узел схем замещения сети нулевого провода РЛ 0,38 кВ:

$$\underline{I}_{Ni} = \underline{I}_{Ai} + \underline{I}_{Bi} + \underline{I}_{Ci}, \text{ A,}$$

где \underline{I}_{Ai} , \underline{I}_{Bi} , \underline{I}_{Ci} – фазные токи нагрузки i -о узла схемы замещения РЛ, А.

5.6. Определяются напряжения в узлах схем замещения сети нулевого провода РЛ 0,38 кВ путем решения системы линейных уравнений вида

$$\underline{Y}_y \underline{U} = \underline{I},$$

где \underline{Y}_y – квадратная симметричная матрица собственных и взаимных комплексных проводимостей узлов схем замещения сети нулевого провода РЛ 0,38 кВ, См;

\underline{U} , \underline{I} – векторы-столбцы комплексных узловых напряжений и токов, В и А.

5.7. Определяются токи \underline{I}_{ij} в нулевом проводе ветвей i - j схемы замещения РЛ 0,38 кВ

$$\underline{I}_{ij} = (\underline{U}_i - \underline{U}_j) \underline{y}_{ij}, \quad A,$$

где $\underline{U}_i, \underline{U}_j$ – комплексные напряжения в узлах i и j схем замещения сети нулевого провода РЛ 0,38 кВ, В;

\underline{y}_{ij} – комплексные взаимные проводимости ветвей i – j схем замещения сети нулевого провода РЛ 0,38 кВ, См.

6. Рассчитываются нагрузочные потери активной мощности в фазных и нулевых проводах ветвей i – j схем замещения РЛ 0,38–10 кВ ΔP_{vij}

$$\Delta P_{vij} = I_{vij}^2 r_{vij} \cdot 10^{-3}, \quad v = A, B, C, N, \text{ кВт},$$

где I_{vij} – токи в фазных и нулевом проводах ветви i – j схемы замещения РЛ, А;

r_{vij} – активные сопротивления фазных и нулевого проводов ветви i – j схемы замещения РЛ, Ом.

7. Рассчитываются технические потери электроэнергии в ветвях i – j всех схем замещения РЛ 0,38–10 кВ в расчетном периоде $\Delta W_{mijn}^{0,38-10}$:

$$\Delta W_{mijn}^{0,38-10} = \sum_{t=1}^{N_{\Delta t}} (\Delta P_{vhijnt} + \Delta P_{vxint}) \Delta t_t,$$

$$v = A, B, C, N, \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

где $N_{\Delta t}$ – количество интервалов времени Δt_t в расчетном периоде T ;

Δt_t – интервал времени, в течение которого значения ΔP_{vhijnt} и ΔP_{vxint} неизменны, ч;

ΔP_{vhijnt} – нагрузочные потери активной мощности в фазных и нулевом проводах ветви i – j n -й схемы замещения РЛ 0,38–10 кВ, кВт;

$\Delta P_{\text{vxi nt}}$ – потери активной мощности холостого хода в фазах i -го узла трансформаторной ветви i - j n -й схемы замещения РЛ 0,38–10 кВ, кВт;

8. Рассчитываются технические потери электроэнергии в n -й схеме замещения РЛ 0,38–10 кВ в расчетном периоде $\Delta W_{m n}^{0,38-10}$

$$\Delta W_{m n}^{0,38-10} = \sum_{\substack{i \\ i \neq j}} \sum_{\substack{j \\ i \neq j}} \Delta W_{m i j n}^{0,38-10}, \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

9. Рассчитываются суммарные технические потери электроэнергии в РЛ 0,38–10 кВ за расчетный период $\Delta W_m^{0,38-10}$ по формуле

$$\Delta W_m^{0,38-10} = \sum_n \Delta W_{m n}^{0,38-10}, \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

4.2.3.2. Оценка технических потерь электроэнергии в электрических сетях 6–10 кВ на основе их эквивалентирования

Оценку (приближенный расчет) технических потерь электроэнергии в электрических сетях 6–10 кВ с использованием их эквивалентирования, а в электрических сетях 0,38 кВ по обобщенным данным, можно выполнять только в течение краткосрочного периода времени, необходимого для сбора и подготовки исходной информации о схемах электрических сетей 0,38 кВ и типовых графиках потребителей, необходимых для перехода к пофазному расчету потерь электроэнергии в сетях 0,38–10 кВ, изложенному в предыдущем параграфе.

Оценка технических потерь электроэнергии в сети 0,38–6–10 кВ $\Delta W_m^{0,38-10}$, питающейся от m -го трансформаторного ввода 6–10 кВ ПС 35–750 кВ, выполняется по формуле

$$\Delta W_m^{0,38-10} = \Delta W_m^{6-10} + \sum_{k=1}^N \Delta W_k^{0,38},$$

где ΔW_m^{6-10} – технические потери электроэнергии в сети 6–10 кВ, тыс. кВт·ч;

$\Delta W_k^{0,38}$ – технические потери электроэнергии в сети 0,38 кВ, питающейся от k -го трансформатора ТП, тыс. кВт·ч;

N – число трансформаторов ТП, питающихся от m -го трансформаторного ввода 6–10 кВ ПС 35–750 кВ.

Оценка технических потерь электроэнергии в электрических сетях 6–10 кВ на основе их эквивалентирования

При оценке потерь электрическая сеть 6–10 кВ в расчетном периоде представляется в виде однолинейной схемы замещения нормальной схемы электрической сети.

В качестве исходной информации для оценки технических потерь электроэнергии в электрических сетях 6–10 кВ используются параметры и топология схемы замещения электрической сети, а также пропуски активной и реактивной электроэнергии через вводы 6–10 кВ силовых трансформаторов 35–750 кВ за расчетный период времени.

Оценка технических потерь электроэнергии в сети 6–10 кВ, питающейся от m -го трансформаторного ввода 6–10 кВ ПС 35–750 кВ ΔW_m^{6-10} , на основе ее эквивалентирования выполняется по формуле

$$\Delta W_m^{6-10} = \frac{W_{Pm}^2 k_{\Phi Pm}^2 + W_{Qm}^2 k_{\Phi Qm}^2}{U_{срm}^2 T} R_{\Sigma m} + \Delta P_{xm} T,$$

где W_{Pm} – пропуск активной электроэнергии за расчетный период через m -й трансформаторный ввод 6–10 кВ ПС 35–750 кВ, зафиксированный цифровой системой учета, тыс. кВт·ч;

W_{Qm} – пропуск реактивной электроэнергии за расчетный период через m -й трансформаторный ввод 6–10 кВ ПС 35–750 кВ, зафиксированный цифровой системой учета, тыс. квар·ч;

$U_{ср m}$ – среднее напряжение на шинах m -го трансформаторного ввода 6–10 кВ ПС 35–750 кВ, вычисленное по данным цифровой системы учета за расчетный период, кВ;

$k_{\Phi P m}^2, k_{\Phi Q m}^2$ – квадраты коэффициентов формы графиков активной и реактивной мощностей, зарегистрированных за расчетный период цифровой системой учета на m -м трансформаторном вводе 6–10 кВ ПС 35–750 кВ, о. е.;

$R_{\rightarrow m}$ – сопротивление сети эквивалентной схемы замещения РЛ 6–10 кВ, питающейся от m -го трансформаторного ввода 6–10 кВ ПС 35–750 кВ, Ом;

$\Delta P_{x m}$ – суммарные потери активной мощности холостого хода трансформаторов ТП электрической сети 6–10 кВ, питающейся от m -го трансформаторного ввода 6–10 кВ ПС 35–750 кВ, кВт.

