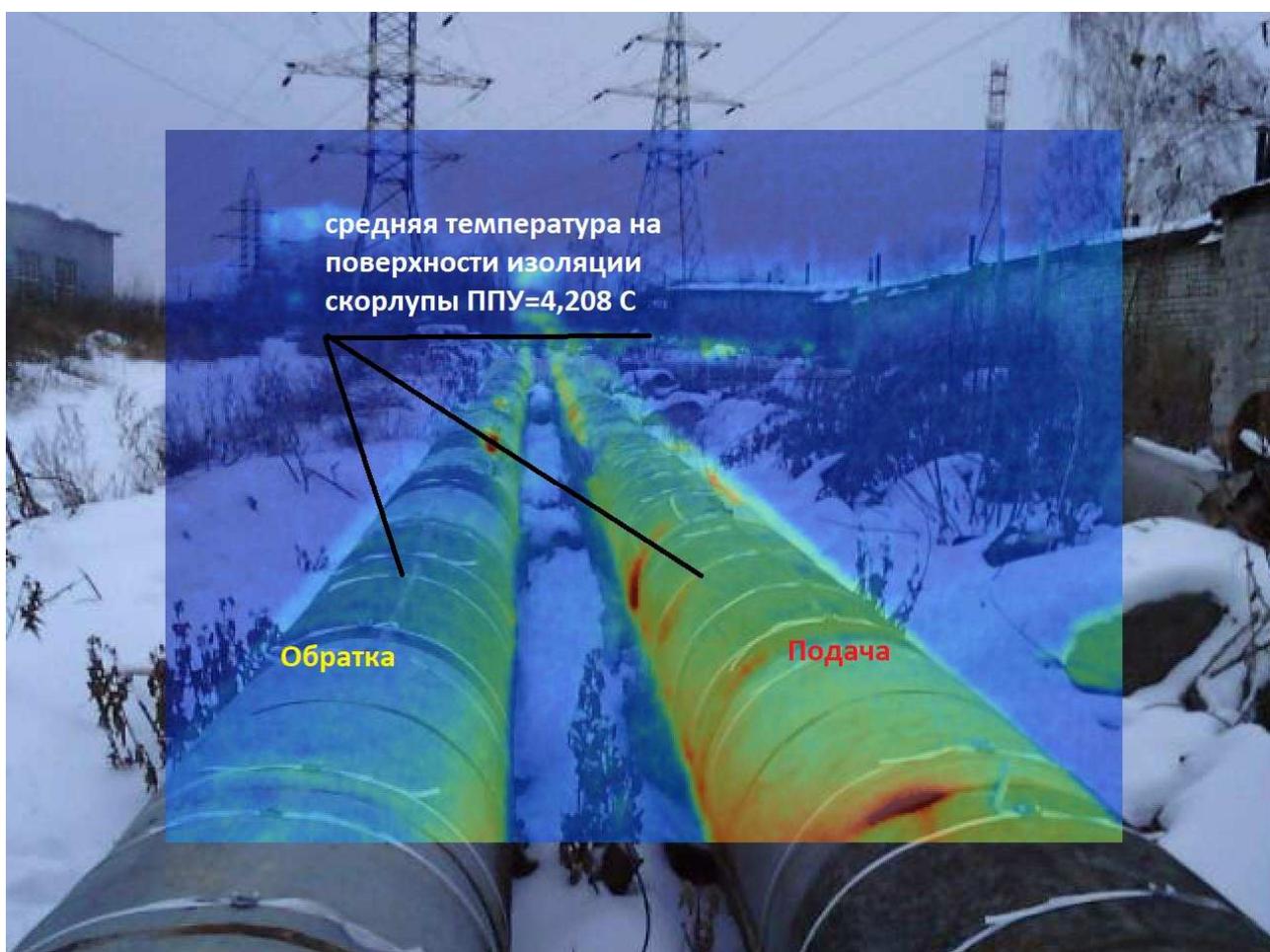


А. В. КОБЕЛЕВ, А. В. ЩЕГОЛЬКОВ, А. А. ТЕРЕХОВА

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ И ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ



Тамбов
Издательский центр ФГБОУ ВО «ТГТУ»
2023

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тамбовский государственный технический университет»

А. В. Кобелев, А. В. Щегольков, А. А. Терехова

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ И ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ

Утверждено Учёным советом университета в качестве учебного пособия
для студентов 1, 2 курсов, обучающихся по направлению подготовки
13.03.02 «Электроэнергетика и энергоэффективность»,
очной и заочной форм обучения

Учебное электронное издание



Тамбов
Издательский центр ФГБОУ ВО «ТГТУ»
2023

УДК 621.31:69
ББК 31.280.73+38
К55

Рецензенты:

Кандидат технических наук,
исполнительный директор АО «ОРЭС-Тамбов»
Ю. Н. Демин

Доктор технических наук, профессор,
профессор кафедры «Механика и инженерная графика»
ФГБОУ ВО «ТГТУ»
Ю. В. Родионов

К55 **Кобелев, А. В.**

Энергосбережение и энергоэффективность [Электронный ресурс] : учебное пособие / А. В. Кобелев, А. В. Щегольков, А. А. Терехова. – Тамбов : Издательский центр ФГБОУ ВО «ТГТУ», 2023. – 1 электрон. опт. диск (CD-ROM). – Системные требования : ПК не ниже класса Pentium II ; CD-ROM-дискковод ; 3,56 Mb ; RAM ; Windows 95/98/XP ; мышь. – Загл. с экрана.

ISBN 978-5-8265-2563-0

Включает материал, посвящённый актуальным вопросам энергосбережения и энергоэффективности. Информация представлена в формате дидактических модулей. Рассмотрены основные понятия и задачи энергетического обследования для различных типов предприятий с учётом законодательства Российской Федерации, а также представлены примеры.

Предназначено для студентов 1, 2 курсов, обучающихся по направлению подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и энергоэффективность», очной и заочной форм обучения.

УДК 621.31:69

ББК 31.280.73+38

Все права на размножение и распространение в любой форме остаются за разработчиком. Нелегальное копирование и использование данного продукта запрещено.

ISBN 978-5-8265-2563-0

© Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Тамбовский государственный технический университет» (ФГБОУ ВО «ТГТУ»), 2023

ПРЕДИСЛОВИЕ

Современные тенденции развития мировой и российской экономики диктуют принципиально новые требования к формированию экономического уклада, что связано с влиянием Индустрии 4.0. В рамках новых тенденций в экономике следует выделить направленность к энергоэффективности и формированию инновационных технологических процессов с улучшенными энергетическими параметрами. На современном этапе развития и уровня техники решение вопросов повышения энергоэффективности сводится к формированию стратегических и тактических мероприятий, основанных на новой методологической базе, включающей достижения материаловедения, IT-технологий, физики, химии и различных направлений инженерных наук. Законодательство Российской Федерации в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности основывается на требованиях Федерального закона от 23.11.2009 г. № 261-ФЗ [1], а также ПП РФ № 1289 от 07.10.2019 г. [2]. Национальная технологическая инициатива (НТИ) реализуется Правительством России в соответствии с перечнем поручений Президента России по реализации Послания Федеральному Собранию от 04.12.2014 г. ДК НТИ «Энерджинет» [3] активно формирует принципиально новые условия внедрения высокотехнологичных решений в сферу электроэнергетики, что позволит снизить потребление электроэнергии, газа, угля и т.д. при соблюдении стандартов на эксплуатацию технических систем является комплексной многоуровневой задачей. Современные методы расчёта, достижения в области информационных технологий, а также новые разработки в области инструментальных измерений позволяют обеспечить базовую платформу для формирования профессиональных навыков у специалистов сферы энергосбережения.

ВВЕДЕНИЕ

Важность повышения энергетической эффективности как технологических комплексов, так предприятий и организаций, в целом основана на ряде взаимосвязанных факторов. На первом этапе проводится энергетическое обследование, которое позволяет выявить объективный уровень возможного потенциала снижения затрат на энергетические ресурсы, выработать стратегию формирования эффективных мероприятий, нацеленных на снижение затрат энергии. На этом этапе используются как инструментальные, так и расчётные методы оценки энергоэффективности.

На втором этапе следует подчеркнуть важность планирования и распределения по годам реализации плана энергосбережения. Мероприятия по энергосбережению являются в ряде случаев затратными для организации, которая планирует проведение энергетического аудита. Данное обстоятельство в обязательном порядке должно учитываться. Желательно распределять мероприятия по снижению затрат таким образом, чтобы на первом этапе выполнять те мероприятия, которые принесут минимум затрат финансовых средств при максимизации эффективности и тем самым будут эффективными с точки зрения временной окупаемости – пошаговая модернизация или оптимизация работы оборудования. При этом важное значение приобретает обоснование проведения энергосервисных контрактов и определение оптимальных условий их реализации.

Важное значение приобретает адекватная стратегия реализации энергетического аудита. При обосновании инструментального и расчётного этапа энергетического аудита должны быть учтены особенности инженерных сетей и технологического оборудования организации, а также территориального расположения объектов.

Длительность этапов энергетического обследования определяется с учётом типа и организационной структуры учреждения и сферы деятельности.

Стоит учитывать особенности сферы деятельности организаций, для которых выполняется энергетический аудит. Существенные различия имеют предприятия сферы АПК и промышленного комплекса. Имеются специфические особенности организаций муниципального типа.

Всё это должно учитываться на всех уровнях и этапах энергетического аудита.

Глава 1

ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ

1.1. ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ В ОБЛАСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

1.1.1. ЗАКОНОДАТЕЛЬНАЯ КОНЦЕПЦИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ

Современная государственная политика в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности основывается на требованиях Федерального закона от 23.11.2009 г. № 261-ФЗ [1], а также ПП РФ № 1289 от 07.10.2019 г. «О требованиях к снижению государственными (муниципальными) учреждениями в сопоставимых условиях суммарного объёма, потребляемых ими дизельного и иного топлива, мазута, природного газа, тепловой энергии, электрической энергии, угля, а также объёма потребляемой ими воды».

Национальная технологическая инициатива (НТИ) реализуется Правительством России в соответствии с перечнем поручений Президента России по реализации Послания Федеральному Собранию от 04.12.2014 г. Это долгосрочная межведомственная программа частно-государственного партнёрства по содействию развитию новых перспективных рынков на базе высокотехнологичных решений, которые будут определять развитие мировой и российской экономики через 10 – 15 лет [3].

Цель ДК НТИ «Энерджинет» – координация действий органов исполнительной власти, институтов развития, государственных и частных компаний, общественных организаций по реализации инициатив, направленных на обеспечение выхода российских компаний с новыми продуктами и сервисами на глобальные рынки новой энергетики [3].

Основные направления реализации ДК НТИ «Энерджинет» – надёжные и гибкие распределительные сети, интеллектуальная распределённая энергетика, потребительские сервисы [3].

Реализация «дорожной карты» «Энерджинет» предусматривает:

- разработку архитектуры разномасштабных комплексных систем интеллектуальной энергетики, разработку и внедрение стандартов, нормативов и правил;
- разработку комплекса технологий по приоритетным направлениям EnergyNet;
- разработку комплекса инструментов господдержки;
- подготовку и реализацию приоритетных проектов с применением господдержки;
- подготовку кадров для успешного развития рынка.

В соответствии с концепцией НТИ «Дорожная карта» будет реализована в три этапа [3].

Первый этап (2016 – 2020 гг.) – цифровая инфраструктура и сервисы [3].

Второй этап (2016 – 2025 гг.) – адаптивная инфраструктура и сервисы [3].

Третий этап (2016 – 2030 гг.) – самоорганизующаяся инфраструктура и сервисы [3].

1.2. КОНЦЕПЦИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ

1.2.1. ПОНЯТИЯ, ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ

В отношении энергетического обследования в ст. 2 Федерального закона № 261-ФЗ [1] введено следующее понятие: энергетическое обследование – это сбор и обработка информации об использовании энергетических ресурсов в целях получения достоверной информации об объеме используемых энергетических ресурсов, о показателях энергетической эффективности, выявления возможностей энергосбережения и повышения энергетической эффективности с отражением полученных результатов в энергетическом паспорте.

Закон конкретизирует и другие основополагающие понятия в интересующей нас сфере.

1. В соответствии с ч. 5.2 ст. 15 и ч. 9 ст. 18 Федерального закона от 23.11.2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2009, № 48, ст. 5711; 2018, № 30, ст. 4556) требования к проведению энергетического обследования, результатам энергетического обследования (энергетическому паспорту и отчёту о проведении энергетического обследования) (далее – отчёт) распространяются на лиц, проводящих энергетические обследования (далее – энергоаудитор), и саморегулируемые организации в области энергетического обследования (далее – СРО).

2. При проведении энергетического обследования энергоаудитор обязан соблюдать требования к проведению энергетического обследования, результатам энергетического обследования (энергетическому паспорту и отчёту), а также стандарты и правила СРО, членом которой он является.

3. При проведении энергетического обследования объём оказываемой услуги определяется лицом, заказавшим проведение энергетического обследования (далее – заказчик), в соответствии с договором.

4. Перечень зданий, строений, сооружений, энергопотребляющего оборудования, объектов электроэнергетики, источников тепловой энергии, тепловых сетей, систем централизованного теплоснабжения, централизованных систем холодного водоснабжения и(или) водоотведения, иных объектов системы коммунальной инфраструктуры, технологических процессов, в отношении которых должны быть проведены мероприятия по энергосбережению, связанные с измерением объекта энергетического обследования и направленные на сбор необходимой информации, а также оценку эффективности использования энергетических ресурсов и воды (далее – инструментальное обследование), и(или) сведения о которых должны быть отражены в отчёте, указываются заказчиком в задании на проведение визуального осмотра и инструментального обследования объекта энергетического обследования (далее – задание на обследование).

Энергетический ресурс – носитель энергии, энергия которого используется или может быть использована при осуществлении хозяйственной и иной

деятельности, а также вид энергии (атомная, тепловая, электрическая, электромагнитная энергия или другой вид энергии).

Энергосбережение – реализация организационных, правовых, технических, технологических, экономических и иных мер, направленных на уменьшение объёма используемых энергетических ресурсов при сохранении соответствующего полезного эффекта от их использования (в том числе объёма произведённой продукции, выполненных работ, оказанных услуг).

Энергетическая эффективность – характеристики, отражающие отношение полезного эффекта от использования энергетических ресурсов к их затратам, произведённым в целях получения такого эффекта, применительно к продукции, технологическому процессу, юридическому лицу, индивидуальному предпринимателю.

Класс энергетической эффективности – характеристика продукции, отражающая её энергетическую эффективность.

Постановлением Правительства Российской Федерации от № 1222 утверждён «Перечень принципов правил определения класса энергетической эффективности товара». Пункт 5 этого перечня устанавливается применение следующих обозначений для классов энергетической эффективности товаров: «А», «В», «С», «D», «Е», «F», «G». Класс «А» для обозначения товаров с наибольшей энергетической эффективностью, класс «G» – для обозначения товаров с наименьшей энергетической эффективностью из числа товаров, отнесённых к одной категории (с учётом характеристик).

Установление дополнительных классов энергетической эффективности «А+», «А++» для обозначения товаров с наибольшей энергетической эффективностью при появлении на рынке товаров с энергетической эффективностью, значительно превышающей установленную для класса «А».

Правила определения классов энергетической эффективности многоквартирных домов (МКД) и требования к указателю класса энергетической эффективности МКД, размещаемого на фасаде МКД, утверждены Приказом Минрегиона Российской Федерации № 161.

Этим документом утверждена таблица класса энергетической эффективности многоквартирных домов (табл. 1.1).

Соответственно, для МКД здание считается с высокой энергетической эффективностью, если оно соответствует классам В, В+, В++, А.

Данная информация может быть актуальной для компаний, у которых на балансе есть многоквартирные дома, например для проживания сотрудников (табл. 1.1) [4 – 6].

1.1. Классы энергоэффективности зданий

Обозначение класса	Наименование класса энергетической эффективности	Величина отклонения значения удельного расхода тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение здания от нормируемого уровня, %
<i>Для новых и реконструируемых зданий</i>		
А	Наивысший	Менее –45
В++	Повышенный	–36...–45 включительно
В+		–26...–35 включительно
В	Высокий	–11...–25 включительно
С	Нормальный	5...–10 включительно
<i>Для существующих зданий</i>		
Д	Пониженный	6...50
Е	Низший	Более 51

Классы энергоэффективности бытовых электроприборов

По таблице классов энергоэффективности для холодильников и морозилок (в соответствии со старой Директивой ЕС 94/2, касающейся маркировки энергетической эффективности бытовых холодильных приборов, – в настоящее время не действует), индекс вычислен для каждого прибора согласно его потреблению и объёму, учитывая тип прибора (табл. 1.2).

1.2. Класс энергоэффективности

A++	A+	A	B	C	D	E	F	G
< 30	< 42	< 5	< 75	< 90	< 100	< 110	< 125	> 125

Этикетка также содержит:

- ежегодное потребление энергии, кВт·ч;
- внутренний объем холодильной камеры, л;
- внутренний объем морозильной камеры, л;
- уровень шума, дБ.

Класс энергетической эффективности бытовых холодильных приборов определяется в соответствии с индексом энергетической эффективности в соответствии с табл. 1.3.

Такая классификация будет действовать до 30.06.2014 г. С 01.07.2014 г. соответствие индексов энергетической эффективности классам будет определяться в соответствии со следующей таблицей (т.е. будут повышены требования к классу A+) (табл. 1.4).

1.3. Индекс энергетической эффективности

A+++	A++	A+	A	B	C	D	E	F	G
EEI < 22	22 ≤ EEI < 33	33 ≤ EEI < 44	44 ≤ EEI < 55	55 ≤ EEI < 75	75 ≤ EEI < 95	95 ≤ EEI < 110	110 ≤ EEI < 125	125 ≤ EEI < 150	EEI ≥ 150

1.4. Индекс энергетической эффективности

A+++	A++	A+	A	B	C	D	E	F	G
EEI < 22	22 ≤ EEI < 33	33 ≤ EEI < 42	42 ≤ EEI < 55	55 ≤ EEI < 75	75 ≤ EEI < 95	95 ≤ EEI < 110	110 ≤ EEI < 125	125 ≤ EEI < 150	EEI ≥ 150

Для стиральных машин энергоэффективность вычислена на примере хлопкового цикла при температуре 60 °С (140 °F) с максимальным заявленным весом белья (как правило, 6 кг). Индекс эффективности использования энергии определяют в кВт·ч на килограмм белья.

Этикетка энергоэффективности также содержит информацию о следующих параметрах:

- полное потребление энергии за цикл;
- качество стирки – с классом от А до G;
- качество отжима – с классом от А до G;
- максимальная скорость вращения, об/мин;
- максимальная загрузка хлопком, кг;
- потребление воды за цикл, л;
- шум при стирке и отжиге, дБ.

У сушилок для белья энергоэффективность вычислена для хлопка при максимальной загрузке. Индекс энергоэффективности считается в кВт·ч на килограмм белья (табл. 1.5, 1.6).

Этикетка также приводит параметры:

- потребление энергии за цикл;
- полная загрузка хлопком, кг;
- уровень шума, дБ.

1.5. Конденсационные сушилки

A	B	C	D	E	F	G
< 0,55	< 0,64	< 0,73	< 0,82	< 0,91	< 1,00	> 1,00

1.6. Вентилируемые сушилки

A	B	C	D	E	F	G
< 0,51	< 0,59	< 0,67	< 0,75	< 0,83	< 0,91	> 0,91

1.7. Стиральные машины

A	B	C	D	E	F	G
< 0,68	< 0,81	< 0,93	< 1,05	< 1,17	< 1,29	> 1,29

1.8. Посудомоечные машины

A	B	C	D	E	F	G
< 1,06	< 1,25	< 1,45	< 1,65	< 1,85	< 2,05	> 2,05

Для стиральных машин с функцией сушки класс энергоэффективности вычислен, используя хлопковый цикл сушки с максимальным заявленным весом белья. Индекс эффективности использования энергии считается в кВт·ч на килограмм белья (табл. 1.7).

Этикетка также указывает на параметры:

- потребление энергии за цикл (стирка и сушка);
- потребление энергии за цикл – только стирка;
- качество стирки с классом от А до G;
- максимальная скорость вращения;
- максимальная загрузка хлопком (стирка и сушка отдельно);
- потребление воды при максимальной загрузке;
- уровень шума в дБ (отдельно для стирки, отжима и сушки).

Энергоэффективность для посудомоечных машин рассчитана согласно числу предметов посуды (табл. 1.8).

Этикетка также содержит следующие сведения:

- потребление энергии, кВт·ч/цикл;
- эффективность мытья с классом от А до G;
- эффективность сушки с классом от А до G;
- количество персон;
- потребление воды, л/цикл;
- уровень шума, дБ.