Значения $k_{\Phi P m}^2, k_{\Phi Q m}^2$ рассчитываются на основе зарегистрированных графиков активной и реактивной мощностей по формулам:

$$k_{\Phi P m}^2 = \frac{\sum_{t=1}^{N_{\Delta t}} P_t^2 \Delta t_t}{P_{ср}^2 T}; \quad (4.29)$$

$$k_{\Phi Q m}^2 = \frac{\sum_{t=1}^{N_{\Delta t}} Q_t^2 \Delta t_t}{Q_{ср}^2 T}, \quad (4.30)$$

где P_t, Q_t – активная и реактивная мощности, зарегистрированные в t -м часу расчетного периода T , кВт, квар;

$P_{ср}, Q_{ср}$ – средние активная и реактивная мощности за расчетный период T , кВт, квар;

Δt_t – интервал времени, в течение которого значения P_t и Q_t неизменны, ч;

$N_{\Delta t}$ – количество интервалов времени Δt_t в расчетном периоде T .

При отсутствии графика нагрузки принимается $k_{\Phi P m}^2 = k_{\Phi Q m}^2 = k_{\Phi m}^2$ и определяется по формуле

$$k_{\Phi m}^2 = \frac{1 + 2k_3}{3k_3}.$$

Значения составляющих $R_{3 \text{ л}}$, $R_{3 \text{ т}}$ сопротивления сети $R_{3 m}$ эквивалентной схемы замещения РЛ 6–10 кВ, питающейся от m -го трансформаторного ввода 6–10 кВ ПС 35–750 кВ $R_{3 m}$, рассчитываются по формуле

$$R_{3 \text{ л}} = \frac{\sum_{\substack{i \\ i \neq j}} \sum_{\substack{j \\ i \neq j}} r_{ij \text{ л}} \left(\sum_{n=1}^{N_{ij m}} S_{n \text{ л} n} \right)^2}{\left(\sum_m S_{n \Sigma \text{ л}} \right)^2}, \quad (4.31)$$

где $r_{ij \text{ л}}$ – активное сопротивление линейной ветви i – j схемы замещения электрической сети 6–10 кВ, питающейся от m -го трансформаторного ввода 6–10 кВ ПС 35–750 кВ, Ом;

$N_{ij m}$ – количество трансформаторов 6–10 кВ, получающих питание от линейной ветви i – j схемы замещения электрической сети 6–10 кВ, питающейся от m -го трансформаторного ввода 6–10 кВ ПС 35–750 кВ;

$S_{n \text{ л} n}$ – номинальная мощность n -го трансформатора 6–10 кВ, получающего питание от линейной ветви i – j схемы замещения электрической сети 6–10 кВ, питающейся от m -го трансформаторного ввода 6–10 кВ ПС 35–750 кВ, кВ·А;

$S_{n \Sigma \text{ л}}$ – суммарная номинальная мощность трансформаторов 6–10 кВ, питающихся от m -го трансформаторного ввода 6–10 кВ ПС 35–750 кВ, кВ·А.

При расчете $R_{3 \text{ т}}$ в формуле (4.31) используются активные сопротивления $r_{ij \text{ т}}$ и номинальные мощности только системных трансформаторов.

Оценка технических потерь электроэнергии всей электрической сети 6–10 кВ ΔW_m^{6-10} производится по формуле

$$\Delta W_m^{6-10} = \sum_m \Delta W_{m m}^{6-10}.$$

Оценка технических потерь электроэнергии в электрических сетях 0,38 кВ по обобщенным данным

Исходной информацией для оценки технических потерь электроэнергии в электрических сетях 0,38 кВ по обобщенным данным являются:

– отпуска активной W_p и реактивной W_q электроэнергии в сеть 0,38 кВ с шин ТП за расчетный период;

– квадраты коэффициентов формы графиков активной $k_{\Phi P m}^2$ и реактивной $k_{\Phi Q m}^2$ мощностей, зарегистрированных за расчетный период времени цифровой системой учета на m -м трансформаторном вводе 6–10 кВ ПС 35–750 кВ, питающем сеть 0,38 кВ (формулы (4.29), (4.30));

- суммарные длины РЛ 0,38 кВ L_{Σ} ;
- суммарные длины ответвлений в РЛ 0,38 кВ $L_{\text{отв}}$;
- суммарные длины участков РЛ 0,38 кВ каждого сечения L ;
- сечения проводов РЛ 0,38 кВ F ;
- коэффициент распределенности нагрузок вдоль РЛ 0,38 кВ.

Отпуск электроэнергии в сеть 0,38 кВ с шин трансформаторов ТП за расчетный период определяется по данным приборов учета электроэнергии, установленным в ТП.

При отсутствии приборов учета электроэнергии в ТП отпуска электроэнергии в сеть 0,38 кВ с шин трансформаторов ТП за расчетный период рассчитываются по формулам:

$$W_{P k}^{0,38} = \frac{(W_{P m} - \Delta W_{m m}^{6-10} - W_{P \text{ н} y m}^{0,38}) S_{H k}}{(S_{H \Sigma m} - S_{H \Sigma m}^{ny})};$$

$$W_{Qk}^{0,38} = W_{Pk}^{0,38} \operatorname{tg} \left(\frac{W_{Qm}}{W_{Pm}} \right),$$

где $W_{Pk}^{0,38}$ – пропуск активной электроэнергии за расчетный период через ввод 0,38 кВ k -го трансформатора ТП, в котором отсутствуют учеты электроэнергии, тыс. кВт·ч;

ΔW_{mm}^{6-10} – потери электроэнергии в электрической сети 6–10 кВ, питающейся от m -го трансформаторного ввода 6–10 кВ ПС 35–750 кВ, тыс. кВт·ч;

$W_{P_{нум}m}^{0,38}$ – количество активной электроэнергии, пропущенное через вводы 0,38 кВ ТП, оснащенные приборами учета электроэнергии, питающимися от m -го трансформаторного ввода 6–10 кВ ПС 35–750 кВ, тыс. кВт·ч;

S_{nk} – номинальная мощность k -го трансформатора ТП, в котором отсутствуют приборы учета электроэнергии, кВ·А;

$S_{н\sum m}^{ны}$ – суммарная номинальная мощность трансформаторов ТП, оснащенных приборами учета электроэнергии, питающихся от m -го трансформаторного ввода 6–10 кВ ПС 35–750 кВ, кВ·А;

$W_{Qk}^{0,38}$ – пропуск реактивной электроэнергии за расчетный период через ввод 0,38 кВ k -го трансформатора ТП, в котором отсутствуют приборы учета электроэнергии, тыс. квар·ч;

W_{Qm} – пропуск реактивной электроэнергии через m -й трансформаторный ввод 6–10 кВ ПС 35–750 кВ, зафиксированный цифровой системой учета за расчетный период, тыс. квар·ч;

Оценку технических потерь электроэнергии в электрической сети 0,38 кВ, питающейся от k -го трансформатора ТП, можно выполнять по формуле

$$\Delta W_k = \frac{W_{Pk}^2 k_{\Phi Pm}^2 + W_{Qk}^2 k_{\Phi Qm}^2}{U_{ном}^2 T} r_{лк} k_{распр} k_{отв k}, \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч},$$