Энергосервисный договор (контракт) – договор (контракт), предметом которого является осуществление исполнителем действий, направленных на энергосбережение и повышение энергетической эффективности использования энергетических ресурсов заказчиком.

1.3. ЭТАПЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ

1.3.1. ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ ПЕРВОГО УРОВНЯ

Цель этого этапа – предварительная оценка потенциала энергосбережения обследуемого предприятия или организации на основе анализа структуры и объёма энергозатрат и энергопользования. Для достижения цели решаются следующие задачи:

- на основе документального обследования выявляется доля энергозатрат в суммарных затратах объекта энергоаудита и проводится анализ динамики её изменения за последние четыре года;
- изучается структура энергозатрат в организации;
- определяются участки нерационального расходования энергоресурсов.

1.3.2. ЭТАП ОФОРМЛЕНИЯ И СОГЛАСОВАНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ

По результатам обязательного или добровольного энергетического обследования составляется энергетический паспорт, который в соответствии со ст. 15 Федерального закона № 261-ФЗ должен содержать информацию:

- об оснащённости приборами учёта используемых энергетических ресурсов;
- объёме используемых энергетических ресурсов и о его изменении;
- о показателях энергетической эффективности;
- величине потерь переданных энергетических ресурсов (для организаций, осуществляющих передачу энергетических ресурсов);

- потенциале энергосбережения, в том числе об оценке возможной экономии энергетических ресурсов в натуральном выражении;
- перечне типовых мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

Энергетическое обследование второго уровня – этап анализа потребления каждого энергоресурса и разработки мероприятий по снижению потребления энергоресурсов.

Инструментальное обследование можно разделить на тепловизионное обследование, в рамках которого проводится анализ работы электрооборудования, а именно электрических щитов или шинопроводов подстанций (рис. 1.1) [4 – 6].

Также проводится оценка эффективности зданий, связанной с тепловыми потерями (рис. 1.2).

Также могут быть проведены замеры режимов работы электрической сети (табл. 1.9).

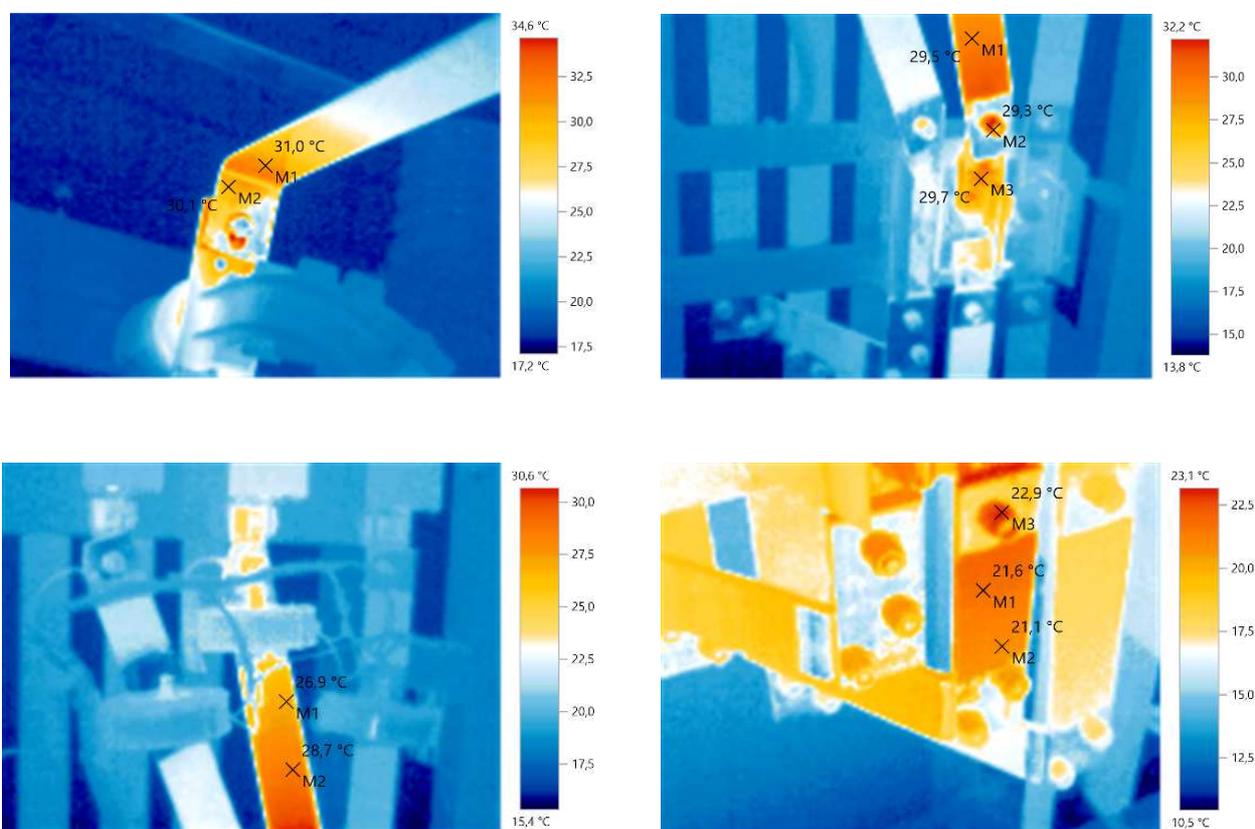


Рис. 1.1. Тепловизионный анализ работы электрооборудования

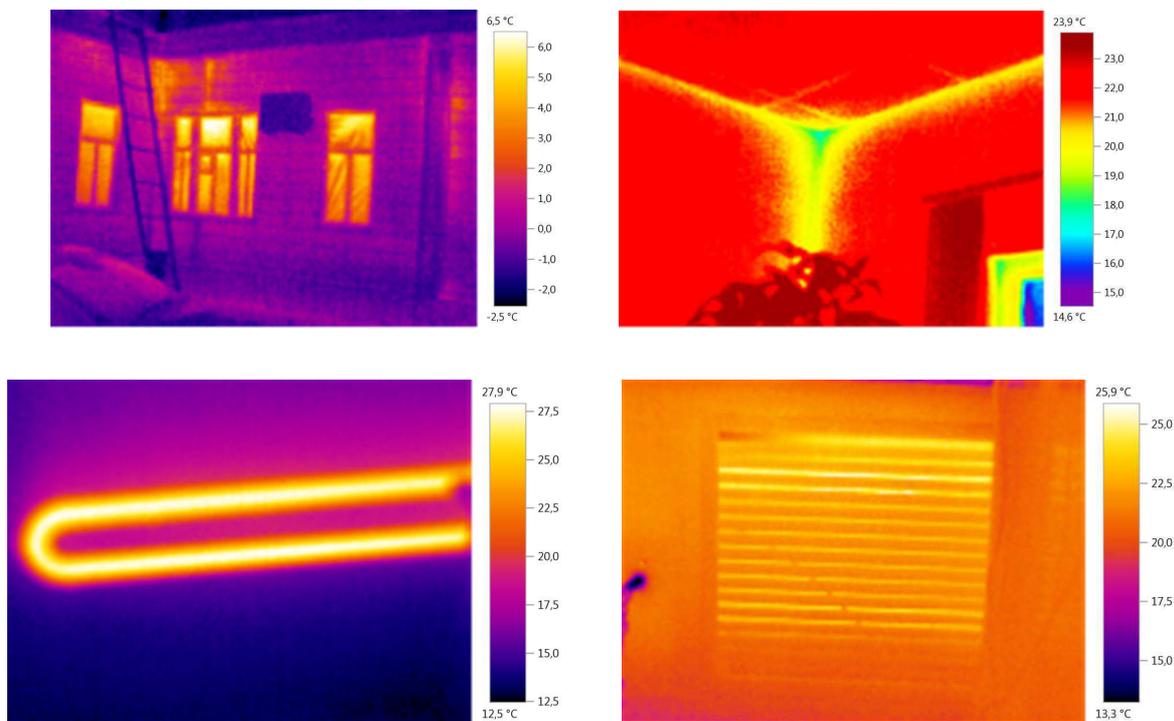


Рис. 1.2. Оценка эффективности зданий, связанной с тепловыми потерями

1.9. Результаты испытаний электрической энергии по установившемуся отклонению напряжения

								В процентах	
Измеряемая характеристика	Результат измерений	Нормативное значение	T1	T2	Измеряемая характеристика	Результат измерений	Нормативное значение	T1	T2
Прямая последовательность					Фазное А				
$\delta U_H''$	-2,2	-5,0	32,00		$\delta U_H''$	-1,9	-5,0	37,68	
$\delta U_B''$	6,1	5,0			$\delta U_B''$	6,7	5,0		
$\delta U_{HM}''$	-2,2	-10,0		0,00	$\delta U_{HM}''$	-1,9	-10,0		0,00
$\delta U_{HB}''$	6,3	10,0			$\delta U_{HB}''$	7,0	10,0		
Междуфазное АВ					Фазное В				
$\delta U_H''$	-2,2	-5,0	35,25		$\delta U_H''$	-3,3	-5,0	18,23	
$\delta U_B''$	6,4	5,0			$\delta U_B''$	6,3	5,0		
$\delta U_{HM}''$	-2,2	-10,0		0,00	$\delta U_{HM}''$	-3,3	-10,0		0,00
$\delta U_{HB}''$	6,6	10,0			$\delta U_{HB}''$	6,6	10,0		
Междуфазное ВС					Фазное С				
$\delta U_H''$	-2,0	-5,0	27,74		$\delta U_H''$	-4,4	-5,0	30,22	
$\delta U_B''$	5,9	5,0			$\delta U_B''$	5,7	5,0		
$\delta U_{HM}''$	-2,0	-10,0		0,00	$\delta U_{HM}''$	-4,4	-10,0		0,00
$\delta U_{HB}''$	6,1	10,0			$\delta U_{HB}''$	6,6	10,0		
Междуфазное СА									
$\delta U_H''$	-2,5	-5,0	31,69						
$\delta U_B''$	6,0	5,0							
$\delta U_{HM}''$	-2,5	-10,0		0,00					
$\delta U_{HB}''$	6,1	10,0							

Заключительный этап энергетического обследования – этап оформления и согласования результатов энергетического обследования.

Заполнение энергетического паспорта производится в специализированных программах, к примеру, может быть использована E-Pass от ООО «Октоника».

1.4. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПРОВЕДЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ

1.4.1. ПРИНЦИПЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СТОИМОСТИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ

Рассмотрим четыре основных типа определения стоимости энергетического обследования, которое позволяет правильно варьировать стоимостными значениями в рамках проведения энергоаудита различным типам организаций:

1) **нормативный** – на основе территориальных стоимостных критериев с различными типами коэффициентов;

2) **ресурсный** – на основе годовой стоимости затрат предприятия на энергоресурсы (т.е. как фиксированной доли, выраженной в процентах);

3) **оценочный** – на основе оценки суммарного ожидаемого экономического эффекта от реализации энергосберегающих мероприятий по итогам энергетического обследования;

4) **затратный** – на основе оценки стоимости трудозатрат и с учётом амортизации приборного парка для инструментального обследования и приемлемой нормы прибыли [4 – 6].

В основе оценочного подхода к определению стоимости энергоаудита оценка стоимости трудозатрат на выполнение работ:

$$З = ЗП \cdot t \cdot n / p = 30\,000 \cdot 4 \cdot 3 \cdot 3 = 1\,080\,000 \text{ р.}$$

Второй серьёзной составляющей затрат являются командировочные расходы, которые по размеру сопоставимы с заработной платой специалистов (обозначим их как $k = 1,5$):

$$З = 3П \cdot k \cdot t \cdot n / p = 30\,000 \cdot 1,5 \cdot 4 \cdot 3 \cdot 3 = 1\,620\,000 \text{ р.}$$

Пример сметы на проведение энергетического обследования представлен в табл. 1.10.

1.10. Расчёт стоимости энергетического обследования

РАСЧЁТ СТОИМОСТИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ						
		(наименование учреждения)				
		Стоимость услуги				
		20 000				
		Составлен в ценах по состоянию на IV квартал 2011 г.				
№	Обоснование	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Стоимость единицы, р.	Общая стоимость, р.
1	2	3	4	5	6	7
1. Обследование систем теплоснабжения для выявления резервов экономии тепловой энергии						
1	Методика оценки стоимости проведения энергетического обследования, табл. 7 п. 7.1	Обследование системы теплоснабжения для выявления резервов экономии тепловой энергии для тепловой сети с количеством потребителей до 30	Тепловая сеть	1	10	10
2	Методика оценки стоимости проведения энергетического обследования, табл. 7 п. 7.8	Обследование систем теплоснабжения для выявления резервов экономии тепловой энергии с расчётной тепловой нагрузкой до 0,2 (0,23) Гкал (МВт), включая технологическое оборудование	Система	1	10	30

2. Обследование схемы электроснабжения, структуры и объёмов электропотребления для выявления резервов экономии электроэнергии						
3	Методика оценки стоимости проведения энергетического обследования, табл. 1 п. 1.1	Анализ схемы электроснабжения одной ТП	ТП			0
4	Методика оценки стоимости проведения энергетического обследования, табл. 1 п. 1.2	Анализ схемы электроснабжения в сети до 1 кВ при количестве отходящих линий до 25	Схема			0
5	Методика оценки стоимости проведения энергетического обследования, табл. 1 п. 1.6	Анализ режимов электропотребления в сетях до 1 кВ (включая компрессорные установки)	Узел электрической нагрузки	0,9746		
6	Методика оценки стоимости проведения энергетического обследования, табл. 1 п. 1.11	Расчёт рационального расхода электроэнергии и разработка технических рекомендаций по рационализации электропотребления оборудованием учреждения	Учреждение	1	5	5

3. Обследование системы водоснабжения для выявления резервов экономии воды						
7	Методика оценки стоимости проведения энергетического обследования, табл. 11 п. 11.8	Обследование систем водопотребления для выявления резервов экономии воды	Система	1	5	5
4. Обследование технического состояния и разработка организационно-технических мероприятий по повышению надёжности и экономичности отопительных котельных для выявления резервов экономии энергетических ресурсов. Определение удельного расхода топлива и электрической энергии на отпуск тепловой энергии						
8	Методика оценки стоимости проведения энергетического обследования, табл. 3 п. 3.1	Обследование технического состояния и разработка организационно-технических мероприятий по повышению надёжности и экономичности отопительных котельных производительностью (мощностью) Гкал/ч (МВт) до 10 (11,6)	Котельная	1	20	20
9	Методика оценки стоимости проведения энергетического обследования, табл. 4 п. 4.1	Определение удельного расхода топлива и электрической энергии на отпуск тепловой энергии расчётной теплопроизводительностью (мощностью) котельной Гкал/ч (МВт) до 10 (11,6)	Котельная	1		
5. Анализ энергетической эффективности зданий, строений и сооружений						
10	Методика оценки стоимости проведения энергетического обследования, табл. 13, п. 13.1	Анализ проектных решений теплозащиты зданий до 10 тыс. м ³	Проект	1	183,4	183,4

6. Проведение теплотехнических замеров						
11	Методика оценки стоимости проведения энергетического обследования, табл. 14, п. 14.3	Проведение разовых теплотехнических замеров переносными приборами (расхода теплоносителя, состава отходящих газов, производительности вентиляционной установки, теплообменного аппарата, тепловизионная съёмка)	Объект	1	500	500
7. Разработка энергетического паспорта, составленного по результатам обследования						
12	Методика оценки стоимости проведения энергетического обследования, табл. 15, п. 15.1	Разработка энергетического паспорта	Энергетический паспорт	1	30	30
13	Методика оценки стоимости проведения энергетического обследования, табл. 15, п. 15.2	Составление и оформление графического материала	Лист формата А4, А3	0	10	0
Итого прямые затраты по расчёту						783,4
Всего в ценах IV квартала 2011 г., К = 25,53 (Письмо Минрегиона РФ от 07.11.2011 г. № 30394-ИП/08)						20 000,2
НДС (НДС не предусмотрен)						0,0
ВСЕГО						20 000

1.4.2. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ МЕРОПРИЯТИЙ

Эффективность инвестиций в энергосберегающие мероприятия

В таблице 1.11 представлен типовой ряд энергосберегающих проектов и ориентировочные значения годового экономического эффекта от их внедрения (данные ООО «ЭнергоНаноТех»).

1.11. Энергосберегающие проекты и их значения

Мероприятие	Относительные значения годовой экономии
Системы электроснабжения	
1. Поддержание номинальных значений напряжения в сетях	1,0...1,5% на 1% снижения напряжения со значений выше $U_{ном}$
2. Увеличение коэффициентов загрузки электроприёмников и ограничение их холостого хода	10...30% от потребляемой электроэнергии
3. Оснащение систем электроснабжения системами мониторинга	10...20% от потребляемой электроэнергии
4. Перевод трансформаторов на экономичные режимы, соответствующие нагрузке 40...70% от номинальной мощности трансформаторов	Определяются типами, количеством и мощностью трансформаторов
5. Повышение коэффициента мощности сети за счёт: <ul style="list-style-type: none"> – правильного выбора электродвигателей по мощности и типу; – перевода синхронных двигателей на работу с допустимым током перевозбуждения; – установки и рационального размещения автоматических компенсаторов неактивных составляющих мощности 	Определяются типами, количеством и мощностью потребителей электроэнергии
6. Повышение качества электрической энергии. Снижение уровня несинусоидальности	До 10% от потребляемой электроэнергии
7. Применение частотно-регулируемых приводов для насосов, вентиляторов и компрессоров	До 20% от потребляемой ими электроэнергии
Системы освещения	
1. Замена ламп накаливания газоразрядными типа ДРЛ, ДРИ, люминесцентными сокращает расход электроэнергии в 2,5 – 3 раза для получения той же освещённости	60...66% от потребления заменяемыми лампами накаливания
2. Переход на светильники с эффективными разрядными лампами: <ul style="list-style-type: none"> – использование энергоэкономичных ЛЛ – использование КЛЛ (при прямой замене ЛН) – замена ЛН на ЛЛ – замена ЛН на МГЛ – замена ЛН на НЛВД – замена ЛЛ на МГЛ – замена ДРЛ на МГЛ – переход от ламп ДРЛ на лампы ДНаТ – замена ДРЛ на НЛВД 	20...80% 10...15% 75...80% 40...54% 54...65% 57...71% 20...23% 30...40% 50% 38...50%

Мероприятие	Относительные значения годовой экономии
– улучшение стабильности характеристик ламп (снижение коэффициента запаса)	20...30%
– замена электромагнитных ПРА с пониженными потерями для ЛЛ повышает светоотдачу комплекта на 6...26%	30...40%
– применение электронных ПРА повышает светоотдачу комплекта на 14...55%	70%
3. Применение комбинированного (общего + локального) освещения позволяет снизить интенсивность общего освещения	20...65% (в зависимости от размеров вспомогательной площади)
4. Применение световых приборов нужного конструктивного исполнения с повышенным эксплуатационным КПД снижает коэффициент запаса (на 0,20...0,35)	25...45%
5. Автоматическое поддержание заданного уровня освещённости с помощью частотных регуляторов питания люминесцентных ламп	До 25...30%
Системы теплоснабжения и теплопотребляющие установки	
1. Децентрализация системы теплоснабжения с применением блочно-модульных котельных	...
2. Перевод системы отопления на дежурный режим в нерабочее время, праздничные и выходные дни	10...15%
3. Внедрение пофасадного регулирования системы отопления	2...3%
4. Установка регуляторов температуры теплоносителя на системы отопления	Около 15%
5. Установка теплоотражателя, представляющего собой теплоизоляционную прокладку с отражающим слоем, между отопительным прибором и стенкой	2...3%
6. Установка конденсатоотводчиков увеличивает КПД пароиспользующего оборудования за счёт уменьшения доли пролётного пара	5...10%
7. Рекуперация тепловой энергии от различных технологических процессов	До 50%
8. Замена трубчатых теплообменников на пластинчатые и использование энергоэффективных радиаторов	5...10%
9. Использование пара вторичного вскипания в условиях открытых систем сбора конденсата	5...8%

Мероприятие	Относительные значения годовой экономии
10. Использование горячей воды, сливаемой с охладительных устройств печей, теплообменных аппаратов, компрессоров и другого оборудования	3...5%
11. Утилизация отработанного пара в поверхностных теплообменниках (при условии загрязнения конденсата) или в смешивающем подогревателе	1...2%
Системы горячего водоснабжения (ГВС)	
1. Составление руководств по эксплуатации, управлению и обслуживанию систем ГВС и периодический контроль состояния руководства учреждения за их выполнением	5...10% от потребления горячей воды
2. Оснащение систем ГВС счётчиками расхода горячей воды	10...20% от потребления горячей воды
3. Снижение потребления за счёт оптимизации расходов и регулирования температуры	10...20% от потребления горячей воды
4. Своевременное устранение утечек	5...10% от потребления горячей воды
5. Установка раскателей и автоматических вентилялей	...
Системы вентиляции	
1. Замена устаревших вентиляторов на современные	20...30%
2. Применение частотного регулирования скорости вращения	20...30%
3. Регулирование вытяжной вентиляции шиберами на рабочих местах вместо регулирования на нагнетании	До 10%
4. Отключение вентиляционных установок во время обеденных перерывов и в нерабочее время	10...50%
5. Применение блокировки индивидуальных вытяжных систем	20...30%
6. Применение блокировки вентилятора воздушных завес с механизмами открывания дверей	До 70% от потребляемой электроэнергии
7. Систематическая очистка поверхностей нагрева калориферов	До 8...10%
8. Применение устройств автоматического регулирования и управления вентиляционными установками в зависимости от температуры наружного воздуха	10...15%

Мероприятие	Относительные значения годовой экономии
Системы кондиционирования	
1. Исключение перегрева и переохлаждения воздуха в помещении	До 5%
2. Поддержание в рабочем состоянии регуляторов, поверхностей теплообменников и оборудования	2...5%

Методы расчёта

Потери мощности и энергии в элементах электроэнергетических сетей

При передаче электроэнергии от источников к потребителям часть энергии расходуется на нагрев проводов и создание электромагнитных полей. Этот расход и принято называть потерями. Это расход электроэнергии на её передачу [7 – 11].