где W_{P_k} – отпуск активной электроэнергии с шин k -го трансформатора ТП в сеть 0,38 кВ, тыс. кВт·ч;

W_{Q_k} – отпуск реактивной электроэнергии с шин k -го трансформатора ТП в сеть 0,38 кВ, тыс. квар·ч;

$k_{\Phi P m}^2, k_{\Phi Q m}^2$ – квадраты коэффициентов формы графиков активной и реактивной мощностей, зарегистрированных за расчетный период цифровой системой учета на m -м трансформаторном вводе 6–10 кВ ПС 35–750 кВ, от которого через сеть 6–10 кВ питается рассчитываемая электрическая сеть 0,38 кВ, о. е.;

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

$r_{\text{л}k}$ – активное сопротивление электрической сети 0,38 кВ, питающейся от шин k -го трансформатора ТП, Ом;

$k_{\text{распр}k}$ – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние на потери распределенности нагрузки вдоль электрической сети 0,38 кВ, питающейся от шин k -го трансформатора ТП (1 – для линий с сосредоточенными нагрузками и 0,37 – для линий с распределенными нагрузками);

$k_{\text{отв}k}$ – безразмерный коэффициент, учитывающий разветвленность схемы электрической сети 0,38 кВ, питающейся от шин k -го трансформатора ТП (формула (4.30)).

Значение активного сопротивления электрической сети 0,38 кВ $r_{\text{л}k}$ рассчитывается по приближенной формуле

$$r_{\text{л}k} = \rho_{Al} \sum_{i=1}^n \frac{L_{ik}}{F_{ik}}, \text{ Ом},$$

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

L_{ik} – суммарная длина участков i -го сечения РЛ электрической сети 0,38 кВ, питающихся от шин k -го трансформатора ТП, км;

F_{ik} – i -е сечение участков РЛ электрической сети 0,38 кВ, питающихся от шин k -го трансформатора ТП, мм^2 ;

n – количество сечений участков РЛ электрической сети 0,38 кВ, питающихся от шин k -го трансформатора ТП.

Значение коэффициента разветвленности схем электрической сети 0,38 кВ $k_{\text{отв } k}$ определяется по формуле

$$k_{\text{отв } k} = 1 - 0,75 \frac{L_{\text{отв } k}}{L_{\Sigma k}}, \quad (4.32)$$

где $L_{\text{отв } k}$ – суммарная длина ответвлений электрической сети 0,38 кВ, питающейся от шин k -го трансформатора ТП, км;

$L_{\Sigma k}$ – суммарная протяженность всей электрической сети 0,38 кВ, питающейся от шин k -го трансформатора ТП, км.

5. РАСЧЕТЫ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ОБУСЛОВЛЕННЫХ ДОПУСТИМЫМИ ПОГРЕШНОСТЯМИ СИСТЕМ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Абсолютные значения потерь электроэнергии, обусловленных допустимыми погрешностями систем учета электроэнергии в электрических сетях ОЭС Беларуси, РУП «Облэнерго», ФЭС и РЭС $\Delta W_{\text{дп}}$, рассчитываются по формуле

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

где $\delta_{\text{п}i}$ ($\delta_{\text{о}i}$) – относительная погрешность i -й системы учета электроэнергии, соответствующая классам точности входящих в него ТН, ТТ и приборов учета электроэнергии, учитывающих поступившую (отпущенную) электроэнергию, %;

$W_{\text{п}i}$ ($W_{\text{о}i}$) – количество электроэнергии, поступившей (отпущенной) через i -ю систему учета электроэнергии за расчетный период, тыс. кВт·ч;

n – число систем учета электроэнергии, учитывающих поступление электроэнергии;

m – число систем учета электроэнергии, учитывающих отпуск электроэнергии крупным потребителям;

δ_3 – относительная погрешность трехфазных приборов учета электроэнергии, соответствующая их классам точности, %;

k_3 – количество точек учета трехфазных потребителей;

W_3 – суммарное количество электроэнергии, потребленной за расчетный период трехфазными потребителями по данным приборов учета электроэнергии, за исключением крупных потребителей, учтенных m -системами учета электроэнергии, тыс. кВт·ч;

δ_1 – относительная погрешность однофазных приборов учета электроэнергии, соответствующая их классам точности, %;

k_1 – количество точек учета однофазных потребителей;

W_1 – суммарное количество электроэнергии, потребленной за расчетный период однофазными потребителями по данным приборов учета электроэнергии, за исключением крупных потребителей, учтенных m -системами учета электроэнергии, тыс. кВт·ч.

Суммарная относительная погрешность i -го измерительного комплекса определяется по формуле

$$\delta_i = \pm K \sqrt{\delta_{ci}^2 + \delta_{tti}^2 + \delta_{tni}^2 + \delta_{li}^2},$$

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

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

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

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

Относительные значения потерь электроэнергии, обусловленных допустимыми погрешностями систем учета электроэнергии в электрических сетях ОЭС Беларуси, РУП «Облэнерго», ФЭС и РЭС $\Delta W_{дп} \%$, определяется по формуле

$$\Delta W_{дп} \% = \frac{\Delta W_{дп}}{W_{nc}} 100,$$

где $\Delta W_{дп}$ – абсолютные значения потерь электроэнергии, обусловленных допустимыми погрешностями систем учета электроэнергии в электрических сетях за расчетный период, тыс. кВт·ч;

W_{nc} – количество электроэнергии, поступившей в электрическую сеть за расчетный период, тыс. кВт·ч.

6. РАСЧЕТЫ РАСХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ПОДСТАНЦИЙ

Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций $W_{\text{сн}}$ – это потребление электроэнергии электроприемниками, установленными на подстанции и обеспечивающими нормальную работу оборудования подстанции и жизнедеятельность ее обслуживающего персонала.

Нормирование расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций осуществляется с целью его контроля и выявления мест (очагов) не рационального использования.

Структура электроприемников собственных нужд подстанций и порядок расчета норм расхода электроэнергии определяется действующими нормативными документами [26].

В соответствии с [26] номенклатура собственных нужд подстанций включает потребление электроэнергии на следующие цели:

- *охлаждение трансформаторов и автотрансформаторов;*
- *обогрев, освещение и вентиляция:*
 - обогрев, освещение и вентиляция помещений (ОПУ, ЗРУ, помещения ОВБ, аккумуляторной, компрессорной, насосной пожаротушения, здания вспомогательных устройств синхронных компенсаторов, проходной);
 - освещение территории;
 - обогрев ячеек КРУН (с аппаратурой РЗ и автоматики, счетчиками или выключателями) и релейных шкафов наружной установки;
 - приводов и баков масляных выключателей;
 - приводов отделителей и короткозамыкателей;
 - приводов и маслоблоков переключающих устройств РПН;
 - электродвигательных приводов разъединителей;
 - электросчетчиков в неотапливаемых помещениях;
 - агрегатных шкафов и шкафов управления воздушных выключателей;
 - воздухосборников;
 - элегазовых и вакуумных выключателей наружной установки;
- *электропитание компрессоров и вспомогательного оборудования синхронных компенсаторов:*

- электродвигатели компрессоров;
- вспомогательное оборудование синхронных компенсаторов (маслонасосов, циркуляционных насосов, дренажных насосов, задвижек, устройств автоматики);
- *электропитание РЗ и А, аппаратуры связи и видеонаблюдения:*
 - электропитание аппаратуры связи и телемеханики;
 - зарядно-подзарядных устройств аккумуляторных батарей;
 - оперативных цепей и цепей управления (цепей РЗА на подстанциях с переменным и постоянным оперативным током);
 - электропитание аппаратуры видеонаблюдения и охранной сигнализации;
- *прочие расходы:*
 - небольшие по объему ремонтные работы, выполняемые в процессе эксплуатации;
 - электроснабжение дренажных насосов, дистилляторов, мелких станков и приспособлений и т. п.

В состав электроприемников собственных нужд подстанций не должны включаться потребители, относящиеся к хозяйственным нуждам энергосистем.

Годовая норма расхода электроэнергии на собственные нужды подстанции определяется путем суммирования годовых норм расхода электроэнергии отдельными токоприемниками.

Нормы расхода электроэнергии отдельными токоприемниками приведены в табл. 6.1 или определяются по формуле (6.1). Для месячного и квартального нормирования ориентировочные значения расхода электроэнергии на собственные нужды определяются в процентах от годового согласно [26].

Примеры расчета норм расхода электроэнергии на собственные нужды ряда подстанций с различным составом оборудования показаны в табл. 6.2 и 6.3. Нормы расхода по каждой позиции табл. 6.2 и 6.3 определялись по формуле

$$W = w_0 K_{\text{ед}}, \quad (6.1)$$

где w_0 – норма расхода электроэнергии на единицу (группу) оборудования или в целом по подстанции;

$K_{\text{ед}}$ – количество единиц оборудования.

Таблица 6.1

Нормы расхода электроэнергии токоприемниками собственных нужд на единицу оборудования подстанции, тыс. кВт·ч в год

№ п/п	Наименование электроприемников СН	Наименование единицы оборудования	Напряжение подстанции, кВ					
			35	110–150/6–10	110–150/35/6–10	220	330	750
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Обдув и охлаждение трансформаторов	Трансформатор АТ типа Д, ДЦ, Ц	[26, табл. 6.2]					
2	Обогрев помещений	Подстанция	[26, формула. 6.1]					
3	Вентиляция помещений	Подстанция	[26, формула. 6.2]					
4	Освещение	Подстанция	[26, табл. 6.3]					
5	Обогрев помещений ОВБ	Подстанция	7,0	11,0	18,0	–	–	–
6	Обогрев ЗРУ	Подстанция	4					
7	Наружное освещение	Подстанция	[26, табл. 6.3]					
8	Зарядно-подзарядное устройство	Подстанция	3,3	6,	16,5	44,1	132,8	132,8
9	Вентиляция аккумуляторной	Подстанция	1,5	2,8	4,2	8,4	8,4	8,4
10	Оперативные цепи и цепи управления (на подстанциях с переменным током)	Подстанция	2,3	4,5	13,2	–	–	–
11	Обогрев приводов отделителей и короткозамыкателей	ОД, КЗ	1,1	1,1	1,1	1,8	–	–
12	Обогрев ячеек КРУН и релейных шкафов наружной установки, обогрев электросчетчиков в неотапливаемых помещениях	Ячейка КРУН, шкаф, эл. счетчик	[26, табл. 6.4]					
13	Обогрев выключателей	1 выключ.	[26, табл. 6.5]					
14	Электродвигатели компрессоров	1 выключ.	[26, табл. 6.6]					
15	Обогрев компрессорной	Подстанция	≤ 3 компрессоров – 12,0 ≥ 4 компрессоров – 15,0					
16	Вентиляция компрессорной	Подстанция	≤ 3 компрессоров – 3,0 ≥ 4 компрессоров – 3,5					
17	Обогрев пневматических приводов масляных выключателей	1 выключ. с пневм. пр.	2,4	3,5	3,5	–	–	–
18	Обогрев воздухохранильников	Подстанция	–	–	1,3	2,0	2,7	2,7
...

Таблица 6.2

Пример расчета для ПС 110 / 10 кВ без постоянного обслуживающего персонала

Наименование электроприемников СН	Количество единиц	Источник	Норма расхода, тыс. кВт·ч/год	Расход эл. эн., тыс. кВт·ч/год
Трансформатор ТДТН-10000/110	1	[26, табл. 6.2]	8,8	8,8
Трансформатор ТДТН-16000/110	1	[26, табл. 6.2]	11	11
Выключатели масляные ВМ-35	5	[26, табл. 6.5]	0,01	0,05
Выключатель элегазовый ВГБЭП-35	1	[26, табл. 6.5]	1,19	1,19
Отделители ОД-110м/630	2	[26, табл. 6.1]	1,1	2,2
Выключатель элегазовый ЛТВ 145	2	[26, табл. 6.5]	0,8	1,6
Яч.КРУН 10 кВ с ВВ	21	[26, табл. 6.4]	0,6	12,6
Эл. счетчик	21	[26, табл. 6.3]	0,2	4,2
Аппаратура связи и телемеханики		[26, табл. 6.1]	8,7	8,7
Зарядно-подзарядные устройства		[26, табл. 6.1]	16,5	16,5
Прочие		[26, табл. 6.1]	3,3	3,3
Наружное освещение		[26, табл. 6.3]	0,4	0,4
Внутренне освещение		[26, табл. 6.3]	0,1	0,1
Суммарный расход				70,7

Таблица 6.3

Пример расчета для ПС 330/110/10 кВ с постоянным обслуживающим персоналом

Наименование электроприемников СН	Количество единиц	Источник	Норма расхода, тыс. кВт·ч/год	Расход эл. эн., тыс. кВт·ч/год
Автотрансформатор ANER3E-200 000 / 330 / 110PN	2	[26, табл. 6.2]	90	180
Выключатель элегазовый НЛР420 / 31В2	4	[26, табл. 6.5]	2,5	10
Выключатели элегазовые ЛТВ 145D1 / В	18	[26, табл. 6.5]	0,8	14,4
Обогрев приводов разъединителей	83	[26, табл. 6.1]	1,4	116,2
Аппаратура связи и телемеханики		[26, табл. 6.1]	43,8	43,8
Зарядно-подзарядные устройства		[26, табл. 6.1]	132,8	132,8
Отопление помещений	$V_1 = 541,5 \text{ м}^3$, $t_{\text{вн}}^p = 18 \text{ °C}$;	[26, формула (6.1)]		133,74
Вентиляция помещений	$V_2 = 3123,6 \text{ м}^3$, $t_{\text{вн}}^p = 15 \text{ °C}$;	РУП «Минск-энерго» [26, формула (6.2)]		19,1
Прочие		[26, табл. 6.1]	7,4	7,4
Наружное освещение		[26, табл. 6.3]	16	16
Внутренне освещение		[26, табл. 6.3]	5,1	5,1
Суммарный расход				678,54

В случаях выявления нерациональных мест (когда фактический расход превышает норматив) расходования электроэнергии электроприемниками собственных нужд подстанции выбираются и внедряются соответствующие мероприятия.

Перечень основных мероприятий по снижению расходов электроэнергии на собственные нужды подстанций приведен ниже:

Организационные мероприятия:

– проведение энергетических обследований по всему комплексу подстанций;

– внедрение (модернизация) АСУ ТП на основных подстанциях;

– перевод ряда подстанций 330–220 кВ в режим автоматической эксплуатации (без обслуживающего персонала).