Потери мощности в электрических сетях

Активная и реактивная мощность определяются по формулам:

$$\Delta P_{\text{л}} = 3I_{\text{л}}^2 r_{\text{л}} = \frac{S_{\text{л}}^2}{U_{\text{ном}}^2} r_{\text{л}} = \frac{P_{\text{л}}^2 + Q_{\text{л}}^2}{U_{\text{ном}}^2} r_{\text{л}}; \quad (1.1)$$

$$\Delta Q_{\text{л}} = 3I_{\text{л}}^2 x_{\text{л}} = \frac{S_{\text{л}}^2}{U_{\text{ном}}^2} x_{\text{л}} = \frac{P_{\text{л}}^2 + Q_{\text{л}}^2}{U_{\text{ном}}^2} x_{\text{л}}, \quad (1.2)$$

где $P_{\text{л}}$ – активная мощность, Вт; $Q_{\text{л}}$ – реактивная мощность, кВА; $I_{\text{л}}$ – электрический ток в линии, А; $r_{\text{л}}$ – активное сопротивление в линии, Ом; $S_{\text{л}}$ – полная мощность, ВА; $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение, В; $x_{\text{л}}$ – реактивное сопротивление в линии, Ом.

Из формул (1.1) и (1.2) видно, что потери активной и реактивной мощности зависят от активных и реактивных мощностей в линии. Потери ΔP и ΔQ обратно пропорциональны квадрату напряжения линии. Кроме того, на ЛЭП имеют место потери активной мощности на коронный разряд и ЛЭП является генератором зарядной мощности $Q_{\text{с}}$:

$$\Delta S_{\text{л}} = \Delta P_{\text{л}} + \Delta P_{\text{кор}} + j\Delta Q_{\text{л}} - jQ_{\text{с}}. \quad (1.3)$$

Существует четыре вида потерь мощности в трансформаторах.

1. Потери активной мощности в обмотках расходятся на нагрев проводов:

$$\Delta P_{\text{тр}} = \Delta P_{\text{об}} = 3I_{\text{тр}}^2 r_{\text{тр}} = \frac{S_{\text{об}}^2}{U_{\text{ВНОМ}}^2} r_{\text{тр}} = \frac{P_{\text{об}}^2 + Q_{\text{об}}^2}{U_{\text{ВНОМ}}^2} r_{\text{тр}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} S_{\text{об}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2}. \quad (1.4)$$

2. Потери активной мощности холостого хода расходятся на создание вихревых токов в сердечнике и перемагничивание:

$$\Delta P_{\text{х}} = \Delta P_{\text{ст}} - \text{постоянная величина.}$$

3. Потери реактивной мощности в обмотках расходятся на создание потоков рассеяния:

$$\Delta Q_{\text{об}} = 3I_{\text{тр}}^2 x_{\text{тр}} = \frac{S_{\text{об}}^2}{U_{\text{ВНОМ}}^2} x_{\text{тр}} = \frac{P_{\text{об}}^2 + Q_{\text{об}}^2}{U_{\text{ВНОМ}}^2} x_{\text{тр}} = \frac{u_{\text{к, \%}} S_{\text{об}}}{100 S_{\text{НОМ}}}. \quad (1.5)$$

4. Потери реактивной мощности при холостом ходе можно определить исходя из значений $I_{\text{к}}$ (находится при опыте короткого замыкания):

$$\Delta Q_{\text{х}} = \frac{I_{\text{к, \%}} S_{\text{НОМ}}}{100}. \quad (1.6)$$

Потери активной энергии в трансформаторе определяются суммой потерь в сердечнике и обмотках:

$$\Delta P_{\text{тр}} = \Delta P_{\text{х}} + \Delta P_{\text{об}}. \quad (1.7)$$

Потери реактивной энергии в трансформаторе определяются суммой потерь в сердечнике и обмотках:

$$\Delta Q_{\text{тр}} = \Delta Q_{\text{х}} + \Delta Q_{\text{об}}. \quad (1.8)$$

Потери полной мощности являются суммой потерь активной и реактивной мощности:

$$\Delta S_{\text{тр}} = \Delta P_{\text{тр}} + \Delta Q_{\text{тр}}. \quad (1.9)$$

Если параллельно включены k трансформаторов, то потери ХХ увеличиваются в k раз, а потери в обмотках уменьшаются в k раз.

$$\Delta P_{\text{тр}k} = k\Delta P_{\text{х}} + \frac{1}{k}\Delta P_{\text{об}}; \quad \Delta Q_{\text{тр}k} = k\Delta Q_{\text{х}} + \frac{1}{k}\Delta Q_{\text{об}}. \quad (1.10)$$

*Метод расчёта потерь электроэнергии по графикам нагрузок
элементов сети*

Графиком нагрузки называется зависимость активной или реактивной мощности, проходящей по электрической сети, от времени. Графики бывают суточными и годовыми. Это плавная линия, но для расчёта её заменяют ступенчатой (рис. 1.3).

Лето: $t_{л} = 200$ сут.

Зима: $t_{з} = 165$ сут.

Весь год делится на два больших периода: осенне-зимний и весенне-летний (минимальное и максимальное значения).

Информация, представленная на графиках:

- 1) минимальная и максимальная мощность (определяется графически);
- 2) среднесуточная мощность

$$P_{\text{ср}} = \frac{W_{\text{сут}}}{24}; \quad (1.11)$$

- 3) время наибольшей нагрузки $T_{\text{нб}}$ (определяется графически).

Чаще всего годовой график строится по продолжительности по суточным графикам (рис. 1.4). Продолжительность года – 8760 ч.

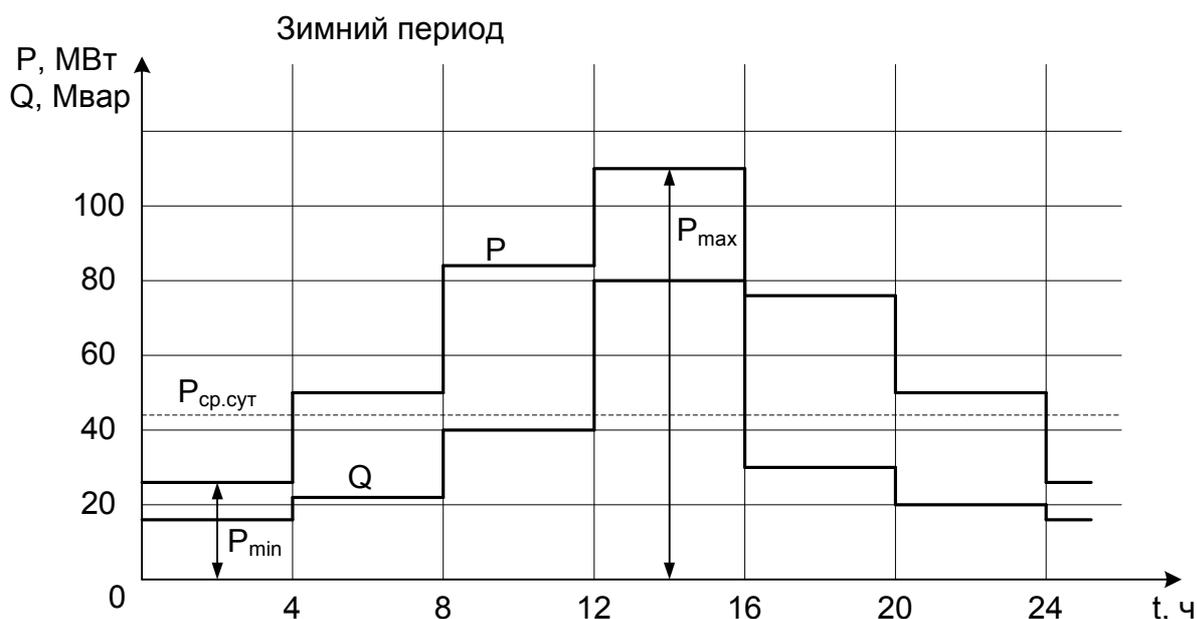


Рис. 1.3. Зависимость активной или реактивной мощности от времени

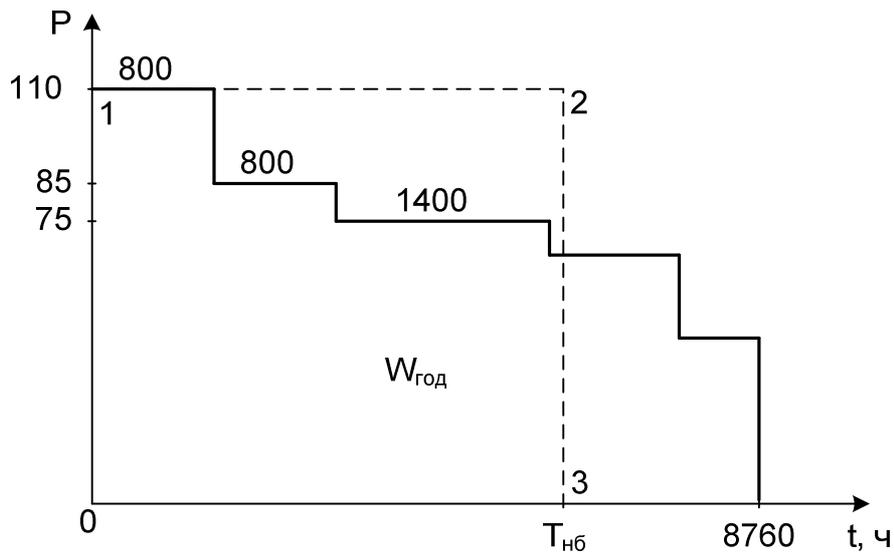


Рис. 1.4. Годовой график

Порядок расчёта потерь электроэнергии заключается в следующем.

1.

$$\Delta P_i = \frac{P_i^2 Q_i^2}{U_{\text{НОМ}}^2} r, \quad (1.12)$$

где P_i , Q_i – мощности на i -й ступени; r – активное сопротивление элемента, для которого ведётся расчёт.

2.

$$\Delta W_i = \Delta P_i \Delta t,$$

где Δt_i – длительность ступени.

3.

$$\Delta W_{\text{сут}} = \sum_{i=1}^n \Delta W_i, \quad (1.13)$$

где n – число ступеней в графике.

Преимущества: высокая точность (при условии, что имеются реальные графики).

Недостатки:

1) реальные графики имеют большое число ступеней (каждый час или 30 мин), поэтому ручной расчёт трудоёмкий;

2) не для всех элементов имеются реальные графики.

Метод расчёта по времени наибольших потерь

Этот метод основывается на двух понятиях.

1. Время использования наибольшей нагрузки $T_{\text{нб}}$ (T_{max}).

Временем использования наибольшей нагрузки называется время, в течение которого потребитель, работая с наибольшей мощностью, возьмёт из сети такое же количество электроэнергии, как и при работе по реальному графику; определяется из условия равенства площадей ступенчатой фигуры ($W_{\text{год}}$) и прямоугольника 01230.

2. Время наибольших потерь – время, в течение которого потребитель, работая с наибольшими потерями активной мощности, вызывает такие же потери электроэнергии, как и при работе по реальному графику (рис. 1.5).

Определяется из условия равенства площади ступенчатой фигуры и площади прямоугольника 01230. Для расчёта τ за год используется эмпирическая формула

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{нб}}}{10\ 000} \right)^2 T - \text{за год}, T = 8760, \quad (1.14)$$

где τ – время наибольших потерь.

Еще τ можно определить по графикам (рис. 1.6).

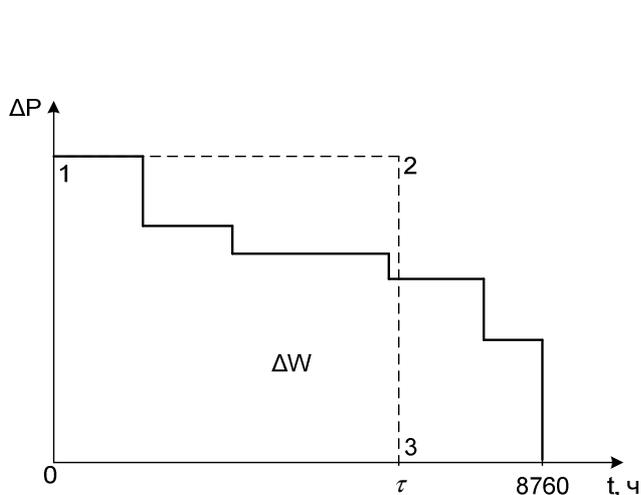


Рис. 1.5. Зависимость потерь мощности от времени

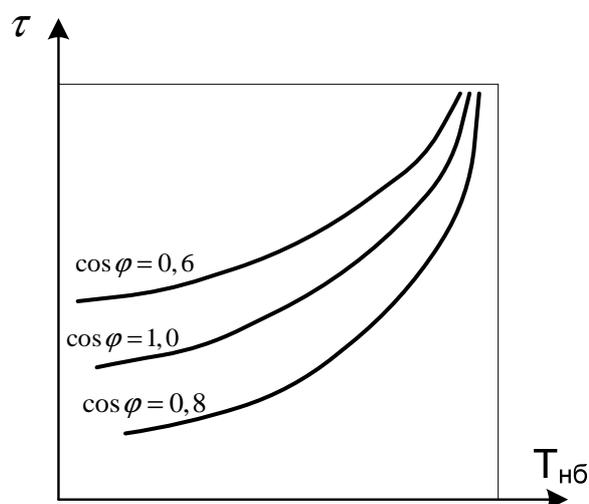


Рис. 1.6. Время наибольших потерь

Порядок расчёта данным методом заключается в следующем:

- 1) время наибольшей нагрузки $T_{\text{нб}}$ дано в справочниках для разных потребителей;
- 2) время наибольших потерь $\tau(T_{\text{нб}})$ определяется по формуле или графикам;
- 3) потери мощности в элементе ЭЭС рассчитываются по формуле

$$\Delta P_{\text{нб}} = \frac{P_{\text{нб}}^2 Q_{\text{нб}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} r; \quad (1.15)$$

- 4) потери энергии рассчитываются по формуле

$$\Delta W = \Delta P_{\text{нб}} \tau. \quad (1.16)$$

Преимущества: простота

Недостатки: низкая точность.

Формулы для расчёта потерь электроэнергии в нескольких параллельно работающих трансформаторах методом графика нагрузки:

$$\Delta W_{\text{тр}} = \sum_{i=1}^n \left(k \Delta P_x + \frac{1}{k} \frac{\Delta P_{\text{к}} S_{\text{оби}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} \right) \Delta t_i, \quad (1.17)$$

где k – число параллельно работающих трансформаторов.

Метод времени наибольших потерь рассчитывается по формуле

$$\Delta W_{\text{тр}} = k \Delta P_x T + \frac{1}{k} \frac{\Delta P_{\text{к}} S_{\text{об.нб}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} \tau, \quad (1.18)$$

где T – число часов в году.

Баланс активной мощности и его связь с частотой

Особенностями электрической энергии являются быстрая скорость распространения и невозможность её накопления в больших количествах. Поэтому в каждый момент времени в ЭЭС должен соблюдаться баланс активной мощности:

$$\sum P_{\Gamma} = \sum P_{\Pi} + \sum \Delta P_c \rightarrow f = \text{const}, \quad (1.19)$$

где $\sum P_{\Gamma}$ – суммарная генерируемая мощность; $\sum P_{\Pi}$ – суммарная мощность потребителей; $\sum \Delta P_c$ – потери мощности.

Критерием соблюдения баланса мощностей является соблюдение частоты переменного тока:

$$\sum P_{\Gamma} > \sum P_{\Pi} + \sum \Delta P_c \rightarrow f \uparrow;$$

$$\sum P_{\Gamma} < \sum P_{\Pi} + \sum \Delta P_c \rightarrow f \downarrow.$$

Нарушение баланса может произойти по следующим причинам (рис. 1.7):

1) внезапное увеличение нагрузки сверх запланированного (например, в результате резкого похолодания);

2) отказ генератора;

3) отключение межсистемной ЛЭП или автотрансформатора связи.

$$P_{\Gamma A} + P_{\Gamma B} = P_{\Pi A} + P_{\Pi B} \text{ – при нормальной работе.}$$

К поддержанию частоты в ЭЭС предъявляются жёсткие требования, так как следствием больших отклонений частоты может явиться выход из строя оборудования ЭЭС и так называемый «развал энергосистемы».

Экономически целесообразный режим работы трансформаторов

На подстанциях, от которых питаются потребители первой и второй категории, устанавливаются два трансформатора. Они могут работать в различных режимах: режим отдельной работы и режим параллельной работы (рис. 1.8).



Рис. 1.7. Нарушение баланса

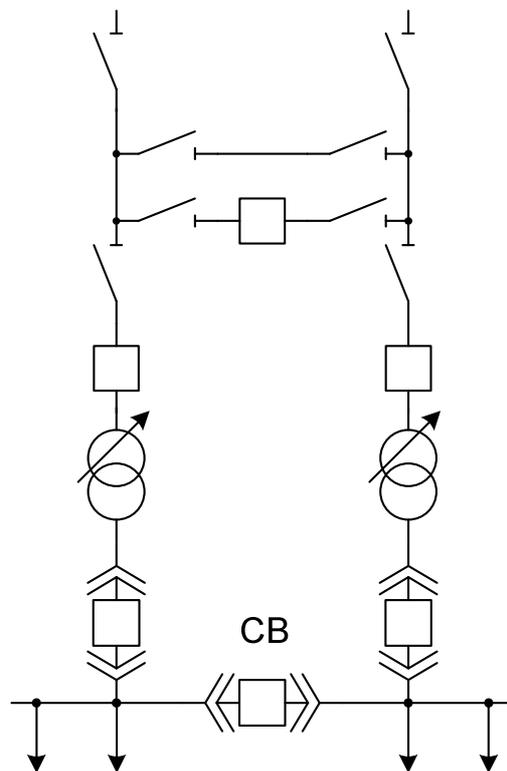


Рис. 1.8. Трансформаторы, работающие в различных режимах

При раздельном режиме каждый из трансформаторов работает на свою выделенную нагрузку, секционный выключатель (СВ) на стороне НН отключен.

Режим параллельной работы – выключатели на ВН и НН включены, трансформаторы работают на общую нагрузку.

При раздельной работе уменьшается ток КЗ. Недостаток – неодинаковая загрузка трансформаторов.

При параллельной работе – наоборот: загрузка трансформаторов пропорциональна их мощности.

С экономической точки зрения наиболее рациональным является параллельный режим работы, особенно если они однотипные. Трансформаторы разных типов и мощностей не всегда можно включать на параллельную работу. Для параллельной работы необходимо выполнение нескольких условий:

- 1) соотношение мощностей не более 1:3;
- 2) группы соединений обмоток должны быть одинаковыми;
- 3) напряжение КЗ должно различаться не более чем на 10%;
- 4) напряжения ответвлений РПН должны отличаться не более чем на 0,5%.