Производственно-технические мероприятия:

– организация отбора тепла от силовых трансформаторов (утилизация активных составляющих потерь холостого хода и нагрузочных потерь);

– замена силовых трансформаторов, выработавших свой ресурс;

– замена систем регулирования напряжения под нагрузкой РПН с механическими контактами на использование вакуумных камер;

– замена коммутационной аппаратуры (высоковольтных выключателей) на современную элегазовую и вакуумную аппаратуру;

– замена устаревших трансформаторов тока и напряжения;

– замена устаревших разрядников;

– автоматизация систем охлаждения силовых трансформаторов;

– автоматизация и замена систем вентиляции;

– оптимизация количества параллельно работающих трансформаторов или автотрансформаторов;

– применение микропроцесорных устройств защиты и автоматики;

– замена существующих систем пожаротушения с применением воды высокого давления на азотное пожаротушение;

– применение накопителей электроэнергии (коллайдеров), накапливающих энергию в период минимума нагрузок и выдачей ее в сеть в период их максимума;

– замена существующих светильников (люминесцентных ламп, ламп накаливания) на энергосберегающие лампы в релейных помещениях, мастерских, административно-бытовых помещениях;

– замена электрического обогрева помещений подстанций на обогрев с использованием теплоактивных составляющих потерь трансформаторов.

7. РАСЧЕТ СЕЗОННОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ НОРМАТИВА ПОТЕРЬ

Нормативы потерь электрической энергии рассчитываются ежемесячно и сравниваются с отчетными потерями, которые определяются в виде разности между количеством электроэнергии, поступившим в сеть, и количеством электроэнергии, отпущенным из сети, определяемой по данным приборов учета электроэнергии. Существующая технология учета электрической энергии в энергосистемах такова, что электроэнергия, поступившая в сеть, достаточно точно фиксируется приборами учета на 0 часов первого числа текущего месяца. Полезный же отпуск электроэнергии (электроэнергия, отпущенная из сети) определяется по-разному – приборным учетом, на основе выставленных счетов, с использованием систем АСКУЭ, а для населения – по лицевому счету (абонентским книжкам). При этом до сих пор полезный отпуск электроэнергии для большинства тарифных групп потребителей фиксируется путем самосъема показаний электросчетчиков. Это означает, что учтенное потребление электроэнергии в общем случае не будет равно фактическому. Следовательно, и отчетные потери электроэнергии не будут равны фактическим технологическим потерям. При этом отчетные потери электроэнергии при переходе от сезона к сезону могут отличаться от технологических потерь как в большую, так и в меньшую сторону. Так при переходе от зимы к лету фактический полезный отпуск имеет тенденцию к снижению, а оплаченный полезный отпуск, как правило, больше фактического – до периода массовых отпусков, то есть население переплачивает за потребленную электроэнергию. Отчетные потери в этом случае будут меньше фактических. При переходе от лета к зиме оплаченный полезный отпуск (недоплата) может быть меньше фактического – отчетные потери будут больше фактических.

В процедуре нормирования данные объективно существующие факторы учитываются путем введения в нормативные потери электроэнергии дополнительной сезонной составляющей потерь $\Delta W_{\text{сез}}$. Это позволяет сбалансировать норматив (нормативные потери) электроэнергии с алгебраической суммой технологических потерь и сезонной составляющей потерь. За счет того, что часть полезного отпуска прошлого месяца учитывается в текущем.

Предельное положительное значение величины сезонной составляющей норматива потерь не должно превышать 3,6 % от отпуска электроэнергии в сеть. На отрицательные значения сезонной составляющей ограничения не накладываются – они могут быть больше 3,6 %. При этом алгебраическая сумма месячных значений сезонной составляющей потерь за год всегда должна быть равной нулю.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методика составления многоуровневых балансов электроэнергии в электрических сетях: СТП 09110.20.365-08.
2. Методика расчета и обоснования нормативов расхода электроэнергии на ее передачу по электрическим сетям: СТП 09110.09.455-11.
3. Фурсанов, М. И. Методология и практика расчетов потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем / М. И. Фурсанов. – Минск: Технология, 2000. – 247 с.
4. Фурсанов, М. И. Определение и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем / М. И. Фурсанов. – Минск: УВИЦ при УП «Белэнергосбережение», 2006. – 207 с.
5. Железко, Ю. С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: руководство для практических расчетов / Ю. С. Железко. – М.: ЭНАС, 2009. – 456 с.: ил.
6. Железко, Ю. С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчетов / Ю. С. Железко. – 176 с.: ил. – (Экономия топлива и электроэнергии).
7. Железко, Ю. С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчетов / Ю. С. Железко [и др.]. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. – 280 с.: ил.
8. Воротницкий, В. Э. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем / В. Э. Воротницкий [и др.]; под ред. В. Н. Казанцева. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 368 с.: ил. – (Экономия топлива и электроэнергии).
9. Пospelов, Г. Е. Потери мощности и энергии в электрических сетях / Г. Е. Пospelов, Н. М. Сыч. – М.: Энергоатомиздат, 1981. – 216 с.: ил.
10. Арзамасцев, Д. А. Модели оптимизации развития энергосистем: учебник для электроэнергет. спец. вузов / Д. А. Арзамасцев, А. В. Липес, А. Л. Мызин; под ред. Д. А. Арзамасцева. – М.: Высш. шк., 1987. – 272 с.: ил.
11. Казанцев, В. Н. Методы расчета и пути снижения потерь энергии в электрических сетях: учебное пособие / В. Н. Казанцев. – Свердловск: УПИ им. С. М. Кирова, 1983. – 84 с.

12. Энергосберегающая технология электроснабжения народного хозяйства: практическое пособие в 5 кн / под ред. В. А. Веникова. – Кн. 1: Снижение технологического расхода энергии в электрических сетях / Д. А. Арзамасцев, А. В. Липес. – М.: Высш. шк., 1989. – 127 с.: ил.

13. Фурсанов, М. И. Анализ резервов по снижению потерь электроэнергии в сетях энергосистем / М. И. Фурсанов, А. А. Золотой, В. В. Макаревич // Нормирование и снижение потерь электрической энергии в электрических сетях – 2008: материалы докладов шестого научно-технического семинара-выставки. – М.: Диалогэлектро, 2008. – С. 115–120.

14. Фурсанов, М. И. Расчет технических потерь электроэнергии в сетях 35 кВ и выше ОЭС Беларуси / М. И. Фурсанов, А. А. Золотой, В. В. Макаревич // Нормирование и снижение потерь электрической энергии в электрических сетях – 2008: материалы докладов шестого научно-технического семинара-выставки. М.: Диалогэлектро, 2008. – С. 115–120.

15. Фурсанов, М. И. Расчет технических потерь электроэнергии в сетях 0,38–6–10 кВ ОЭС Беларуси / М. И. Фурсанов, А. А. Золотой, В. В. Макаревич // Нормирование и снижение потерь электрической энергии в электрических сетях – 2008: материалы докладов шестого научно-технического семинара-выставки. М.: Диалогэлектро, 2008. – С. 115–120.

16. Фурсанов, М. И. Оперативные расчеты технических потерь электроэнергии в сетях 35 кВ и выше ОЭС Беларуси / М. И. Фурсанов, А. А. Золотой // Известие высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ-Энергетика: междунар. научно-технический журнал. – 2013. – № 4. – С. 5–13.

17. Фурсанов, М. И. Оперативные расчеты потерь электроэнергии в электрических сетях 0,38–10 кВ и выше ОЭС Беларуси / М. И. Фурсанов, А. А. Золотой, В. В. Макаревич // Энергетическая безопасность Союзного государства: сборник материалов секции, 6–11 октября 2014 г. – Минск: БНТУ, 2014. – С. 35–36.

18. Анисимов, Л. П. Методика расчета потерь энергии в действующих распределительных сетях / Л. П. Анисимов, М. С. Левин, В. Г. Пекелис // Электричество. – 1975. – № 4. – С. 27–30.

19. Потребич, А. А. Планирование потерь энергии в электрических сетях энергосистем / А. А. Потребич, В. П. Одинцов // Электрические станции. – 1998. – № 2. – С. 44–48.

20. Потребич, А. А. Методы расчета потерь энергии в питающих электрических сетях энергосистем / А. А. Потребич // Электричество. – 1995. – № 8. – С. 8–12.

21. Потребич, А. А. Эффективность выбора мероприятий по снижению потерь энергии в электрических сетях энергосистем / А. А. Потребич // Электрические станции. – 2001. – № 5. – С. 34–36.

22. Потребич, А. А. О нормировании потерь энергии в электрических сетях промышленных предприятий / А. А. Потребич // Электрические станции. – 2000. – № 4. – С. 10–12.

23. Фурсанов, М. И. Учет потребительских энергоисточников в расчетах распределительных электрических сетей 6–10 кВ / М. И. Фурсанов, А. А. Золотой, В. В. Макаревич // Изв. высш. учебн. заведений и энерг. объединений СНГ. Энергетика. – 2011. – № 4. – С. 15–17.

24. Фурсанов, М. И. Расчет режимов и потерь мощности в электрических сетях 0,38 кВ с учетом повторного заземления нулевого провода / М. И. Фурсанов, А. А. Золотой, В. В. Макаревич // Изв. высш. учебн. заведений и энерг. объединений СНГ. Энергетика. – 2007. – № 5. – С. 5–18.

25. Правила устройства электроустановок / Минэнерго СССР. – 6-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 648 с.: ил.

26. Методика нормирования расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций 35–750 кВ: СТП 09110.09.213-09.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

ФОРМЫ ОТЧЕТНОСТИ ПО РАСЧЕТУ И ОБОСНОВАНИЮ НОРМАТИВОВ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ОЭС БЕЛАРУСИ, РУП «ОБЛЭНЕРГО» И ИХ СТРУКТУРНЫХ ПОДРАЗДЕЛЕНИЙ

Форма № 1

Количество и установленная мощность трансформаторов в электрических сетях

_____ (ОЭС Беларуси, РУП «Облэнерго», ФЭС, РЭС)

за базовый год: _____ на прогнозируемый год: _____

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

Количество и установленная мощность устройств компенсации реактивной мощности в электрических сетях

_____ (ОЭС Беларуси, РУП «Облэнерго», ФЭС, РЭС)

за базовый год: _____ на прогнозируемый год: _____

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

Суммарная протяженность цепей воздушных и кабельных линий электропередачи в электрических сетях

_____ (ОЭС Беларуси, РУП «Облэнерго», ФЭС, РЭС)
за базовый год: _____ на прогнозируемый год: _____

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

Структура потерь электроэнергии в электрических сетях

(ОЭС Беларуси, РУП «Облэнерго», ФЭС, РЭС)

на _____ годы

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Потери электроэнергии в электрических сетях по годам	
			Базовый	Текущий
1	Пропуск через сеть	тыс. кВт·ч % ^{**}		Прогнозируемый
2	Отчетные потери	тыс. кВт·ч		
		% ^{**}		
		% ^{**}		
3	Нормативные потери, всего	тыс. кВт·ч		
		% ^{**}		
		% ^{**}		
3.1	в т.ч. условно-постоянные	тыс. кВт·ч		
		% ^{**}		
		% ^{**}		
3.2	климатические	тыс. кВт·ч		
		% ^{**}		
		% ^{**}		
3.3	нагрузочные	тыс. кВт·ч		
		% ^{**}		
		% ^{**}		
3.4	обусловленные потерешностями систем учета	тыс. кВт·ч		
		% ^{**}		
		% ^{**}		
3.5	расход на собственные нужды подстанций	тыс. кВт·ч		
		% ^{**}		
		% ^{**}		

Примечание:

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

** – в процентах по отношению к пропуску электроэнергии через сеть, определяемому согласно требованиям СТП 091.10.20.365-08.

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Потери электроэнергии по уровням электрических сетей									
			Базовый год			Прогнозируемый год						
			Всего	220–750 кВ	35–110 кВ	0,38–10 кВ	Всего	220–750 кВ	35–110 кВ	0,38–10 кВ		
3.	нагрузочные	тыс. кВт·ч										
		%*										
3.	обусловленные потребности систем учета	тыс. кВт·ч										
		%*										
3.	расход на собственные нужды подстанций	тыс. кВт·ч										
		%*										
		%**										

Примечание:

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

** – в процентах по отношению к пропуску электроэнергии через сеть, определяемому согласно требованиям СТП 09110.20.365-08.

Составляющие нормативных потерь электроэнергии	750 кВ		330 кВ		220 кВ		ВСЕГО	
	тыс. кВт-ч	%	тыс. кВт-ч	%	тыс. кВт-ч	%	тыс. кВт-ч	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Потери в генераторах, переведенных в режим СК								
Потери в ВР								
Потери в ОПН								
ИТОГО потери в основном оборудовании								
в т.ч. условно постоянные								
нагрузочные								
Потери в ТТ								
Потери в ТН с присоединенными счетчиками								
Потери в ВЗВЧ								
Потери в УПВЧ								
Потери в СППС								
ИТОГО потери в дополнительном оборудовании								
в т.ч. условно постоянные								
нагрузочные								
ИТОГО технические потери в сетях								
в т.ч. условно постоянные								
нагрузочные								
Потери, обусловленные погрешностями систем учета								
Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций								
ИТОГО нормативные потери								100

Примечание: относительные значения структурных составляющих нормативных потерь электроэнергии необходимо вычислять в процентах по отношению к величине суммарных технологических потерь электроэнергии в электрических сетях 220–750 кВ.

Структура нормативных потерь электроэнергии в электрических сетях 35-110 кВ

_____ (ОЭС Беларуси, РУП «Облэнерго», ФЭС) _____
 _____ : _____ Год: _____
 (месяц, квартал, месяцев с начала года)

Составляющие нормативных потерь электроэнергии	110 кВ		35 кВ		ВСЕГО	
	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%
1	4	5	6	7	8	9
Потери в ЛЭП						
в т.ч. в изоляции КЛ						
климатические						
в т.ч. от токов утечки через изоляторы ВЛ						
на корону ВЛ						
нагрузочные						
Потери в силовых трансформаторах						
в т.ч. холостого хода						
нагрузочные						
Потери холостого хода в трансформаторах ДТР						
Потери в КУ						
Потери в СК						
Потери в генераторах, переведенных в режим СК						
Потери в ВР						