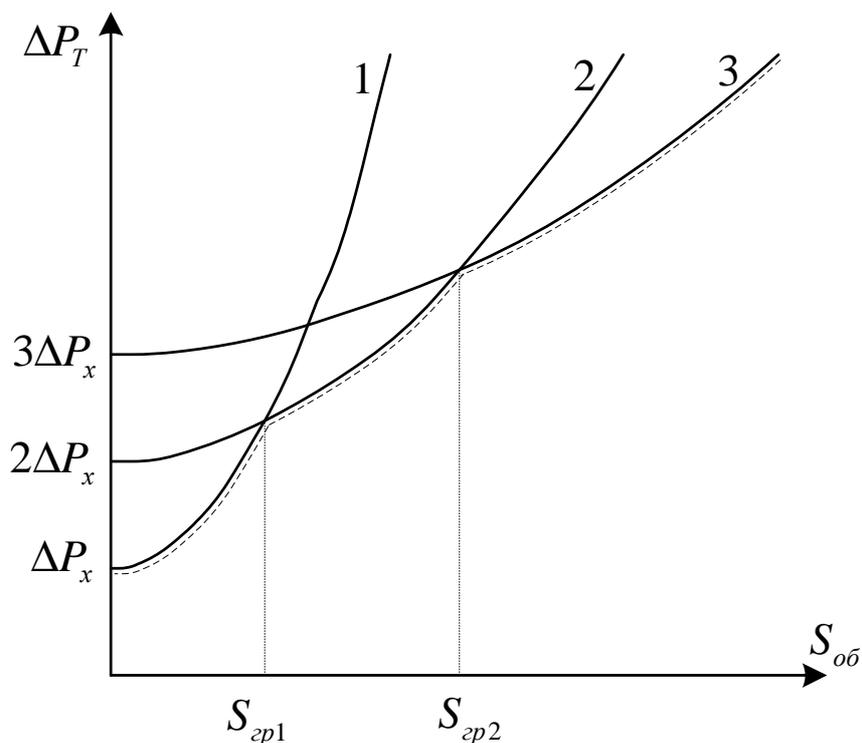


Рис. 1.9. Зависимость потерь активной мощности от передаваемой мощности

Для выявления экономически целесообразного режима работы трансформаторов построим зависимости потерь активной мощности от передаваемой мощности (рис. 1.9):

$$\Delta P_T = f(S_{об}); \quad (1.20)$$

$$\Delta P_T = k\Delta P_x + \frac{1}{k} \frac{\Delta P_K S_{об}^2}{S_{НОМ}^2}. \quad (1.21)$$

Если мощность, проходящая через трансформатор, будет находиться в интервале от 0 до $S_{гр1}$, минимум потерь активной мощности будет иметь место при работе одного трансформатора.

Если $S_{гр1} \leq S_{об} \leq S_{гр2}$, то наименьшие потери при работе двух трансформаторов.

Если $S_{гр2} \leq S_{об}$, то наиболее выгодна работа трёх трансформаторов.

Для одинаковых трансформаторов

$$S_{гр} = S_{НОМ} \sqrt{\frac{\Delta P_x k(k-1)}{\Delta P_K}}. \quad (1.22)$$

Для двухтрансформаторных подстанций

$$S_{\text{Гр}} = S_{\text{НОМ}} \sqrt{\frac{2\Delta P_{\text{X}}}{\Delta P_{\text{K}}}}. \quad (1.23)$$

Если в режиме минимальных нагрузок мощность подстанции S_{min} будет меньше или равна $S_{\text{Гр1}}$, то для уменьшения потерь мощности целесообразно отключить один из параллельно работающих трансформаторов.

При этом если от подстанции питаются потребители первой категории, то при отключении одного из трансформаторов должно быть предусмотрено АВР.

Расчёт коэффициентов теплопроводности

Коэффициент теплопроводности тепловой изоляции можно определить по уравнению теплопроводности для двухслойной цилиндрической стенки при стационарном тепловом режиме с учётом конвективно-лучистого теплообмена между наружной поверхностью утеплителя и окружающей средой [4 – 6]:

$$\lambda_{\text{из}} = \frac{0,5 \ln \frac{d_{\text{из}}}{d_{\text{H}}}}{\frac{t_{\text{c1}} - t_{\text{c2}}}{d_{\text{из}} [\alpha_{\text{K}} (t_{\text{c2}} - t_{\text{ж2}}) + \alpha_{\text{Л}} (t_{\text{c2}} - t)] - \frac{1}{2\lambda} \ln \frac{d_{\text{H}}}{d_{\text{ВН}}}}}, \quad (1.24)$$

где d_{H} – наружный диаметр трубопровода; $d_{\text{из}}$ – диаметр трубопровода с изоляцией; $d_{\text{ВН}}$ – внутренний диаметр трубопровода; α_{K} – коэффициент конвективного теплообмена; $\alpha_{\text{Л}}$ – коэффициент лучистого теплообмена; t_{c1} – температура внутренней поверхности трубопровода; t_{c2} – температура на поверхности изоляции; $t_{\text{ж1}}$ – температура теплоносителя; $t_{\text{ж2}}$ – температура окружающей среды; t – средняя температура тел окружения; λ – коэффициент теплопроводности трубопровода.

Исходные данные температур были получены с помощью тепловизора FLUKE TIS60 9HZ (рис. 1.10).



Рис. 1.10. Магистраль с изоляцией ППУ

Расчёт тепловых потерь

Нормированные удельные тепловые потери рассчитываются по формулам:

$$q_{\text{рас.о}} = 0,86 \frac{\pi(t_{\text{о}}^{\text{ср.г}} - t_{\text{воз}}^{\text{ср.г}})}{\ln\left(1 + \frac{2\delta_{\text{о}}}{d_{\text{о}}}\right) + \frac{1}{2\lambda_{\text{из.о}}k\lambda_{\text{о}}} + \frac{1}{\alpha_{\text{изл}}(d_{\text{о}} + 2\delta_{\text{о}})}}; \quad (1.25)$$

$$q_{\text{рас.п}} = 0,86 \frac{\pi(t_{\text{п}}^{\text{ср.г}} - t_{\text{воз}}^{\text{ср.г}})}{\ln\left(1 + \frac{2\delta_{\text{п}}}{d_{\text{п}}}\right) + \frac{1}{2\lambda_{\text{из.п}}k\lambda_{\text{п}}} + \frac{1}{\alpha_{\text{изл}}(d_{\text{п}} + 2\delta_{\text{п}})}}; \quad (1.26)$$

где $t_{\text{о.ср.г}}$ ($t_{\text{п.ср.г}}$) – среднегодовая температура теплоносителя подающего (обратного) трубопровода; d – наружный диаметр подающего (обратного) трубопровода; $\lambda_{\text{из}}$ – коэффициент теплопроводности изоляционного материала; $t_{\text{ср.гвозд}}$ – среднегодовая температура наружного воздуха; δ – толщина изоляции подающего (обратного) трубопровода; $\alpha_{\text{из}}$ – коэффициент теплоотдачи от поверхности изоляции к окружающему воздуху; K – поправочный коэффициент, характери-

зующий состояние изоляции, принимаем 1,7, так как на протяжении всего участка есть провисание теплоизоляционных материалов [4 – 6, 11 – 14].

В таблице 1.12 представлены параметры тепловой изоляции.

Расчёт нормативов освещённости и потребления электроэнергии

Согласно действующим нормам СНиП 23-05–95 уровни горизонтальной освещённости на высоте 0,8 м от пола в кабинетах должно быть 300 лк, в коридорах – 75лк (табл. 1.13).

1.12. Параметры тепловой изоляции

Материал	π	$\alpha_{из},$ Вт/(м ² ·С)	$d,$ м	$\lambda_{из},$ Вт/(м·К)	$t_o^{ср.г},$ $(t_{п}^{ср.г})$	$\delta,$ м	$t_{возд}^{ср.г}$
Скорлупа ППУ	3,14	13,55	0,529	0,028	53,55 72,43	0,05	7,48
Минеральная вата	3,14	13,55	0,529	0,035	53,55 72,43	0,06	7,48

1.13. Сведения об освещённости помещений зданий учреждения

№	Наименование помещения	Максимальная нормируемая освещённость, лк	Расчётная освещённость помещения, лк
1	Кабинеты	300	250
2	Бухгалтерия	200	210
3	Коридоры	50	55

Расчёт освещённости осуществляется методом коэффициента использования:

$$E = \frac{\Phi_{л} n U_{oy}}{K S_z}, \quad (1.27)$$

где E – горизонтальная освещённость, лк; $\Phi_{л}$ – световой поток лампы, лм; n – количество светильников, шт.; U_{oy} – коэффициент использования; K – коэффициент запаса; S_z – площадь помещения, м²;

$$i = \frac{AB}{h(A+B)}, \quad (28)$$

где i – индекс помещения; A – длина помещения, м; B – высота помещения, м; h – высота от рабочей поверхности до осветительной установки, м.

Был проведён анализ системы освещения по максимально допустимой установленной мощности ($\text{Вт}/\text{м}^2$). Во всех помещениях установленная мощность соответствует стандартам МГСН 2.01–99. Следовательно, дальнейшие рекомендации будут выданы по нормам освещённости (лк).

На основании приказа № 88 от 09.03.2011 г. рекомендуется заменить лампы накаливания на энергосберегающие люминесцентные лампы, имеющие класс энергопотребления А.

Таким образом, при замене ламп накаливания на энергосберегающие компактные люминесцентные лампы получим экономию электроэнергии и улучшение качества освещения в помещениях.

Необходимо приобрести шесть компактных люминесцентных ламп с аналогичным световым потоком мощностью 18 Вт каждая.

Нормативное потребление осветительной сетью рассчитаем по формуле

$$W_{\text{н.о}} = \sum_{i=0}^n P_{\text{уст}} T n_{\text{л}} = 0,195 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч}/\text{год}, \quad (1.29)$$

где $P_{\text{уст}}$ – установленная мощность лампы, кВт; T – время использования освещения в год, ч; $n_{\text{л}}$ – количество ламп в помещении, шт.; n – количество помещений, шт.

Тогда экономия электрической энергии

$$\Delta W_k = 0,78 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч}/\text{год}. \quad (1.30)$$

Потери энергии и КПД трансформатора

В процессе работы трансформатора под нагрузкой часть активной мощности P_1 поступает в первичную обмотку из сети, рассеивается в трансформа-

торе на покрытие потерь. В результате активная мощность P_2 , поступающая в нагрузку, оказывается меньше мощности P_1 на величину суммарных потерь в трансформаторе. В трансформаторе существует два вида потерь – магнитные и электрические:

$$P_1 = U_1 I_1 \cos \varphi_1 = P_2 + P_{\varepsilon 1} + P_{\varepsilon 2} + P_{\text{ст}}, \quad (1.31)$$

где $P_{\varepsilon 1}$ и $P_{\varepsilon 2}$ – электрические потери в первичной и вторичной обмотках соответственно.

Электрические потери в обмотках трансформатора:

$$P_{\varepsilon 1} + P_{\varepsilon 2} = \beta^2 P_{\text{к}}. \quad (1.32)$$

Электрические потери – это потери в обмотках трансформатора, обусловленные нагревом обмоток токами, проходящими по ним. Электрические потери являются переменными и пропорциональны квадрату тока в обмотках. Потери в медных проводах определяются из опыта короткого замыкания, при котором токи в обеих обмотках имеют номинальное значение, а напряжение, подводимое к первичной обмотке, составляет 5...10% от номинального.

$P_{\text{ст}} = P_0 = \text{const}$ – магнитные потери в стали магнитопровода.

Магнитные потери прямо пропорциональны массе магнитопровода и квадрату магнитной индукции в нём. Они также зависят от свойств стали, из которой изготовлен магнитопровод. Уменьшению потерь на гистерезис способствует изготовление магнитопровода из ферромагнитных материалов (электротехнической стали). Для уменьшения потерь на вихревые токи магнитопровод изготавливают шихтованным (из тонких стальных пластин, изолированных друг от друга тонким слоем лака или оксидной плёнки) или витым из стальной ленты. Магнитные потери зависят также и от частоты переменного тока: с повышением частоты f магнитные потери повышаются за счёт потерь на гистерезис и вихревые токи. Экспериментально потери в стали определяются из опыта холостого хода трансформатора, когда ток $I_2 = 0$, а ток I_1 имеет небольшую величину (единицы процентов от номинальной величины).

Коэффициент полезного действия трансформатора очень высок и обычно равен в номинальном режиме 0,98...0,99 и определяется как отношение активной мощности на выходе вторичной обмотки P_2 (полезная мощность) к активной мощности на входе первичной обмотки P_1 (подводимая мощность):

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} = \frac{\beta S_{\text{НОМ}} \cos \varphi_2}{\beta S_{\text{НОМ}} \cos \varphi_2 + P_0 + \beta^2 P_{\text{к}}} \quad (1.33)$$

При проектировании трансформаторы рассчитывают таким образом, чтобы максимальный КПД соответствовал их средней нагрузке (рис. 1.11). Оптимальный коэффициент нагрузки $\beta_{\text{опт}} = \sqrt{\frac{P_0}{P_{\text{к}}}} = 0,5...0,7$.

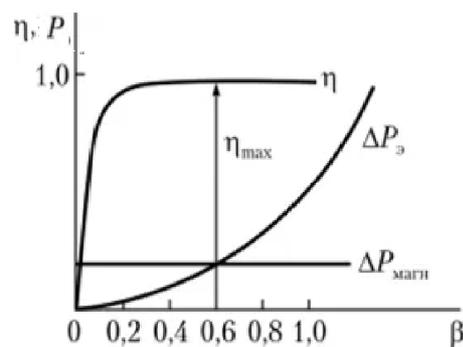


Рис. 1.11. КПД и потери энергии трансформатора

ТЕСТЫ К ГЛАВЕ 1

Вариант 1

1. Что является законодательной основой современной государственной политики России в сфере энергоэффективности?
 - а) постановления Правительства Российской Федерации;
 - б) закон № 261-ФЗ;
 - в) указы Президента Российской Федерации;
 - г) государственные стандарты в этой сфере.

2. Когда был введён в действие закон № 261-ФЗ?
 - а) пока только принят Государственной Думой в первом чтении;
 - б) 01.01.2001 г.;
 - в) 23.11.2009 г.;
 - г) 14.06. 2010 г.

3. Каков предмет регулирования закона № 261-ФЗ?
 - а) закон регулирует отношения в сфере взаимных расчётов за энергоресурсы;
 - б) закон регулирует отношения по энергосбережению и повышению энергетической эффективности;
 - в) закон регулирует отношения при использовании альтернативных источников электроэнергии;
 - г) закон регулирует отношения в сфере учёта затрат на энергоресурсы.

4. Что является целью закона № 261-ФЗ?
 - а) создание правовых, экономических и организационных основ стимулирования энергосбережения и повышения энергетической эффективности;

- б) повышение энергоэффективности экономики России;
- в) снижение доли энергоресурсов в себестоимости продукции;
- г) препятствование расхищению энергоресурсов.

5. В каких статьях закона № 261-ФЗ сформулированы ключевые положения новой государственной политики в области проведения энергетических обследований?

- а) такие статьи отсутствуют;
- б) ст. 15 – 18;
- в) статьи гл. 1 закона;
- г) пять заключительных статей.

6. Что из нижеперечисленного является обязательным для субъектов энергетического обследования?

- а) членство в саморегулируемых организациях в области проведения энергетического обследования;
- б) наличие высшего образования;
- в) стаж работы в области энергетики не менее 5 лет;
- г) наличие лицензии.

7. На чём базируется затратный подход к оценке стоимости энергоаудита?

- а) на основе территориальных ценников и прейскурантов с повышающими коэффициентами;
- б) на основе годовой стоимости затрат предприятия на энергоресурсы (т.е. как фиксированной доли, выраженной в процентах);
- в) на основе оценки суммарного ожидаемого экономического эффекта от реализации энергосберегающих мероприятий по итогам энергетического обследования;
- г) на основе оценки стоимости трудозатрат и с учётом амортизации приборного парка для инструментального обследования и приемлемой нормы прибыли.

Вариант 2

1. Когда был введён в действие Федеральный закон № 315-ФЗ?

- а) пока только принят Государственной Думой в первом чтении;
- б) 01.12.2007 г.;
- в) 23.11.2009 г.;
- г) 14.06. 2010 г.

2. Какое минимальное количество субъектов профессиональной деятельности должно быть объединено для создания СРО в соответствии с законом?

- а) это законом не регламентируется;
- б) не менее 100;
- в) не менее 25;
- г) число устанавливается Уставом СРО.

3. Каково содержание понятия «энергетическое обследование»?

- а) анализ энергоэффективности;
- б) выявление перерасхода энергетических ресурсов;
- в) сбор и обработка информации об использовании энергетических ресурсов;
- г) расчёт потребностей в энергоресурсах.

4. Что из нижеприведённого не соответствует понятию «энергетический ресурс»?

- а) носитель, энергия которого используется или может быть использована при осуществлении хозяйственной и иной деятельности;
- б) физическая величина;
- в) вид энергии;
- г) вид топлива.

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ СИСТЕМ ОСВЕЩЕНИЯ

1. Выбор и виды систем освещения.
2. Выбор и виды источников света.
3. Лампы накаливания, принцип работы, применение.
4. Люминесцентные лампы, виды, принцип работы, применение.
5. Разрядные лампы, виды, принцип работы, применение.
6. Светодиодные лампы и светильники, виды, принцип работы, применение.
7. Параметры ламп освещения: энергоэффективность, цветовая температура, индекс цветопередачи, световой поток, КПД.
8. Светильники и прожекторы для внутреннего и наружного применения, их виды и применение.
9. Кривая светораспределения светильника, её роль в проектировании освещения.
10. Степень защиты осветительных установок по IPxx.
11. Нормы освещённости, цветовой температуры и индекса цветопередачи для промышленных предприятий. Какие нормативные документы их регламентируют?
12. Методы светотехнического расчёта электрического освещения.

Глава 2

ПРАКТИЧЕСКИЕ ПРИМЕРЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ

2.1. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРЕДПРИЯТИЯ

Энергетический паспорт – это документ, разрабатываемый по результатам энергетического обследования, в котором отражены данные о характеристиках предприятия в целом, зданий и сооружений, энергопотребляющего оборудования, данные о потреблении энергетических ресурсов и удельные показатели энергоёмкости выпускаемой продукции или оказываемых услуг, а также показатели энергетической эффективности предприятия в целом и отдельных технологических процессов. Рассмотрим составление энергетического паспорта предприятия на примере [12 – 18].

Взаимодействие энергоаудитора и организации, для которой проводится энергетический аудит, проводится с использованием стандартизированных для энергетического аудита опросных листов.

Примеры опросного листа приведены в табл. 2.1 – 2.5.

2.1. Общие сведения об объекте энергетического обследования

№	Общие сведения	
1	Полное наименование организации	
2	Организационно-правовая форма	
3	Юридический адрес	
6	Доля государственной (муниципальной) собственности, % (для акционерных обществ)	100
8	Код по ОКВЭД	80.10.1

Продолжение табл. 2.1

Наименование		Ед. изм.	Анализируемый период				
			2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
12	Штат сотрудников	чел.	–	–	–	40	34
13	Количество обучающихся	чел.	–	–	–	–	152
14	Число смен учебы	смена	–	–	–	–	1

2.2. Данные по учреждению

Показатель	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Количество сотрудников	47	43	46	46	34
Объём финансирования, тыс. р.	23 460 378	9 242 530,53	8 465 407,00	9 094 780,00	9 640 649,77
Доход от дополнительных услуг, тыс. р.	–	–	–	–	–
Затраты на энергетические ресурсы, тыс. р.	517,0008	5379,83413	688,24637	704,63462	918,60466

2.3. Данные по учреждению

Наименование	Единица измерения	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Объём производства продукции (работ, услуг) на объекте энергетического обследования в натуральном выражении	чел.	153	141	151
Объём производства продукции (работ, услуг) на объекте энергетического обследования в стоимостном выражении	тыс. р.	8 465 407,00	9 094 780,00	9 640 649,77

2.4. Данные по приборам учёта

Вид энергоносителя или ресурса	Количество вводов в здание	Тип (марка) прибора, дата поверки	Установлено приборов учёта, шт. / в том числе используемых при оплате	Заводской номер прибора по паспортным данным
Электроэнергия, в том числе освещение				
Тепловая энергия, в том числе отопление				
ГВС				
Холодное водоснабжение				
Газ				

2.5. Характеристика здания 1*

Характеристики здания	Размерность	Величина	Примечание
Вид здания	Нежилое	–	
Год постройки	год	1987	
Материал / толщина стен	см	Кирпич / 68	
Материал / толщина чердачного перекрытия	см	–	
Материал / толщина утеплителя перекрытия	см	–	
Материал / толщина пола подвала	см	–	
Число этажей		2	
Площадь здания в плане	м ²	1708,5	
Длина здания	м	54,3	
Ширина здания	м	13,20	

Продолжение табл. 2.5

Характеристики здания	Размерность	Величина	Примечание
Высота здания	м	6,40	
Высота потолков	м	3,20	
Строительный объём здания	м ³	6811	
Объём отапливаемой части	м ³	10 934,4	
Наличие подвала	м ²	704,9	
Число входов: рабочих запасных	шт. шт. шт.	10 3 7	
Материал / толщина двери	мм	Железо / 40	
Количество ворот	шт.	1	
Материал /толщина ворот	мм	Металл / (76 уголок, сетка-рабица)	
<u>Двери</u> / ворота с <u>тамбуром</u> , тепловая завеса есть или <u>нет</u> (подчеркнуть)			
Число окон	шт.	64	
Площадь остекления	м ²	2,245	
Тип остекления (двойное, одинарное и т.д.)		Двойное	
Общая площадь наружных ограждаю- щих конструкций отапливаемой части здания	м ²	–	
Капитальный ремонт (этап)		Нет	
Серия здания (дома)		–	
Количество работников	чел.	34	

* В первую очередь заполняется год постройки, материал и тип стен, окон и крыши (заполняется для каждого здания).

2.1.1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВА ПРЕДПРИЯТИЯ

Рассмотрим пример электрической сети предприятия, основной вид деятельности предприятия – предоставление услуг по тепло- и электроснабжению, водоснабжению, приёму и очистке сточных вод. Однолинейная схема электрических сетей предприятия представлена на рис. 2.1.

Основными потребителями электрической энергии являются:

- технологическое оборудование предприятия (котельная, очистные сооружения, водозабор, насосные станции);
- объекты коммунальной инфраструктуры и промышленности.

Предприятие осуществляет передачу электрической энергии указанным потребителям в соответствии с договором об оказании услуг.

Электроснабжение предприятия осуществляется по 20 фидерам от шин РП и ТП, находящихся на балансе и обслуживании вышестоящих сетевых организаций.

Трансформаторные подстанции предприятия

В границах эксплуатационной ответственности предприятия 95 трансформаторных подстанций с уровнями напряжения 10/0,4 кВ и 10/6 кВ.

Общее количество силовых трансформаторов, находящихся в эксплуатации предприятия, составляет 172 шт. установленной мощностью 105 098 кВА.

Распределение трансформаторов по году выпуска приведено на рис. 2.1.

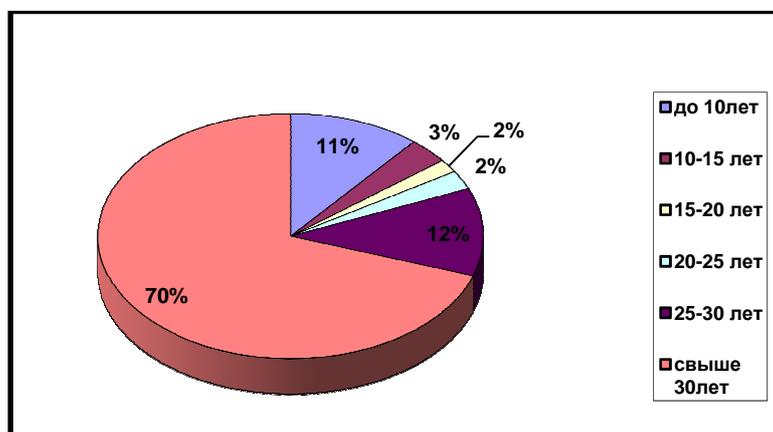


Рис. 2.1. Распределение трансформаторов по году выпуска

Значительное количество (69,75% от всех установленных) трансформаторов прослужили более 30 лет. Ещё 12% трансформаторов находятся в эксплуатации свыше 25 лет. Уже сейчас необходимо составлять программу по замене трансформаторов, срок службы которых превышает нормативный.

В состав оборудования ТП входят 260 масляных выключателей и 231 выключатель нагрузки. На предприятиях разрабатывается программа по замене выключателей на вакуумные и элегазовые выключатели.

2.1.2. КАБЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ 10 кВ

Общая протяжённость кабельных линий на напряжение, находящихся в эксплуатации предприятия, – 308,9 км, из которых: протяжённость кабельных линий с уровнем напряжения 10 кВ – 180,005 км и 0,4 кВ – 128,851 км.

По дате ввода в эксплуатацию кабели 10 кВ характеризуются следующим образом (рис. 2.2).

Из рисунка 2.2 следует, что доля кабелей 10 кВ старше 30 лет составляет 78,5%.

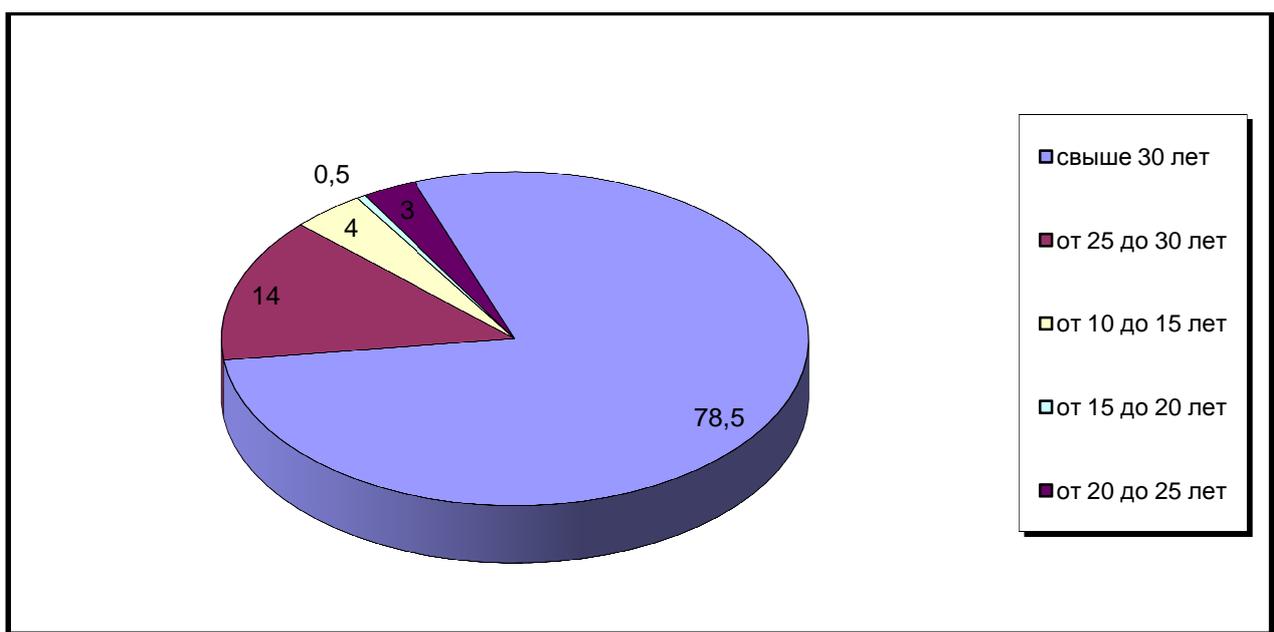


Рис. 2.2. Кабели 10 кВ по годам ввода в эксплуатацию

2.1.3. ЭЛЕКТРОУСТАНОВКИ, УЧАСТВУЮЩИЕ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ ПРОЦЕССЕ

В процессах производства и распределения тепловой энергии, горячей воды, холодного водоснабжения, водоотведения и очистки сточных вод предприятия используется технологическое оборудование суммарной установленной мощностью – 16,84 МВт.

В таблице 2.6 представлен перечень оборудования, установленного на объектах предприятия, с указанием суммарной установленной мощности.

2.6. Суммарные установленные мощности потребителей по направлениям использования

Наименование оборудования	Суммарная установленная мощность, кВт	% от установленной мощности
Технологическое оборудование	477,35	2,8
Насосы	11 930,7	70,9
Тяго-дутьевые устройства	3890,0	23,1
Вентиляционное оборудование	39,15	0,23
Компрессоры	8,0	0,05
Сварочное оборудование	63,0	0,4
Освещение	232,05	1,4
Прочее оборудование	197,0	1,12
ИТОГО	16 837,35	100

2.1.4. УЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Поступление электроэнергии в сеть предприятия происходит по напряжению 10 кВ по двадцати фидерам.

Полезный отпуск электроэнергии потребителям осуществляется по двум уровням напряжения – СН-2 и НН.

По акту разграничения балансовой принадлежности электрических сетей и эксплуатационной ответственности (табл. 2.7).

2.7. Технические характеристики точек присоединения

Наименование электроустановки (объекта)	Наименование источника питания	Точка присоединения (ПС, фидер, ВЛ)	Напряжение, кВ	Присоединённая мощность, МВт	Категория надёжности	Максимальная мощность, МВт
1. Точка присоединения № 1	ПС-497	Фидер 33	10	2,760	II	0,9
2. Точка присоединения № 2	ПС-497	Фидер 43	10	19,945	II	5,8
3. Точка присоединения № 3	РП-Западный	Фидер 2	10	3,200	II	1,0
4. Точка присоединения № 4	РП-Западный	Фидер 17	10	6,270	II	1,8
5. Точка присоединения № 5	РП-8	Фидер 3	10	3,150	II	1,3
6. Точка присоединения № 6	КТП-гараж	Фидер 2	10	1,260	II	0,4
7. Точка присоединения № 7	РП-8	Фидер 19	10	1,260	II	0,22
8. Точка присоединения № 8	РП-8	Фидер 25	10	3,15	II	0,7
9. Точка присоединения № 9	ПС-497	Фидер 76	10	20,260	II	5,7
Всего				129,358		31,49

I. Граница раздела эксплуатационной ответственности «Потребителя услуг» устанавливается на кабельных наконечниках высоковольтных кабелей:

а) в КРУ-10 кВ п/ст 497 на фидерах № 33, 43, 76, 80;

- б) на РП-«Западный» на фидерах № 2, 17;
- в) на РП-8 на фидерах № 3, 25;
- г) на РП-5/50 на фидере № 6;
- д) на РП-7 на фидерах № 1, 2, 5, 23, 24;
- е) на РП-8 на фидере № 19, отходящем в сторону ТП-811;
- ж) на КТП-«Гараж» на фидере № 2, отходящем в сторону ТП-812;
- з) на ЦРП-412 на фидерах № 22, 23, отходящих в сторону ЦРП-40.

II. На балансе и в эксплуатации «Сетевой организации» находится всё высоковольтное электрооборудование.

Границей балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности являются места крепления кабельных наконечников к линейным разъединителям ячеек 10 кВ № 1 и 3 ПС-459.

Полезный отпуск электроэнергии учитывается приборами учёта, установленными на вводах трансформаторов в РУ-0,4 кВ ТП, во ВРУ абонентов и непосредственно у потребителей.

Основной целью учёта электрической энергии и мощности является получение достоверной информации об их потреблении для решения следующих технико-экономических задач для данного предприятия:

- финансовые расчёты за потребление ЭЭ и мощности;
- управление режимами электропотребления;
- определение всех составляющих баланса ЭЭ (потребление, потери и т.д.);
- определение и прогнозирование удельных расходов ЭЭ на единицу произведённых услуг;
- контроль технического состояния систем учёта ЭЭ на предприятии.

Предприятие осуществляет расчёт за электроэнергию, поступающую в сеть по коммерческим приборам учёта, – электросчётчикам типа Меркурий 230 ART-00 с классом точности 0,5s, установленными на шинах 10 кВ электросетевой организации, и СЭТ-4ТМ.02.2 и СЭТ-4ТМ.03.М с классом точности 0,5s и 0,5, установленными на шинах 10 кВ ПС-459.

Расчёт за потреблённую электроэнергию объектами осуществляется по коммерческим приборам учёта – электросчётчикам типа: Меркурий 230 ART-00; Меркурий 230 ART-03; Меркурий 230 ART-01 с классом точности 0,5s; 0,5 и 1,0. Сведения по количеству приборов учёта и их характеристики представлены в табл. 2.8 и 2.9.

При обследовании трансформаторных подстанций выявлено, что счётчики имеют пломбы госповерителя, электроснабжающей и сетевой организаций. Технические характеристики электросчётчиков, места установки электросчётчиков даны в табл. 2.8, 2.9.

2.8. Сведения по количеству приборов учёта и их характеристики (ч. 1)

№	Наименование показателя	Количество, шт.	Тип прибора		Примечание
			Марка	Класс точности	
1.	Электрической энергии				
1.1.	Количество оборудованных приборами вводов всего, в том числе: полученной со стороны собственного производства потребляемой	20 1892	Меркурий 230 ART-00; СЭТ-4ТМ Меркурий 230 ART-03; Меркурий 230 ART-00; Меркурий 230 АМ-02; Меркурий 230 АМ-01; Меркурий 234 ARTM-00; ПСЧ-4ТМ.05МК; СЭТ4-1/1м; ЦЭ 6803ВШ; СО-ЭМОС-2; Меркурий 201.5; СА4У-И672М; СА4У-И678; ЕТ-414-1; СО-505	0,5s 0,5s 0,5s 1,0 0,5s 0,5 1,0 2,0	

2.9. Сведения по количеству приборов учёта и их характеристики (ч. 2)

№	Наименование объекта учёта	$U_{\text{ном}}$, кВ	Количество точек учёта, шт.	ТН класс точности, %	ТТ класс точности, %	Счётчик класс точности, %	Относительная погрешность ИК δ , %
---	----------------------------	-----------------------	-----------------------------	----------------------	----------------------	---------------------------	---

I. Приём электроэнергии в сеть

1	ПС 497 фидер 33	10	1	0,5	0,5	0,5s	0,95
2	ПС 497 фидер 43	10	1	0,5	0,5	0,5s	0,95
3	ПС 497 фидер 76	10	1	0,5	0,5	0,5s	0,95
4	ПС 497 фидер 80	10	1	0,5	0,5	0,5s	0,95
5	КТП Гараж фидер 2	10	1	0,5	0,5	0,5s	0,95
6	РП-7 фидер 1	10	1	0,5	0,5	0,5s	0,95
7	РП-7 фидер 2	10	1	0,5	0,5	0,5s	0,95
8	РП-7 фидер 5	10	1	0,5	0,5	0,5s	0,95
9	РП-7 фидер 23	10	1	0,5	0,5	0,5s	0,95
10	РП-7 фидер 24	10	1	0,5	0,5	0,5s	0,95

II. Отдача электроэнергии из сети

III. Объём переданной электроэнергии

1	Потребители 2,0 ТТ	0,38	89		0,5	2,0	0,8
2	Потребители 2,0 прямоточные	0,38	354			2,0	0,8
	Потребители 1,0 прямоточные	0,38	409			1,0	0,9
3	Потребители 0,5 ТТ	0,38	658		0,5	0,5	0,95
4	Потребители 1,0 однофазные	0,38	230			1,0	0,9
5	Потребители 2,0 од- нофазные	0,38	118			2,0	0,8
6	Потребители по 6 кВ	6	2	0,5	0,5	0,5s	0,95
7	Потребители по 10кВ	10	32	0,5	0,5	0,5s	0,95

Внутреннее потребление предприятия – это расход электроэнергии на подразделениях предприятия: управление котельной и тепловых сетей, управление водоснабжения и водоотведения, управление электрических сетей, управление механизации и автотранспорта.

По данным предприятия в 2011 г. выполнены работы по замене индукционных счётчиков в системе учёта электроэнергии подразделений предприятия. Внедрены счётчики электрической энергии Меркурий 230 ART.

Счётчики Меркурий 230 ART предназначены для учёта активной и реактивной электрической энергии и мощности в одном направлении в трёхфазных трёх- и четырёхпроводных сетях переменного тока частотой 50 Гц через измерительные трансформаторы или непосредственно с возможностью тарифного учёта по зонам суток, учёта потерь и передачи измерений и накопленной информации об энергопотреблении по цифровым интерфейсным каналам.

Эксплуатируются автономно или в составе любых информационно-измерительных систем технического и коммерческого учёта:

- счётчики работают в сторону увеличения показаний при любом нарушении фазировки подключения токовых цепей;
- автоматическая самодиагностика с индикацией ошибок;
- управление нагрузкой через внешние цепи коммутации (УЗО);
- электронная пломба.

Базовые функции Меркурия 230 ART: измерение, учёт, хранение, вывод на ЖКИ, а также передача данных по интерфейсам IrDA, CAN, RS-485, как отдельно по каждому тарифу, так и совместно – по всем тарифам за следующие периоды времени:

- всего от сброса показаний;
- за текущие сутки и на начало суток;
- за предыдущие сутки и на начало суток;
- за текущий месяц и на начало месяца;
- за каждый из 11 предыдущих месяцев и на начало месяцев;
- за текущий год и на начало года;
- за предыдущий год и на начало года.

Тарификатор счётчика обеспечивает возможность учёта по четырём тарифам в 16 временных зонах суток для четырёх типов дней. Каждый месяц года программируется по индивидуальному тарифному расписанию. Минимальный интервал действия тарифа в пределах суток – 1 мин.

Возможен учёт активной энергии прямого направления отдельно в каждой фазе сети.

Возможен учёт технических потерь в линиях электропередачи и силовых трансформаторах.

Дополнительно счётчик обеспечивает измерение следующих параметров электросети:

- мгновенных значений активной, реактивной и полной мощности по каждой фазе и по сумме фаз с указанием направления вектора полной мощности;
- действующих значений фазных токов, напряжений, углов между фазными напряжениями;
- частоты сети;
- коэффициентов мощности по каждой фазе и по сумме фаз.

Меркурий 230 ART позволяет задавать лимиты активной мощности и энергии с помощью программируемого управления внешними устройствами отключения нагрузки потребителя (УЗО) при превышении лимитов; передачу результатов измерений и учётных данных через интерфейсы CAN, RS-485, IrDA.

Из всего перечисленного можно сделать вывод об обоснованности замены индукционных счётчиков на электронные, об эффективности этих мероприятий, позволяющих уменьшить потери как в результате хищений, так и потери внутри самих счётчиков, а также увеличить точность снимаемых результатов.

2.1.5. СОСТОЯНИЕ ОСНОВНЫХ ФОНДОВ

Техническое состояние основных средств, т.е. кабельных линий, трансформаторов, оборудования и зданий ТП, РП и ЗТП, определялось путём визу-

ального выборочного осмотра, путём оценки трансформаторного парка по годам выпуска.

В цели энергетического обследования не входило определение конкретного плана ремонта, подготовка конкретных дефектных ведомостей и конкретных смет на ремонт. Определялись наличие и условия работы приборов учёта электроэнергии, измерительных приборов. Выявлялись дефекты и определялись замечания по эксплуатации оборудования.

Более половины трансформаторов, находящихся на балансе предприятия, старше 30 лет. ТП с такими трансформаторами должны подвергаться учащённому контролю с замерами сопротивления изоляции трансформаторов, омического сопротивления обмоток, контролем уровня масла и визуального контроля. При выявленных нарушениях параметров изоляции трансформаторов последние должны немедленно быть выведены из работы и заменены на новые или должны быть подвергнуты ремонту.

Доля кабелей 10 кВ старше 30 лет составляет 58%. В 2010 году были проведены работы по капитальному ремонту кабельных линий 10 кВ от нескольких ТП. В настоящее время на некоторых предприятиях активно внедряются кабели из сшитого полиэтилена, хорошо зарекомендовавшие себя при испытаниях. Возможным решением проблем с ремонтом кабельных линий 10 кВ является замена старых кабелей на кабели из сшитого полиэтилена, обладающего лучшими механическими характеристиками, характеристиками изоляции, большей пропускной способностью, большим сроком службы, а также массой других преимуществ.

В настоящее время активно внедряются счётчики электрической энергии «Меркурий», которые входят в АСКУЭ.

2.1.6. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Одной из основных задач предприятия является поддержание в исправном состоянии основных фондов, которые находятся на балансе предприятия.

При эксплуатации энергетическое оборудование стареет, изнашивается и теряет свои эксплуатационные свойства, что грозит возникновением аварийных ситуаций и понижением электробезопасности.

На предприятии используется испытанный способ сохранить эксплуатационные свойства оборудования, зданий и сооружений – проведение планово-предупредительных ремонтов (ППР). Смысл проведения ППР заключается в том, что через определённое время эксплуатации (число отработанных часов (дней, месяцев или лет)) оборудование подвергается плановому ремонту (текущему, среднему или капитальному) в соответствии с установленной для данного вида оборудования структурой ремонтного цикла. Продолжительность ремонтного цикла – это время от начала эксплуатации до первого ремонта либо от очередного капитального ремонта до следующего капитального ремонта. Таким образом, оборудование проходит ремонт не в результате выхода из эксплуатации по поломке или аварии, а с некоторым опережением, позволяющим провести подготовку к ремонту.

Не следует переоценивать надёжность результатов, получаемых по нормативам системы ППР, но тем не менее действующая система основана на практическом опыте и эмпирических формулах, полученных в результате обработки больших массивов данных об отказах оборудования, что позволяет достаточно эффективно эксплуатировать энергетическое оборудование при прогнозных сроках проведения ремонтов.