Составляющие нормативных потерь электроэнергии	110 кВ		35 кВ		ВСЕГО	
	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%
1	4	5	6	7	8	9
Потери в ОПН						
ИТОГО потери в основном оборудовании						
в т.ч. условно постоянные						
нагрузочные						
Потери в ТТ						
Потери в ТН с присоединенными счетчиками						
Потери в ВЗВЧ						
Потери в УПВЧ						
Потери в СППС						
ИТОГО потери в дополнительном оборудовании						
в т.ч. условно постоянные						
нагрузочные						
ИТОГО технические потери в сетях						
в т.ч. условно постоянные						
нагрузочные						
Потери, обусловленные погрешностями систем учета						
Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций						
ИТОГО нормативные потери						100

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

Составляющие нормативных потерь электроэнергии	10 кВ		6 кВ		0,38 кВ		ВСЕГО	
	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Потери в ОПН								
ИТОГО потери в основном оборудовании								
в т.ч. условно постоянные								
нагрузочные								
Потери в ТТ								
Потери в ТН с присоединенными счетчиками								
Потери в счетчиках непосредственного включения								
Потери в СПИС								
ИТОГО потери в дополнительном оборудовании								
в т.ч. условно постоянные								
нагрузочные								
ИТОГО технические потери в сетях								
в т.ч. условно постоянные								
нагрузочные								
Потери, обусловленные погрешностями систем учета								
Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций								
Сезонная составляющая	—	—	—	—	—	—	—	—
ИТОГО нормативные потери								100

Примечание: относительные значения структурных составляющих нормативных потерь электроэнергии необходимо вычислять в процентах по отношению к величине суммарных технологических потерь электроэнергии в электрических сетях 0,38–10 кВ.

Структура _____
 (фактических, прогнозных)

**нормативных потерь электроэнергии в электрических сетях
 ОЭС Беларуси в разрезе РУП «Облэнерго»**

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

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

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

Структура _____
 (фактических, прогнозных)
нормативных потерь электроэнергии в электрических сетях
РУП _____
в разрезе ФЭС _____ : _____
 (месяц, квартал, месяцев с начала года) **Год:** _____

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

Примечание: относительные значения структурных составляющих нормативных потерь электроэнергии необходимо вычислять в процентах по отношению к величине суммарных технологических потерь электроэнергии в электрических сетях РУП «Облэнерго».

Структура _____
(фактических, прогнозных)

**нормативных потерь электроэнергии в электрических сетях 0,38–10 кВ
по РУП _____ в разрезе РЭС**

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

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

Примечание: относительные значения структурных составляющих нормативных потерь электроэнергии необходимо вычислять в процентах по отношению к величине суммарных технологических потерь электроэнергии в электрических сетях РУП «Облэнерго».

Структура _____
 (фактических, прогнозных)
нормативных потерь электроэнергии в электрических сетях 0,38–10 кВ
 по _____ **ФЭС**
в разрезе РЭС
 _____ : _____ **год:** _____
 (месяц, квартал, месяцев с начала года)

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

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

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Потери электроэнергии в электрических сетях																							
			Верхнего уровня			Среднего уровня			Нижнего уровня			Итого														
			750 кВ	330 кВ	220 кВ	Всего	110 кВ	35 кВ	6 кВ	10 кВ	0,38 кВ		Всего													
3.2	климатические	тыс. кВт.ч %* %**																								
3.3	нагрузочные	тыс. кВт.ч %* %**																								
3.	обусловленные погрешностями систем учета	тыс. кВт.ч %* %**																								
3.	расход на собственные нужды подстанций	тыс. кВт.ч %* %**																								
3.	сезонная составляющая	тыс. кВт.ч %* %**																								

Примечание:

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

** – в процентах по отношению к пропуску электроэнергии через сеть, определяемому согласно требованиям СТП 09 110.20.365-08.

ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ
ЭНЕРГОСИСТЕМ

Б.1. Мероприятия по снижению технологических потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем должны включать организационные, технические мероприятия и мероприятия по совершенствованию систем расчетного и технического учета электроэнергии и сбытовой деятельности.

Б.2. К организационным мероприятиям следует относить:

Б.2.1. Стимулирование потребителей электроэнергии к выравниванию графиков нагрузки.

Б.2.2. Выравнивание нагрузок фаз в электрических сетях 0,38 кВ.

Б.2.3. Оптимизация загрузки трансформаторов на подстанциях 0,38–10 кВ.

Б.2.4. Оптимизация рабочих напряжений в центрах питания разомкнутых электрических сетей 0,38–750 кВ.

Б.2.5. Оптимизация мест размыкания линий 6–35 кВ с двусторонним питанием с учетом питающей электрической сети 110–750 кВ.

Б.2.6. Оптимизация мест размыкания контуров электрических сетей с различными номинальными напряжениями 0,38–750 кВ.

Б.2.7. Оптимизация установившихся режимов электрических сетей по активной и реактивной мощности.

Б.2.8. Отключение трансформаторов на подстанциях с сезонной нагрузкой 0,38–330 кВ.

Б.2.9. Отключение в режиме малых нагрузок линий электропередачи в замкнутых электрических сетях и цепей двухцепных линий в электрических сетях 110–750 кВ.

Б.2.10. Отключение в режиме малых нагрузок трансформаторов на подстанциях 6–750 кВ с двумя и более трансформаторами.

Б.2.11. Сезонный перевод неиспользуемых генераторов электростанций в режим синхронного компенсатора.

Б.2.12. Сокращение продолжительности ремонта силового оборудования электростанций и электрических сетей (линий, трансформа-

торов, генераторов, синхронных компенсаторов и комплексных ремонтов оборудования распределительных устройств) 0,38–750 кВ.

Б.2.13. Выполнение ремонтов под напряжением на ВЛ 0,38–750 кВ.

Б.2.14. Снижение расхода электроэнергии на собственные нужды ПС и ТП.

Б.2.15. Ввод в работу неиспользуемых средств АРН на трансформаторах с РПН 6–330 кВ.

Б.2.16. Стимулирование промышленных потребителей к установке и вводу в работу компенсирующих устройств.

Б.2.17. Снижение величины вращающегося (горячего) резерва активной мощности энергосистемы при установке потребителями электрической энергии собственных генерирующих источников, работающих по диспетчерскому графику в составе ОЭС Беларуси.

Б.2.18. Прочие мероприятия.

Б.3. К техническим мероприятиям следует относить:

Б.3.1. Увеличение площади сечения проводников на ответвлениях линий 0,38 кВ, не соответствующих требованиям современной НТД.

Б.3.2. Разукрупнение линий электрических сетей 0,38–35 кВ.

Б.3.3. Замена проводов на перегруженных линиях 0,38–330 кВ.

Б.3.4. Установка и ввод в работу компенсирующих устройств для поперечной компенсации реактивной мощности в электрической сети.

Б.3.5. Установка и ввод в работу батарей статических конденсаторов для продольной компенсации параметров электрической сети.

Б.3.6. Замена перегруженных силовых трансформаторов на эксплуатируемых подстанциях 6–330 кВ.

Б.3.7. Замена недогруженных силовых трансформаторов 6–330 кВ.

Б.3.8. Установка и ввод в работу линейных регулировочных трансформаторов и устройств РПН на трансформаторах с ПБВ на подстанциях 6–330 кВ.

Б.3.9. Установка и ввод в работу на трансформаторах с РПН устройств АРН на подстанциях 6–330 кВ.

Б.3.10. Установка и ввод в работу вольтодобавочных трансформаторов с продольно-поперечным регулированием.

Б.3.11. Перевод электрических сетей 6–220 кВ на более высокое номинальное напряжение.

Б.3.12. Сооружение глубоких вводов в крупные центры питания нагрузок на повышенном напряжении.

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

Б.3.14. Перевод генераторов электростанций, турбины которых отработали свой ресурс, в режим синхронных компенсаторов.

Б.3.15. Расширение регулировочного диапазона рабочей мощности установленных в электрических сетях синхронных компенсаторов.

Б.3.16. Применение трансформаторов 6–10 кВ с расширенным диапазоном регулирования напряжения.

Б.3.17. Применение трансформаторов 6–10 кВ со встроенными симметрирующими устройствами.

Б.3.18. Установка и ввод в действие устройств автоматического ввода резервных трансформаторов.

Б.3.19. Прочие мероприятия.

Б.4. К мероприятиям по совершенствованию систем расчетного и технического учета электроэнергии и сбытовой деятельности следует относить:

Б.4.1. Проведение рейдов по выявлению хищений и неучтенной электроэнергии в коммунально-бытовом и производственном секторе.

Б.4.2. Проведение проверок и обеспечение своевременности и правильности снятия показаний электросчетчиков на электростанциях и подстанциях.

Б.4.3. Замена индукционных приборов учета электроэнергии цифровыми.

Б.4.4. Проведение проверок и обеспечение правильности работы систем учета электроэнергии на межсистемных ВЛ и генераторах электростанций.

Б.4.5. Установка дополнительных приборов технического учета электроэнергии, в том числе переносных, для анализа балансов электроэнергии.

Б.4.6. Установка отдельных приборов учета электроэнергии, расходуемой на собственные нужды ПС и ТП.

Б.4.7. Составление и анализ балансов электроэнергии по подстанциям и электростанциям.

Б.4.8. Контроль и анализ среднего энергопотребления и оплаты за электроэнергию потребителями.

Б.4.9. Инвентаризация приборов коммерческого учета электроэнергии.

Б.4.10. Компенсация индуктивного сопротивления трансформаторов напряжения и их вторичных цепей.

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

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

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

Б.4.14. Установка расчетных приборов коммерческого учета электроэнергии на границе балансовой принадлежности потребителей.

Б.4.15. Проведение поверки и калибровки электросчетчиков коммерческого и технического учета электроэнергии с просроченными сроками.

Б.4.16. Опломбировка клеммных крышек приборов учета электроэнергии и крышек испытательных коробок одноразовыми номерными пломбами.

Б.4.17. Выделение цепей учета электроэнергии на отдельные обмотки трансформаторов тока.

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

Б.4.19. Устранение недогрузки и перегрузки цепей тока и напряжения систем коммерческого и технического учета электроэнергии.

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

Б.4.21. Установка приборов коммерческого и технического учета электроэнергии повышенных классов точности.

Б.4.22. Организация обслуживания и ремонтов приборов коммерческого и технического учета электроэнергии.

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

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

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

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

Б.4.27. Прочие мероприятия.

Б.5. В электрических сетях высокого уровня 220–750 кВ требуется применять следующие мероприятия по снижению технологических потерь электроэнергии:

–организационные мероприятия: Б.2.3, Б.2.4, Б.2.5, Б.2.6, Б.2.7, Б.2.8, Б.2.9, Б.2.10, Б.2.11, Б.2.12, Б.2.13, Б.2.14, Б.2.15, Б.2.17, Б.2.18;

–технические мероприятия: Б.3.3, Б.3.5, Б.3.6, Б.3.7, Б.3.8, Б.3.9, Б.3.10, Б.3.11, Б.3.13, Б.3.14, Б.3.15, Б.3.19;

–мероприятия по совершенствованию систем расчетного и технического учета электроэнергии и сбытовой деятельности: Б.4.2, Б.4.3, Б.4.4, Б.4.5, Б.4.6, Б.4.7, Б.4.9, Б.4.10, Б.4.11, Б.4.13, Б.4.15, Б.4.16, Б.4.17, Б.4.18, Б.4.19, Б.4.20, Б.4.21, Б.4.22, Б.4.27.

Б.6. В электрических сетях среднего уровня 35–110 кВ требуется применять следующие мероприятия по снижению технологических потерь электроэнергии:

–организационные мероприятия: Б.2.3, Б.2.4, Б.2.5, Б.2.6, Б.2.7, Б.2.8, Б.2.9, Б.2.10, Б.2.11, Б.2.12, Б.2.13, Б.2.14, Б.2.15, Б.2.17, Б.2.18;

–технические мероприятия: Б.3.2, Б.3.3, Б.3.6, Б.3.7, Б.3.8, Б.3.9, Б.3.10, Б.3.11, Б.3.12, Б.3.13, Б.3.14, Б.3.18, Б.3.19;

–мероприятия по совершенствованию систем расчетного и технического учета электроэнергии и сбытовой деятельности: Б.4.1, Б.4.2, Б.4.3, Б.4.4, Б.4.5, Б.4.6, Б.4.7, Б.4.8, Б.4.9, Б.4.10, Б.4.11, Б.4.12, Б.4.13, Б.4.14, Б.4.15, Б.4.16, Б.4.17, Б.4.18, Б.4.19, Б.4.20, Б.4.21, Б.4.22, Б.4.27.

Б.7. В электрических сетях нижнего уровня 0,38–10 кВ требуется применять следующие мероприятия по снижению технологических потерь электроэнергии:

–организационные мероприятия: Б.2.1, Б.2.2, Б.2.3, Б.2.4, Б.2.5, Б.2.6, Б.2.8, Б.2.10, Б.2.12, Б.2.13, Б.2.14, Б.2.15, Б.2.16, Б.2.17, Б.2.18;

–технические мероприятия: Б.3.1, Б.3.2, Б.3.3, Б.3.4, Б.3.5, Б.3.6, Б.3.7, Б.3.8, Б.3.9, Б.3.11, Б.3.12, Б.3.13, Б.3.16, Б.3.17, Б.3.18, Б.3.19;

–мероприятия по совершенствованию систем расчетного и технического учета электроэнергии и сбытовой деятельности: Б.4.1, Б.4.2, Б.4.3, Б.4.5, Б.4.6, Б.4.7, Б.4.8, Б.4.9, Б.4.10, Б.4.12, Б.4.13, Б.4.14, Б.4.15, Б.4.16, Б.4.17, Б.4.18, Б.4.19, Б.4.20, Б.4.21, Б.4.22, Б.4.23, Б.4.24, Б.4.25, Б.4.26, Б.4.27.

Учебное издание

ФУРСАНОВ Михаил Иванович
ЗОЛОТОЙ Андрей Анатольевич
МАКАРЕВИЧ Виктор Валерьевич

**РАСЧЕТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАСХОДА (ПОТЕРЬ)
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ЕЕ ТРАНСПОРТ
В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ЭНЕРГОСИСТЕМ**

Учебно-методическое пособие

Редакторы *О. В. Ткачук, Е. С. Кочерго*
Компьютерная верстка *А. Е. Дарвиной, Н. А. Школьниковой*

Подписано в печать 28.02.2018. Формат 60×84 ¹/₁₆. Бумага офсетная. Ризография.
Усл. печ. л. 6,51. Уч.-изд. л 5,09. Тираж 100. Заказ 1133.

Издатель и полиграфическое исполнение: Белорусский национальный технический университет.
Свидетельство о государственной регистрации издателя, изготовителя, распространителя
печатных изданий № 1/173 от 12.02.2014. Пр. Независимости, 65. 220013, г. Минск.