Система ППР основывается на основных элементах:

- правильное ведение эксплуатационной документации;
- строгое соблюдение сроков и порядка проведения профилактических осмотров и испытания оборудования, его обслуживания;
- своевременное, согласно технической документации, проведение текущих и средних ремонтов;
- инспекционная проверка состояния оборудования, зданий и сооружений и подготовка их вывода в капитальный ремонт;
- контроль над проведением капитального ремонта специализированной организацией и комиссионная приёмка оборудования из ремонта.

Введение технической документации.

На каждый энергообъект необходимо иметь следующие документы:

- карточки учёта по форме ОС-1 и ОС-6;
- акты отвода земельных участков;
- акты приёмки скрытых работ;
- первичные акты испытания устройств, обеспечивающих взрывоопасность, пожаробезопасность, молниезащиту и противокоррозионную защиту сооружений;
- акты государственной и рабочих приёмочных комиссий;
- утверждённую проектную документацию со всеми последующими изменениями;
- технические паспорта зданий и сооружений, технологических узлов и оборудования;
- исполнительные рабочие схемы первичных и вторичных соединений.

Комплект указанной выше документации должен храниться в техническом архиве ПТО и при изменении собственника должен передаваться в полном объёме владельцу, который обязан обеспечивать её постоянное хранение.

Техническое обслуживание

При техническом обслуживании выполняются осмотры, проверки, измерения и отдельные виды работ по устранению мелких повреждений и неисправностей в соответствии с действующими правилами.

Выполнение всех мероприятий подтверждается актами обходов и осмотров, протоколами измерений, дефектными ведомостями, записями в паспортах на оборудование.

Предприятие проводит регулярно профилактические осмотры и испытания оборудования. При техническом обслуживании выполняются осмотры, проверки, измерения.

При текущем ремонте предприятие осуществляет следующие работы:

1. На электродвигателях асинхронных с короткозамкнутым ротором:

- проверка исправности работы и крепления вентилятора;
- проверка зазоров;
- смена фланцевых прокладок и закладка смазки в подшипники качения;
- замена изношенных подшипников качения;

2. В электрических сетях:

- ремонт кабельных каналов, траншей, устранение завалов, просадок и подмывов траншей;
- определение температуры нагрева кабеля и контроль за коррозией кабельных оболочек.

3. На осветительных установках:

- чистка светильников от пыли;
- проверка наличия занулений и заземлений и исправление обнаруженных дефектов.

4. На электроустановках высокого напряжения (для масляных выключателей, выключателей нагрузки, разъединителей, заземляющих ножей):

- разборка аппарата;
- ремонт и замена подвижных контактов, осей, шарниров;
- измерение и регулировка подвижной части.

5. На электроустановках высокого напряжения (для трансформаторов напряжения):

- чистка изоляторов;
- проверка и ремонт присоединений шин первичной и проводов (кабелей) вторичной цепи;
- измерение сопротивления изоляции первичных и вторичных обмоток.

6. На силовых трансформаторах:

- чистка изоляторов, масломерных стекол, бака и крышки трансформатора;

- подтяжка всех болтовых соединений;
- доливка масла в трансформатор;
- измерение изоляции обмоток до и после ремонта.

Данные о техническом обслуживании трансформаторов и распределительных устройств 0,4...10,0 кВ представлены в табл. 2.10.

При плановом ремонте трансформаторных подстанций и распределительных пунктов 0,4...10,0 кВ на предприятии проводится:

- замена дефектных элементов оборудования;
- замена заземляющих устройств;

2.10. Техническое обслуживание трансформаторов и распределительных устройств 0,4...10,0 кВ

№	Наименование работ	Периодичность проведения	Применение
1	Периодические осмотры: <ul style="list-style-type: none"> – осмотры всех объектов эксплуатационным персоналом; – осмотры отдельных объектов инженерно-техническим персоналом 	Производятся непосредственно перед началом капитального или текущего ремонта	Группой оперативного обслуживания по графику
2	Измерение нагрузок и напряжения на трансформаторах и отходящих линиях	Ежедневно	–
3	Измерение сопротивления изоляции трансформаторов	При проведении текущего ремонта не реже 1 раза в 4 года	–
4	Измерение сопротивления заземляющих устройств	Не реже 1 раза в 12 лет	–
5	Замена дефектных элементов оборудования	В зависимости от дефекта немедленно или в план ППР	–
6	Доливка масла в маслонаполненные аппараты	При обнаружении недостаточного уровня немедленно	–
7	Обновление информационных надписей, диспетчерских наименований и знаков безопасности	По мере необходимости	–

- замена сборных шин, блокировочных устройств;
- демонтаж и замена повреждённых трансформаторов;
- замена и ремонт средств связи, релейной защиты, автоматики;
- комплекс работ по техническому обслуживанию, выполняемый одновременно с ремонтом объекта.

Исходя из представленных планов осмотров и ремонтов, а также по результатам визуального выборочного осмотра электрооборудования, можно сказать, что обслуживающий персонал с поставленными задачами справляется.

Данные по капитальному ремонту и реконструкции 2010 года приведены в табл. 2.11 – 2.13.

2.11. Выполнение работ за счёт амортизации в 2010 г.

№	Наименование мероприятия	Средства в тарифах		Выполнено работ, тыс. р.
		на плановые объёмы	на фактические объёмы	
Электросети				
1	Приобретение оборудования для высоковольтной лаборатории	519,9	490,2	299,9
2	Приобретение и монтаж шкафа управления оперативным током (ШУОТ) на котельной (неиспользованная амортизация прошлых лет)			804,5
	Итого электросети	519,9	490,2	1104,4

2.12. Выполнение работ за счёт реконструкции в 2010 г.

№	Наименование мероприятия	Средства в тарифах		Выполнено работ, тыс. р.
		на плановые объёмы	на фактические объёмы	
Электросети				
1	Строительство распределительной трансформаторной подстанции РТП-10 в северной промышленной зоне			9435,9

№	Наименование мероприятия	Средства в тарифах		Выполнено работ, тыс. р.
		на плановые объёмы	на фактические объёмы	
2	Устройство кабельной линии ЦРП40-РП-459 – ТП10/04			1451,1
	Итого электросети			10 887,0

2.13. Выполнение работ по капитальному ремонту в 2010 г.

№	Наименование мероприятия	Средства в тарифах		Выполнено работ
		на плановые объёмы	на фактические объёмы	
Электросети				
1	Капитальный ремонт кабельной линии от ТП-20 до ул. Заводская, д. 20 (протяжённость 380 м)			386,6
2	Капитальный ремонт кабельной линии 10 кВ от ТП-4 до ТП-6 (протяжённость 400 м)			0
3	Капитальный ремонт кабельной линии 10 кВ от ТП-648 до ТП-645 (протяжённость 350 м)			0
4	Капитальный ремонт кабеля 10 кВ от ТП-668 до ТП-628 по Молодёжному проезду			192,1
5	Капитальный ремонт кабельной линии 10 кВ от ПС-459 до РП-30			210,7
6	Капитальный ремонт кабельной линии 10 кВ от РП-31 до РУ-10кВ на котельной			0
7	Капитальный ремонт трансформатора ТМ-4000/10-6,3 на ТП-233 (котельная)			136,9
8	Капитальный ремонт трансформатора ТМ-630/10-0,4 на ТП-883			153,3
9	Капитальный ремонт кабеля 10 кВ от РП-7 до ЦРП-407 на территории ГНЦ ИФВЭ			189,7
	Итого электросети	2242,5	2114,3	1676,0

2.2. АНАЛИЗ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Режимы работы электрических сетей определяются режимами работы потребителей, их категорией и оперативным состоянием элементов электрической сети. Предприятие ведёт анализ нагрузок линий, силовых трансформаторов, уровней напряжения в контрольных точках и имеет разработанные варианты основных оперативных схем для различных режимов нагрузок.

Данные о включенных в работу на момент проведения замеров устройствах компенсации реактивной мощности приведены в табл. 2.14 – 2.18 и на рис. 2.3 – 2.7.

2.14. Замеры устройств компенсации реактивной мощности

№	Наименование устройств компенсации реактивной мощности	Работающие			Резервные		
		Количество батарей	кВАр	в том числе с автономным регулированием кВАр	Количество батарей	кВАр	в том числе с автономным регулированием кВАр
1	Статистические конденсаторы						
	а) высоковольтные	21	1575		37		2775
	б) низковольтные						

2.15. Результаты испытаний электрической энергии по отклонению частоты

Измеряемая характеристика	Результат измерений	Нормативное значение	В Герцах	
			T1, %	T2, %
Δf_n	-0,03	-0,20	0,00	
Δf_b	0,02	0,20		
$\Delta f_{нм}$	-0,05	-0,40		0,00
$\Delta f_{нб}$	0,04	0,40		

2.16. Результаты испытаний электрической энергии по коэффициенту синусоидальности кривой напряжения

Измеряемая характеристика	Фаза А			Фаза В			Фаза С			Нормативное значение
	Результат измерений	T1	T2	Результат измерений	T1	T2	Результат измерений	T1	T2	
$K_{UB}, \%$	2,31	0,00		2,09	0,00		2,65	0,00		8,00
$K_{UNB}, \%$	3,20		0,00	2,43		0,00	3,04		0,00	12,00

Измеряемая характеристика	Междуфазное АВ			Междуфазное ВС			Междуфазное СА			Нормативное значение
	Результат измерений	T1	T2	Результат измерений	T1	T2	Результат измерений	T1	T2	
$K_{UB}, \%$	1,36	0,00		1,52	0,00		1,47	0,00		8,00
$K_{UNB}, \%$	1,76		0,00	2,20		0,00	2,41		0,00	12,00

2.17. Результаты испытаний электрической энергии по коэффициенту несимметрии напряжений по обратной последовательности

Измеряемая характеристика	Результат измерений	Нормативное значение	T1	T2
$K_{2UB}, \%$	0,51	2,00	0,00	
$K_{2UNB}, \%$	1,10	4,00		0,00

2.18. Результаты испытаний электрической энергии по коэффициенту несимметрии напряжений по нулевой последовательности

Измеряемая характеристика	Результат измерений	Нормативное значение	T1	T2
$K_{0UB}, \%$	2,28	2,00	8,00	
$K_{0UNB}, \%$	4,10	4,00		0,04

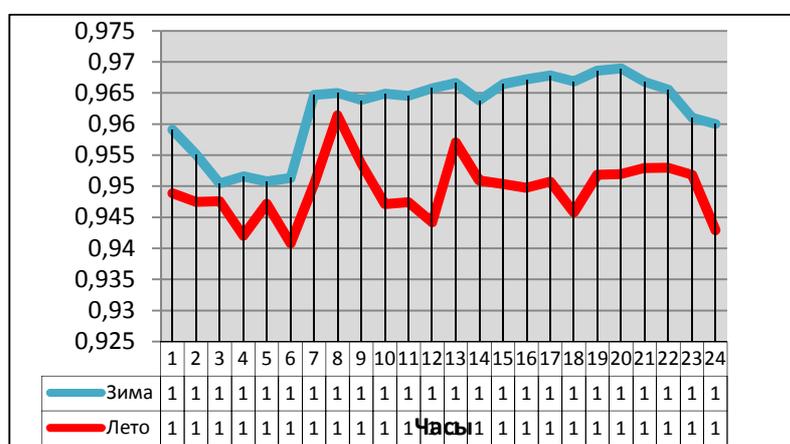


Рис. 2.3. Распределение коэффициента мощности по часам в зимний и летний периоды

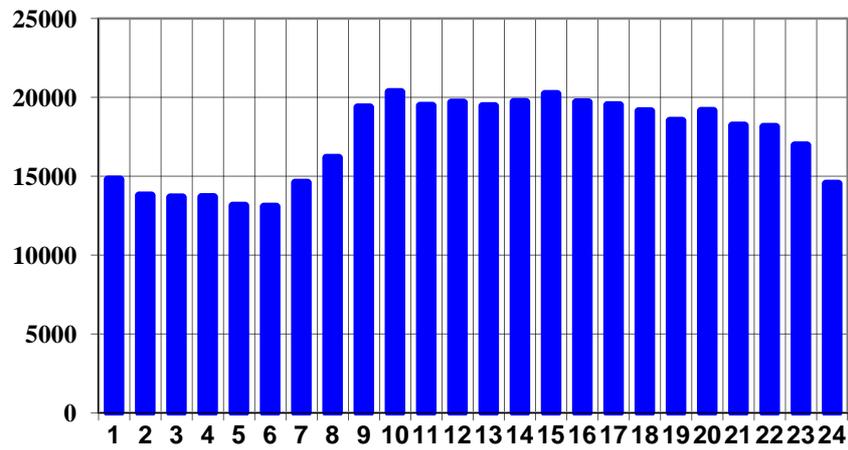


Рис. 2.4. Распределение расхода активной электроэнергии в кВт по часам в режимный день 21.12.2016 г.

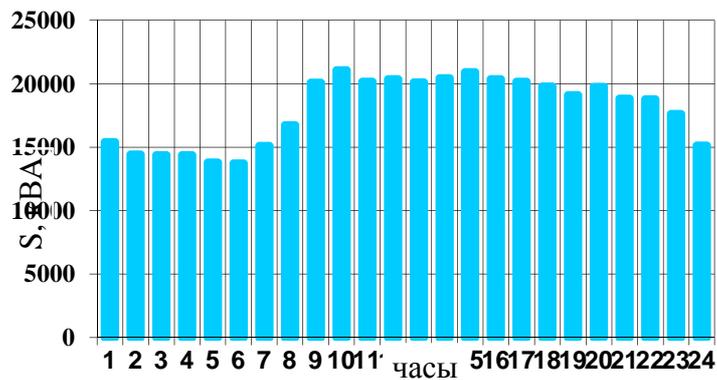


Рис. 2.5. Распределение расхода полной мощности кВА по часам в режимный день 21.12.2016 г.

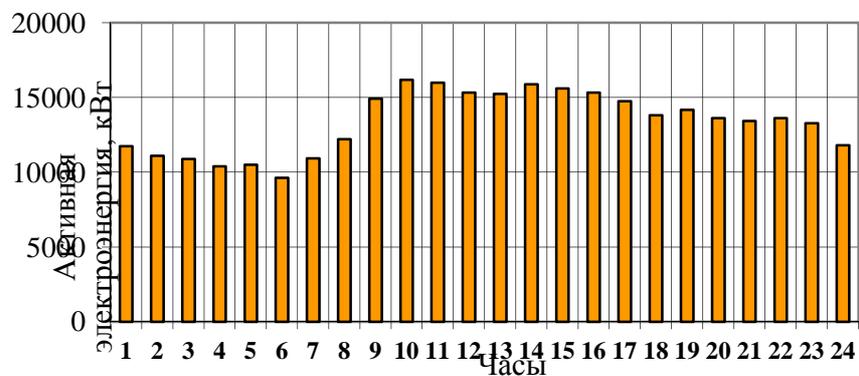


Рис. 2.6. Суммарный расход активной электроэнергии по часам 15.06.2016 г.

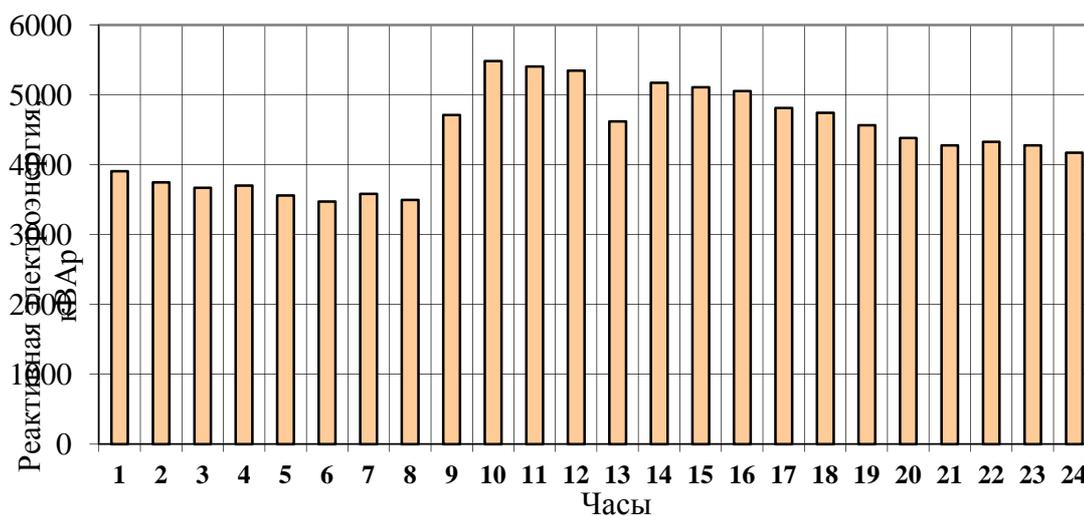


Рис. 2.7. Суммарный расход реактивной электроэнергии по часам 15.06.2016 г.

Из вышеприведённых данных можно сделать вывод, что характер нагрузок – смешанный с преобладанием бытовой нагрузки ($\cos\varphi = 0,95\dots 0,97$), дополнительных устройств для компенсации реактивной мощности не требуется. Также характерной особенностью является преобладание максимального расхода электроэнергии в период с 9:00 по 21:00 с пиком от 17 до 21 часа. Таким образом, наглядно видно, в какое время необходимо проводить замеры нагрузок на присоединениях и трансформаторах для определения их загрузки, падения напряжения в линиях, несимметрии фаз.

2.2.1. АНАЛИЗ РАСЧЁТОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Потери электроэнергии – один из важнейших экономических показателей электросетевого предприятия. Величина потерь электроэнергии в сетях отражает техническое состояние и уровень эксплуатации всех передаточных устройств, состояние систем учёта и метрологическое обеспечение парка измерительных приборов, эффективность энергосбытовой деятельности.

На предприятии ведутся работы по расчётам технологических потерь электрической энергии и норматива технологических потерь на регулируемый период.

Используется сертифицированный программный комплекс РТП-3. Расчёт технологических потерь на предприятии проводится только для целей определения и защиты норматива технологических потерь на регулируемый период.

В рамках проводимого обследования был выполнен независимый расчёт технологических потерь за базовый 2013 г.

Расчёт технологических потерь электроэнергии в электрических сетях предприятия на 2015 г. проводился с помощью программного комплекса РТП-3 в соответствии с Инструкцией «по организации в Министерстве энергетики РФ работы по расчёту и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при её передаче по электрическим сетям», утверждённой приказом № 326 Минэнерго России от 30.12.2008 г. и зарегистрированной Минюстом России 12.02.2009 г. (в дальнейшем «Инструкция»).

Расчёт проводился только для электроустановок. Трансформаторы и линии, находящиеся в собственности абонентов, введены в расчётную схему для правильности учёта нагрузок, но потери в них не учитываются.

Расчёт нагрузочных потерь в сетях 10 кВ выполнен по методу средних нагрузок по данным за год.

Расчёт нагрузочных потерь в сети 0,4 кВ выполнен методом оценки по обобщённой информации о схемах и нагрузках сети.

В расчётах содержатся следующие данные:

- величина покупки электроэнергии кВт·ч;
- суммарные потери кВт·ч и процент от покупки;
- абсолютные значения и относительные значения в процентах от покупки и от суммарной величины потерь в следующих элементах сетей:
 - нагрузочные потери в линиях 10 кВ;
 - нагрузочные потери в трансформаторах 10/0,4 кВ;
 - потери х/х в трансформаторах 10/0,4 кВ;
 - нагрузочные потери в линиях 0,38 кВ;
 - потери в изоляции КЛ 10 кВ;
 - потери в электрических счётчиках 0,22 – 0,66 кВ;

- в измерительных приборах (потери в трансформаторах тока и напряжения, потери в цепях вторичной коммутации ТТ и ТН сетей 10,0 и 0,4 кВ);
- потери в шунтирующих реакторах и соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств подстанций;
- потери в вентильных разрядниках, ограничителях перенапряжений, устройствах присоединения ВЧ-связи;
- потери на собственные нужды ПС;
- потери, обусловленные допустимыми погрешностями системы учёта электроэнергии.

Исходные данные для расчёта следующие.

Отпуск в сеть за 2013 год всего – 126 051,114 тыс. кВт·ч:

- по фидеру № 33 – 2289,332 тыс. кВт·ч;
- по фидеру № 43 – 22350,606 тыс. кВт·ч;
- по фидеру № 76 – 20606,226 тыс. кВт·ч;
- по фидеру № 80 – 1444,884 тыс. кВт·ч;
- по фидеру № 1 (РП-7) – 4923,032 тыс. кВт·ч;
- по фидеру № 5 (РП-7) – 717,106 тыс. кВт·ч;
- по фидеру № 23 (РП-7) – 9615,728 тыс. кВт·ч;
- по фидеру № 24 (РП-7) – 6568,415 тыс. кВт·ч;
- по фидеру № 2 (РП-7) – 3533,240 тыс. кВт·ч;
- по фидеру № 2 (РП-Запад) – 2928,564 тыс. кВт·ч;
- по фидеру № 17 (РП-Запад) – 11704,766 тыс. кВт·ч;
- по фидеру № 19 (РП-8) – 840,583 тыс. кВт·ч;
- по фидеру № 3 (РП-8) – 5485,006 тыс. кВт·ч;
- по фидеру № 25 (РП-8) – 2183,420 тыс. кВт·ч;
- по фидеру № 6 (РП-5/50) – 826,124 тыс. кВт·ч;
- по фидеру № 22 (ЦРП-412) – 2138,645 тыс. кВт·ч;
- по фидеру № 23 (ЦРП-412) – 7432,086 тыс. кВт·ч;
- по фидеру № 2 (КТП-Гараж) – 8573,711 тыс. кВт·ч;
- по фидеру ф. 3 (ЮЭС МОЭСК) – 640 кВт·ч.

Количество трансформаторов 10/0,4 кВ, участвующих в расчётах, – 217 шт., суммарной мощностью 123 200,0 кВА, в том числе абонентских – 49 шт., суммарной мощностью 22 190 кВА.

Количество кабельных линий 10 кВ, участвующих в расчётах, – 193 шт. протяжённостью 156,45 км, в том числе абонентских – 27 шт., суммарной протяжённостью 29,16 км;

Напряжение в центре питания – 10,5 кВ (по данным протоколов режимных дней).

Коэффициент мощности нагрузки головного участка – 0,85 (по данным протоколов режимных дней).

Количество трансформаторов тока 10 кВ, участвующих в расчётах, – 78 шт. (по два на присоединение).

Количество трансформаторов напряжения 10 кВ, участвующих в расчётах, – 34 шт.

Количество РП (ЦРП) 10 кВ, принятых для расчёта потерь в СППС, – 15 шт.

Количество конденсаторных установок 10 кВ – 4 шт., суммарной мощностью 2673,2 кВАр.

Отпуск в сеть 0,38 кВ (НН) потребителей определён на основе данных приборов учёта:

- характер нагрузки смешанный, доля потребления населения равна 0,1;
- коэффициент мощности по данным проведённых замеров – 0,85;
- число линий 0,38 кВ, по которым осуществляется передача электроэнергии на уровне НН (без учёта линий, находящихся в собственности потребителей, линий уличного освещения и линий, по которым передаётся электроэнергия на собственное потребление) – 401 шт.;
- протяжённость магистрали – 225,14 км;
- среднее сечение головного участка – 49,3 мм²;
- длина двухфазных и трёхфазных ответвлений – 0,5 км;
- длина однофазных ответвлений – 0,3 км.

Количество приборов учёта:

- трансформаторов тока 0,38 кВ – 2118 шт.;
- трёхфазных электронных электросчётчиков прямого включения – 437 шт.;
- трёхфазных индукционных электросчётчиков прямого включения – 169 шт.;
- трёхфазных индукционных счётчиков через ТТ – 400 шт.;
- трёхфазных электронных счётчиков через ТТ – 306 шт.;
- однофазных индукционных электросчётчиков – 183 шт.;
- однофазных электронных электросчётчиков – 99 шт.

Данные о потреблении электроэнергии на собственные нужды подстанций приняты на основе расчёта в размере 378,843 тыс. кВт·ч.

Расчёт потерь электроэнергии, обусловленных погрешностью системы учёта электроэнергии, выполнен предприятием в соответствующем блоке «РТП-3». В состав измерительных комплексов приёма электроэнергии, принятых в расчёте, входят электронные электросчётчики, трансформаторы тока и трансформаторы напряжения, имеющие класс точности 0,5. Измерительные комплексы, учитывающие отпуск электроэнергии потребителям, представлены пятью группами:

- 1) трёхфазные счётчики класса точности 2,0 с трансформаторами тока класса точности 0,5;
- 2) трёхфазные счётчики класса точности 0,5 с с трансформаторами тока класса точности 0,5;
- 3) трёхфазные счётчики прямого включения класса точности 2,0;
- 4) однофазные счётчики класса точности 2,0;
- 5) однофазные счётчики класса точности.

2.2.2. ОБЪЁМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПО КАЖДОЙ ГРУППЕ, ПРИНЯТЫЙ НА ОСНОВЕ ДАННЫХ, ПРЕДОСТАВЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЕМ

В результате расчёта потерь электроэнергии на её передачу по электрическим сетям за 2013 г. определена следующая структура (табл. 2.19).

**2.19. Расчёт потерь электроэнергии на её передачу
по электрическим сетям за 2013 г.**

Наименование структурных составляющих	Численные значения		
	тыс. кВт·ч	% от отпуска в сеть	% от потерь
Условно-постоянные потери электроэнергии:	3239,476	2,57	48,44
– холостой ход трансформаторов	2557,879	2,03	38,24
– корона в ВЛ	0,000	0,00	0,00
– утечка по изоляторам ВЛ	0,000	0,00	0,00
– изоляция КЛ	57,202	0,05	0,86
– ТГ	37,933	0,03	0,57
– ТН	64,600	0,05	0,97
– счётчики	53,247	0,04	0,80
– шунтирующие реакторы	0,000	0,00	0,00
– ОПН	0,000	0,00	0,00
– УПВЧ	0,000	0,00	0,00
– компенсирующие устройства	70,246	0,06	1,05
– собственные нужды	378,869	0,30	5,66
Переменные потери электроэнергии	3020,960	2,40	45,17
– трансформаторы	413,900	0,33	6,19
– линии	2607,050	2,07	38,98
Технические потери электроэнергии	6260,430	4,97	93,61
Потери, обусловленные допустимой погрешностью	427,770	0,339	6,40
Технологические потери	6688,200	5,31	100,00

Структура технологических потерь электроэнергии в базовом периоде (2013 год).

На рисунке 2.8 представлена структура технологических потерь электроэнергии в электрических сетях предприятия за 2010 г.

Анализ расчёта норматива технологических потерь электроэнергии представлен в табл. 2.20 и 2.21.



Рис. 2.8. Структура технологических потерь

2.20. Распределение нормативных технологических потерь по классам напряжения

Наименование структурных составляющих ОАО «ПРОТЭП»	Базовый 2013 г.				Регулируемый период 2015 г.			
	СН II	НН	Всего		СН II	НН	Всего	
	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	% от отпуска	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	% от отпуска
Отпуск электроэнергии в сеть	126 051,11	37 806,10	126 051,1		131 700,00	40 989,09	131 700,0	
Условно-постоянные потери электроэнергии	2701,78	537,70	3239,47	2,57	2701,78	537,70	3239,47	2,46
Холостой ход трансформаторов	2557,88	0,00	2557,88	2,03	2557,88	0,00	2557,88	1,94
Потери от токов утечки	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Изоляция в КЛ	57,20	0,00	57,20	0,05	57,20	0,00	57,20	0,04
ТТ	2,60	35,33	37,93	0,03	2,60	35,33	37,93	0,03
ТН	64,60	0,00	64,60	0,05	64,60	0,00	64,60	0,05
Счётчики 0,22...0,66 кВ	0,00	53,25	53,25	0,04	0,00	53,25	53,25	0,04
СППС	19,50	0,00	19,50	0,02	19,50	0,00	19,50	0,01

Наименование структурных составляющих ОАО «ПРОТЭП»	Базовый 2013 г.				Регулируемый период 2015 г.			
	СН II	НН	Всего		СН II	НН	Всего	
	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	% от отпуска	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	% от отпуска
Компенсирующие устройства	0,00	70,25	70,25	0,06	0,00	70,25	70,25	0,05
Расход электроэнергии на собственные нужды	0,00	378,87	378,87	0,30	0,00	378,87	378,87	0,29
Переменные потери электроэнергии	1264,32	1756,64	3020,96	2,40	1380,18	2064,88	3445,06	2,62
Трансформаторы	413,90	0,00	413,90	0,33	451,83	0,00	451,83	0,34
Линии	850,42	1756,64	2607,05	2,07	928,35	2064,88	2993,22	2,27
Суммарные технические потери электроэнергии	3966,10	2294,33	6260,43	4,97	4081,96	2602,57	6684,53	5,08
Метрологическая составляющая потерь	329,07	98,70	427,77	0,34	340,85	106,08	446,94	0,34
Технологические потери электроэнергии	4295,17	2393,03	6688,20	5,31	4422,81	2708,66	7131,47	5,41
% от отпуска в сеть по уровню напряжения	3,41	6,33			3,36	6,61		
% от отпуска в сеть предприятия	3,41	1,90		5,31	3,36	2,06		5,41

2.21. Структура норматива потерь на базовый и регулируемый периоды по классам напряжения

Наименование структурных составляющих	Базовый 2013 г.			Регулируемый период 2015 г.		
	СН II	НН	Всего	СН II	НН	Всего
	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч
Отпуск электроэнергии в сеть	126 051,11	37 806,10	126 051,11	131 700,00	40 989,09	131 700,00
Условно-постоянные потери электроэнергии	2701,78	537,70	3239,47	2701,78	537,70	3239,47
Нагрузочные потери электроэнергии	1264,32	1756,64	3020,96	1380,18	2064,88	3445,06
% от отпуска в сеть по уровню напряжения	3,41	6,33		3,36	6,61	
% от отпуска в сеть предприятия	3,41	1,90	5,31	3,36	2,057	5,41

2.2.3. АНАЛИЗ БАЛАНСОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

На предприятии проводятся работы по прогнозированию отпуска электроэнергии в сеть и полезного отпуска потребителям, составляется баланс потребления электроэнергии.

Структура баланса электроэнергии предприятия складывается из следующих составляющих:

- поступление электроэнергии (отпуск в сеть) – приход;
- полезный отпуск электроэнергии – расход, в том числе:
 - ✓ потребление субабонентов;
 - ✓ отпуск сторонним потребителям;
- технические (технологические) потери электроэнергии, в том числе:
 - ✓ условно-постоянные потери (в том числе расход электроэнергии на собственные нужды ТП);
 - ✓ нагрузочные (переменные) потери;
 - ✓ потери, обусловленные допустимой погрешностью приборов учёта;
- нерациональные потери электроэнергии.

Основные данные по балансу электроэнергии за 2016 г. представлены в табл. 2.22.

2.22. Приём и передача электроэнергии за 2016 г.

№	Наименование объекта учёта	$U_{\text{ном}}$, кВ	Количество активной электроэнергии, тыс. кВт·ч	ТН, класс точности, %	ТТ, класс точности, %	Счётчик, класс точности, %	Потери в линии, ТН-счётчик, %
I. Приём электроэнергии в сеть							
	ПС 497 фидер 33	10	1794,336	0,5	0,5	0,5	
	ПС 497 фидер 43	10	21 119,400	0,5	0,5	0,5	
	ПС 497 фидер 76	10	19 678,460	0,5	0,5	0,5	
	ПС 497 фидер 80	10	13 128,612	0,5	0,5	0,5	
	КТП Гараж фидер 2	10	534,888	0,5	0,5	0,5	

Продолжение табл. 2.22

№	Наименование объекта учёта	$U_{\text{ном}},$ кВ	Количество активной электроэнергии, тыс. кВт·ч	ТН, класс точности, %	ТТ, класс точности, %	Счётчик, класс точности, %	Потери в линии, ТН-счётчик, %
	РП-7 фидер 1	10	3466,152	0,5	0,5	0,5	
	РП-7 фидер 2	10	848,416	0,5	0,5	0,5	
	РП-7 фидер 5	10	5773,656	0,5	0,5	0,5	
	РП-7 фидер 23	10	10 358,336	0,5	0,5	0,5	
	РП-7 фидер 24	10	3626,072	0,5	0,5	0,5	
	РП Запад фидер 2	10	8510,624	0,5	0,5	0,5	
	РП Запад фидер 17	10	9883,648	0,5	0,5	0,5	
	РП-8 фидер 19	10	735,209	0,5	0,5	0,5	
	РП-8 фидер 3	10	4090,332	0,5	0,5	0,5	
	РП-8 фидер 25	10	3601,412	0,5	0,5	0,5	
	РП-5/50 фидер 6	10	1652,241	0,5	0,5	0,5	
	ЦРП-412 фидер 23	10	7299,032	0,5	0,5	0,5	
	ЦРП-412 фидер 22	10	11 271,496	0,5	0,5	0,5	
	ПС-495, фидер 1	10		0,5	0,5	0,5	
	ПС-495, фидер 3	10		0,5	0,5	0,5	

II. Отдача электроэнергии из сети

III. Объём переданной электроэнергии

1	Потребители 2,0 ТТ	0,38			0,5	2,0	
2	Потребители 2,0 прямоточные	0,38				2,0	
3	Потребители 0,5 ТТ	0,38			0,5	0,5	
4	Потребители 2,5 однофазные	0,38				2,5	
5	Потребители 2,0 однофазные	0,38				2,0	
6	Потребители по 10 кВ	10		0,50	0,5	2,0	

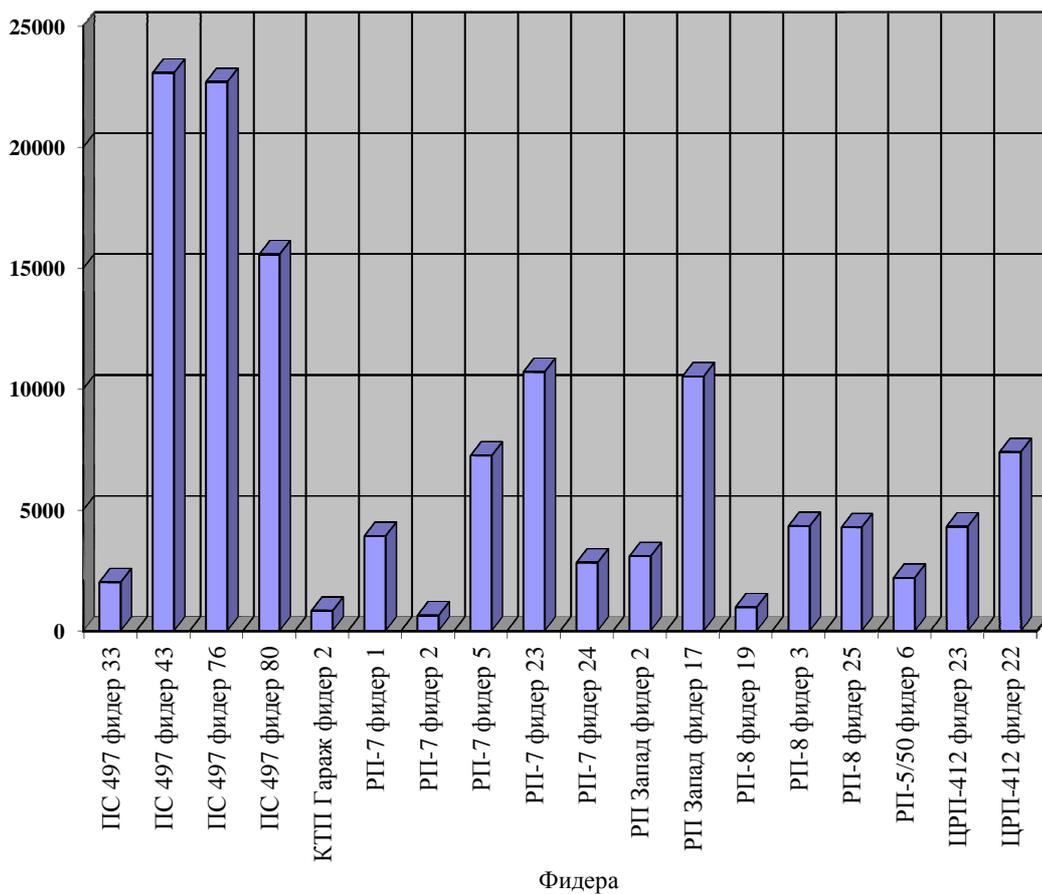


Рис. 2.9. Приём электроэнергии в сеть по фидерам за 2010 г.

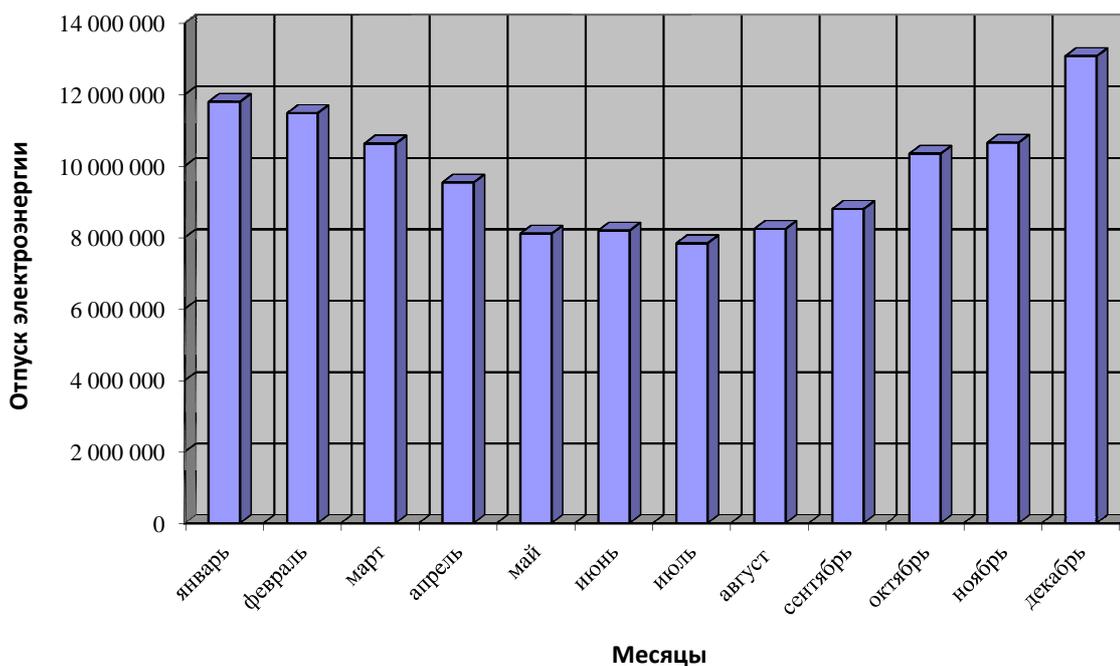


Рис. 2.10. Полезный отпуск электроэнергии за 2010 г. по месяцам

Из рисунка 2.9 следует, что максимальное количество электроэнергии передаётся по фидерам 43 и 76 ПС 497.

Наблюдается сезонный характер нагрузок с максимумом потребления в декабре и минимумом потребления в июле (рис. 2.10). Замеры, проводимые в режимные дни, отражают максимальные и минимальные нагрузки. Минимальный полезный отпуск электроэнергии в июле составил 59,92% от максимального в декабре.

Фактический баланс электроэнергии, сложившийся по итогам 2010 г., представлен в табл. 2.23.

2.23. Баланс электроэнергии по итогам 2010 г.

№	Статья приход / расход	2010 г., тыс. кВт·ч	Примечание
1	Приход		Отпуск в сеть
1.1	Сторонний источник	125 431,29	
1.2	Собственный источник	–	
Итого суммарный приход		125 431,29	
2	Расход		
2.1	Технологический расход	–	
2.2	Расход на собственные нужды	23 983,35	19,12% от отпуска в сеть
2.3	Субабоненты (сторонние потребители)	94 627,40	75,44% от отпуска в сеть
2.4	Фактические (отчётные) потери	6820,54	23,91% от отпуска в сеть
2.5	Технологические потери всего, в том числе:	8399,16	6,70% от отпуска в сеть
2.5.1	– условно-постоянные потери	3220,20	38,34% от технологических потерь
2.5.2	– нагрузочные потери	4741,89	56,46% от технологических потерь
2.5.3	– потери, обусловленные допустимыми погрешностями приборов учёта	437,07	5,20% от технологических потерь
2.6	Нерациональные потери	–	–
Итого суммарный расход		125 431,29	

Сравним динамику отпуска электроэнергии в сеть, собственное потребление предприятия, отпуск субабонентам и величины фактических потерь электроэнергии за четыре года – с 2007 по 2010 г. (рис. 2.11 – 2.14).

Анализ полученных диаграмм и соотношения в балансе величин электроэнергии, идущей на собственное потребление предприятия и передаваемой субабонентам, позволяет сделать вывод о том, что величина отпуска в сеть предприятия главным образом зависит от потребления субабонентов. Динамика же собственного потребления предприятия показывает устойчивое снижение потребления электроэнергии объектов предприятия. Потребление объектов мало

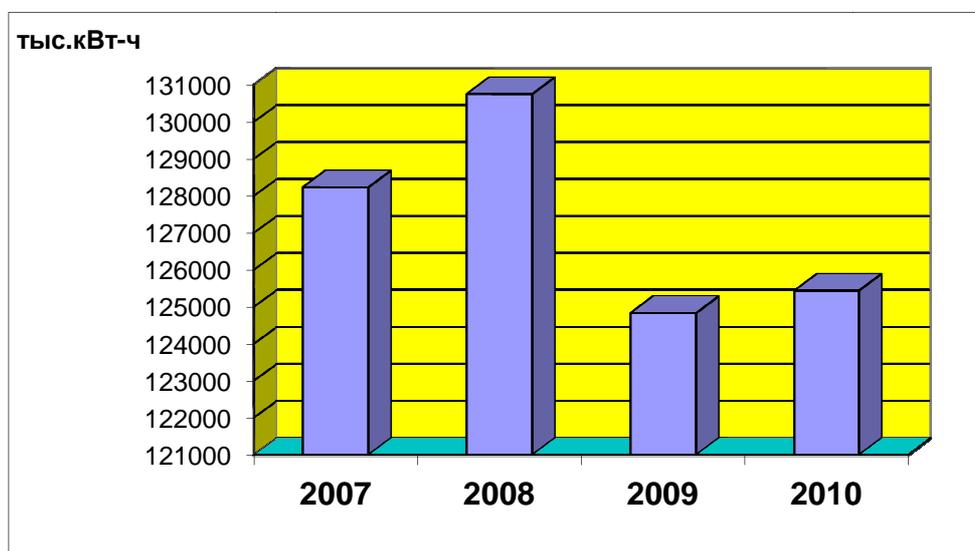


Рис. 2.11. Динамика отпуска электроэнергии в сеть в 2007 – 2010 гг.

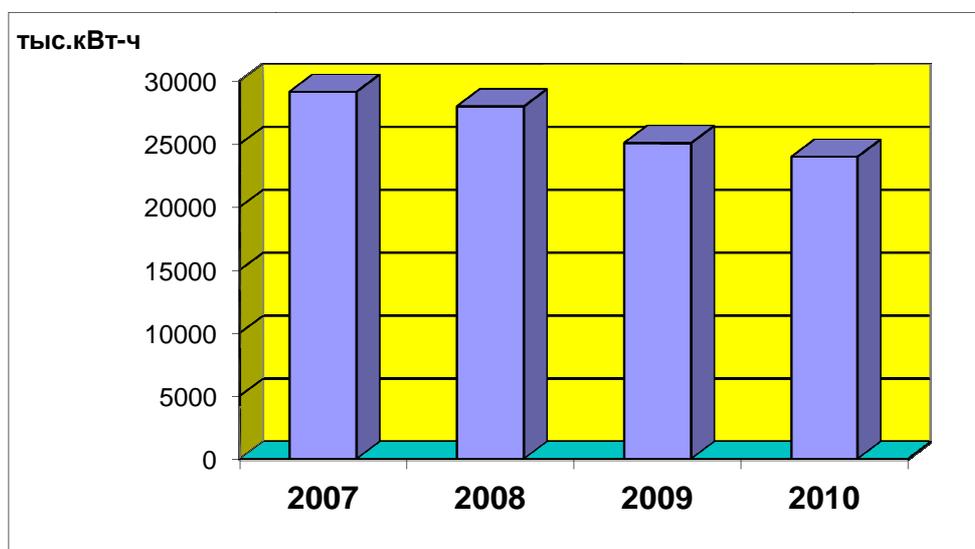


Рис. 2.12. Динамика собственного потребления электроэнергии в 2007 – 2010 гг.

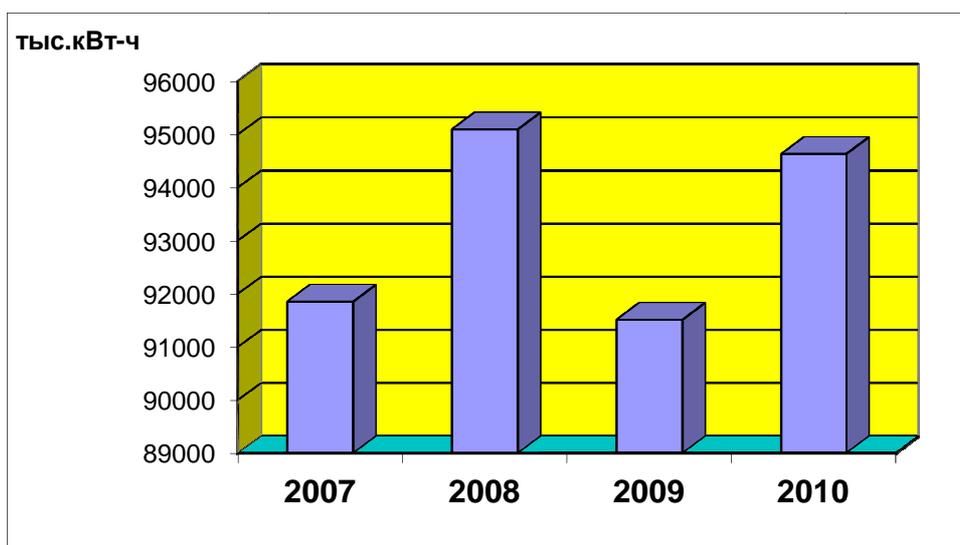


Рис. 2.13. Динамика отпуска электроэнергии субабонентам в 2007 – 2010 гг.

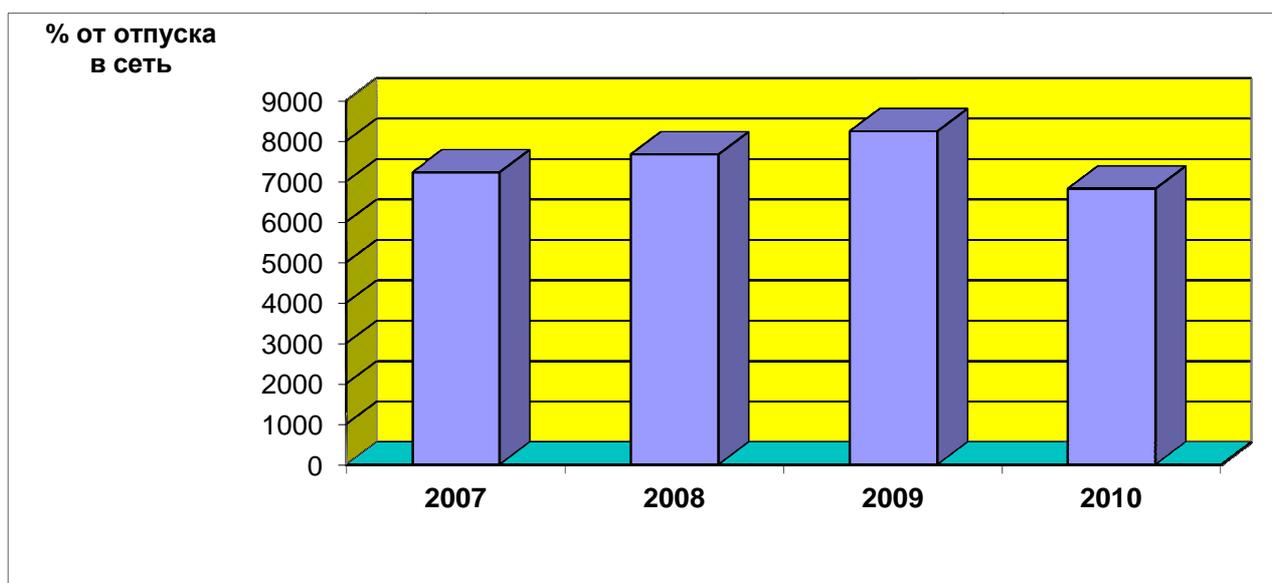


Рис. 2.14. Динамика фактических потерь электроэнергии в 2007 – 2010 гг.

зависит от внешних факторов. Потребление воды (и соответственно водоотведение) не сокращалось. Производство тепловой энергии котельной зависит от температуры воздуха. Снижение потребления электроэнергии связано с внедрением на предприятии энергосберегающих технологий и в первую очередь с установкой частотно-регулируемого привода электродвигателей (табл. 2.24 – 2.26).

2.24. Сведения о рекомендуемых мероприятиях по энергосбережению и повышению энергетической эффективности

№	Наименование мероприятия	Сведения о планируемом годовом изменении потребления (потерь) энергетических ресурсов и воды					Необходимый объем финансирования на реализацию мероприятия, тыс. р. (в ценах на момент составления энергетического паспорта)	Рекомендуемая дата внедрения (месяц, год)
		№	Вид энергетического ресурса	Планируемое годовое изменение потребления (потерь) энергетических ресурсов и воды				
				в натуральном выражении (энергетическом эквиваленте)		в стоимостном выражении, тыс. р. (в ценах на момент составления энергетического паспорта)		
				ед. изм.	значение			
1	Устранение утечек в системе водоснабжения	1	Вода	тыс. м ³	-0,0741	-1,482	2	Февраль 2018 г.
2	Установка тепловой изоляции за приборами отопления	1	Тепловая энергия	Гкал	-20	-44,3	5	Июнь 2018 г.
3	Чистка светильников	1	Электрическая энергия	тыс. кВт·ч	-1	-6,35	1	Март 2018 г.
4	Установка светодиодных ламп	1	Электрическая энергия	тыс. кВт·ч	-5	-30	25	Март 2020 г.
5	Замена балконного блока на пластиковый в спальне группы № 7 (2 этаж)	1	Тепловая энергия	Гкал	-0,2	-0,4	25	Апрель 2019 г.
6	Замена балконного блока в раздевалке группы № 5 (2 этаж)	1	Тепловая энергия	Гкал	-0,2	-0,4	25	Февраль 2020 г.
7	Замена входной двери в групповое помещение группы № 1 (1этаж)	1	Тепловая энергия	Гкал	-0,2	-0,4	25	Май 2019 г.
8	Замена межкомнатной двери из раздевалки в игровое помещение группы № 2	1	Тепловая энергия	Гкал	-0,2	-0,4	5	Апрель 2019 г.

№	Наименование мероприятия	Сведения о планируемом годовом изменении потребления (потерь) энергетических ресурсов и воды					Необходимый объем финансирования на реализацию мероприятия, тыс. р. (в ценах на момент составления энергетического паспорта)	Рекомендуемая дата внедрения (месяц, год)
		№	Вид энергетического ресурса	Планируемое годовое изменение потребления (потерь) энергетических ресурсов и воды				
				в натуральном выражении (энергетическом эквиваленте)		в стоимостном выражении, тыс. р. (в ценах на момент составления энергетического паспорта)		
				ед. изм.	значение			
9	Частичная замена батарей на биметаллические: группа № 5, 4; 7, 6, кабинет психолога (всего 10 шт.)	1	Тепловая энергия	Гкал	-0,2	-0,4	30	Февраль 2019 г.
10	Оптимизация работы электротехнического оборудования (стиральных машин, электрических плит, сушильных шкафов)	1	Электрическая энергия	тыс. кВт·ч	-1	-6,35	10	Октябрь 2019 г.
Итого по электрической энергии				тыс. кВт·ч	-7	-90,482	153	-

2.25. Мероприятия по энергосбережению

№	Наименование мероприятия	Сведения о планируемом годовом изменении потребления (потерь) энергетических ресурсов и воды					Необходимый объем финансирования на реализацию мероприятия, тыс. р. (в ценах на момент составления энергетического паспорта)	Рекомендуемая дата внедрения (месяц, год)
		№	Вид энергетического ресурса	Планируемое годовое изменение потребления (потерь) энергетических ресурсов и воды				
				в натуральном выражении (энергетическом эквиваленте)		в стоимостном выражении, тыс. р. (в ценах на момент составления энергетического паспорта)		
				ед. изм.	значение			
1	Устранение утечек в системе водоснабжения	1	Вода	тыс. м ³	-0,0741	-1,482	2	Февраль 2018 г.

№	Наименование мероприятия	Сведения о планируемом годовом изменении потребления (потерь) энергетических ресурсов и воды				Необходимый объём финансирования на реализацию мероприятия, тыс. р. (в ценах на момент составления энергетического паспорта)	Рекомендуемая дата внедрения (месяц, год)	
		№	Вид энергетического ресурса	Планируемое годовое изменение потребления (потерь) энергетических ресурсов и воды				
				в натуральном выражении (энергетическом эквиваленте)				
				ед. изм.	значение*			в стоимостном выражении, тыс. р. (в ценах на момент составления энергетического паспорта)
2	Установка тепловой изоляции за приборами отопления	1	Тепловая энергия	Гкал	-20	-44,3	5	Июнь 2018 г.
3	Чистка светильников	1	Электрическая энергия	тыс. кВт·ч	-1	-6,35	1	Март 2018 г.
4	Установка светодиодных ламп	1	Электрическая энергия	тыс. кВт·ч	-5	-30	25	Март 2020 г.
5	Замена одного окна на пищеблоке	1	Тепловая энергия	Гкал	-0,2	-0,4	12	Апрель 2019 г.
6	Замена одного окна в санузле	1	Тепловая энергия	Гкал	-0,2	-0,4	12	Февраль 2020 г.

2.26. Таблица целевых показателей в соответствии с ПП 1289

Показатель	Удельное годовое значение	Уровень высокой эффективности (справочно)	Потенциал снижения потребления	Целевой уровень экономии	Целевой уровень снижения за первый год	Целевой уровень снижения за первый и второй год	Целевой уровень снижения за трехлетний период
Потребление тепловой энергии на отопление и вентиляцию, Втч/м ² /ГСОП	49,87	33,9	33%	3%	49,46	49,05	48,24
Потребление горячей воды, м ³ /чел	требование по снижению потребления не устанавливается	неприменимо	неприменимо	неприменимо	неприменимо	неприменимо	неприменимо
Потребление холодной воды, м ³ /чел	4,24	4,5	0%	0%	Здание эффективно. Требование не устанавливается.	Здание эффективно. Требование не устанавливается.	Здание эффективно. Требование не устанавливается.
Потребление электрической энергии, кВтч/м ²	0,12	26,2	0%	0%	Здание эффективно. Требование не устанавливается.	Здание эффективно. Требование не устанавливается.	Здание эффективно. Требование не устанавливается.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Отличительной особенностью деятельности в области энергетического аудита является важность установления корректных значений оптимального потребления энергетических ресурсов, а также значений потерь энергии. При этом важно правильно оценивать стратегию реализации мероприятий по энергосбережению, применяя актуальные технические подходы по снижению затрат на различные виды энергии. Текущая доктрина в области законодательства по энергосбережению требует от муниципальных организаций декларирования показателей энергопотребления и поддержания эффективного уровня затрат энергии.

На законодательном уровне, кроме основного Федерального закона № 261-ФЗ, появилось и ПП 1289, которое уточнило деятельность организаций в сфере проведения мероприятий по энергосбережению.

Реализация мероприятий по энергосбережению связано с использованием новых видов инструментального анализа как потерь электрической энергии, так и потерь тепловой энергии. Следует учитывать новые методы мониторинга за потреблением электрической энергией и появлением новых технологий телеметрии, которые позволяет повысить эффективность использования электрической энергии.

На государственном уровне формирование концепции энергосбережения реализовано в Дорожной карте НТИ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации : федер. закон / принят Гос. Думой 11.11.2009 г. ; одобр. Советом Федерации 18.11.2009 г. // Российская газета. – 2009. – 27 нояб. – № 226.
2. О требованиях к снижению государственными (муниципальными) учреждениями в сопоставимых условиях суммарного объёма потребляемых ими дизельного и иного топлива, мазута, природного газа, тепловой энергии, электрической энергии, угля, а также объёма потребляемой ими воды : ПП РФ № 1289 от 07.10.2019 г.
3. О реализации Национальной технологической инициативы : ПП от 18.04.2016 г. № 317. – URL : <http://government.ru/news/25948/>
4. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях : учебник / О. Л. Данилов [и др.] ; под ред. А. В. Клименко. – Москва : Издательский дом МЭИ, 2010. – 424 с.
5. Варнавский, Б. П. Энергоаудит промышленных и коммунальных предприятий : учебное пособие / Б. П. Варнавский, А. И. Колесников, М. Н. Федоров. – Москва : АСЭМ, 2009. – 301 с.
6. Методические указания по проведению энергоресурсаудита в жилищно-коммунальном хозяйстве. – Москва : Изд-во Госстроя РФ, 2001. – 231 с.
7. Герасименко, А. А. Передача и распределение электрической энергии : учебное пособие / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. Ростов-на-Дону : ФЕНИКС ; Красноярск : Издательские проекты, 2006. – 720 с.
8. Идельчик, В. И. Электрические системы и сети / В. И. Идельчик. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
9. Вычегжанин А. В. Проектирование сетевого района : учебно-методическое пособие по курсовому проектированию / А. В. Вычегжанин, Г. А. Черепанова. – Киров : Вятск. гос. ун-т, 2009. – 66 с.

10. Вычегжанин, А. В. Установившиеся режимы электрических сетей в примерах и задачах : учебное пособие / А. В. Вычегжанин, Г. А. Черепанова. – Киров : Вятск. гос. ун-т, 2009. – 116 с.
11. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С. С. Рокотяна и И. М. Шапиро. – 3-е изд., перераб. и доп. – Москва : Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.
12. Дубинский, М. Ю. Энергоэффективность металлургической промышленности России (анализ и предложения) / М. Ю. Дубинский // Автоматизированные печные агрегаты и энергосберегающие технологии в металлургии : 2-я Междунар. конф. – Москва : Изд-во МИСиС, 2012. – 274 с.
13. Рекомендации по организации учёта тепловой энергии и теплоносителей на предприятиях, в учреждениях и организациях жилищно-коммунального хозяйства и бюджетной сферы. – Москва : Изд-во Госстроя РФ, 1999. – 311 с.
14. Варнавский, Б. П. Энергоаудит промышленных и коммунальных предприятий : учебное пособие / Б. П. Варнавский, А. И. Колесников, М. Н. Федоров. – Москва : АСЭМ, 2009. – 301 с.
15. Методические указания по проведению энергоресурсаудита в жилищно-коммунальном хозяйстве. – Москва : Изд-во Госстроя РФ, 2001. – 231 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
Введение	4
Глава 1. Общие вопросы энергетического обследования	5
1.1. Законодательство Российской Федерации в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности	5
1.1.1. Законодательная концепция энергетического обследования	5
1.2. Концепция энергетического обследования	6
1.2.1. Понятия, цели и задачи энергетического обследования	6
1.3. Этапы энергетического обследования	13
1.3.1. Энергетическое обследование первого уровня	13
1.3.2. Этап оформления и согласования результатов энергетического обследования	13
1.4. Экономические аспекты проведения энергетического обследования	16
1.4.1. Принципы определения стоимости энергетического обследования	16
1.4.2. Экономическая эффективность энергосберегающих мероприятий	20
Тесты к главе 1	39
Глава 2. Практические примеры энергетического обследования электро-энергетических объектов	43
2.1. Энергетический паспорт предприятия	43
2.1.1. Общая характеристика электрохозяйства предприятия	47
2.1.2. Кабельные линии 10 кВ	48

2.1.3. Электроустановки, участвующие в технологическом процессе	49
2.1.4. Учёт электрической энергии	49
2.1.5. Состояние основных фондов	55
2.1.6. Техническое обслуживание электротехнического оборудования	56
2.2. Анализ режимов работы электрических сетей	63
2.2.1. Анализ расчётов технологических потерь электроэнергии	66
2.2.2. Объём электроэнергии по каждой группе, принятый на основе данных, предоставленных предприятием	70
2.2.3. Анализ балансов электрической энергии	74
Заключение	83
Список литературы	84

Учебное электронное издание

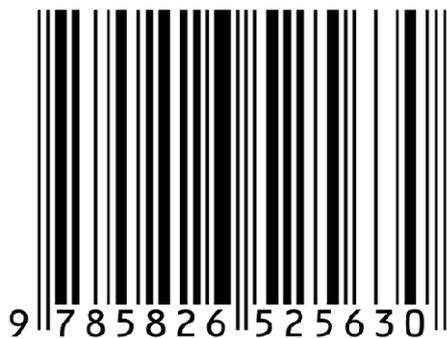
КОБЕЛЕВ Александр Викторович
ЩЕГОЛЬКОВ Александр Викторович
ТЕРЕХОВА Анастасия Андреевна

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ И ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ

Учебное пособие

Редактор Л. В. Комбарова
Компьютерное макетирование М. А. Евсейчевой
Обложка, упаковка, тиражирование Л. В. Комбаровой

ISBN 978-5-8265-2563-0



Подписано к использованию 01.03.2023.
Тираж 50 шт. Заказ № 20

Издательский центр ФГБОУ ВО «ТГТУ»
392000, г. Тамбов, ул. Советская, д. 106, к. 14
Телефон: (4752) 63-81-08
E-mail: izdatelstvo@tstu.ru