

Владимирский государственный университет

А. Н. СТАРИКОВ

МЕТОДИКА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

Учебное пособие



Владимир 2022

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Владимирский государственный университет
имени Александра Григорьевича и Николая Григорьевича Столетовых»

А. Н. СТАРИКОВ

МЕТОДИКА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

Учебное пособие

Электронное издание



Владимир 2022

ISBN 978-5-9984-1257-8

© ВлГУ, 2022

© Стариков А. Н., 2022

УДК 24.57
ББК 662.6

Рецензенты

Доктор технических наук
профессор кафедры автоматизации, мехатроники и робототехники
Владимирского государственного университета
имени Александра Григорьевича и Николая Григорьевича Столетовых
О. В. Веселов

Кандидат технических наук
генеральный директор ООО «Рарок»
А. В. Власов

Стариков, А. Н. Методика энергетического обследования предприятия [Электронный ресурс] : учеб. пособие / А. Н. Стариков ; Владимир. гос. ун-т им. А. Г. и Н. Г. Столетовых. – Владимир : Изд-во ВлГУ, 2022. – 137 с. – ISBN 978-5-9984-1257-8. – Электрон. дан. (1,98 Мб). – 1 электрон. опт. диск (DVD-ROM). – Систем. требования: Intel от 1,3 ГГц ; Windows XP/7/8/10 ; Adobe Reader ; дисковод DVD-ROM. – Загл. с титул. экрана.

Рассматриваются вопросы энергетической эффективности функционирования современного предприятия, баланс топливных, энергетических, ресурсных характеристик и результатов производства, устойчивость развития энерго-, ресурсоэкономии, административные, организационные, технические, материальные, конструктивные, финансовые возможности. Приводится список рекомендуемой литературы. Даются примеры отдельных расчётов.

Предназначено для обучающихся дневного, заочного и дистанционного отделений по направлению подготовки 08.04.01 – Строительство (уровень магистратура), профиль подготовки «Теплогасоснабжение населённых мест и предприятий», «Системы обеспечения микроклимата зданий и сооружений».

Рекомендовано для формирования профессиональных компетенций в соответствии с ФГОС ВО.

Табл. 72. Ил. 1. Библиогр.: 24 назв.

ISBN 978-5-9984-1257-8

© ВлГУ, 2022
© Стариков А. Н., 2022

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
ТЕМА 1. ВИДЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБСЛЕДОВАНИЙ (ЭНЕРГОАУДИТА).....	6
ТЕМА 2. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ.....	9
ТЕМА 3. ТРЕБОВАНИЕ КОНТРОЛИРУЮЩИХ ОРГАНОВ К ОРГАНИЗАЦИИ ПРОВЕДЕНИЯ И ОФОРМЛЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБСЛЕДОВАНИЙ.....	11
ТЕМА 4. ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ	13
4.1. Цель и задачи обследования	13
4.2. Порядок обследования.....	13
4.3. Объекты обследования	14
4.4. Сбор документальной информации.	17
4.5. Визуальное и инструментальное обследование	19
ТЕМА 5. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ОБСЛЕДОВАНИЯ	23
5.1. Анализ эффективности использования энергоресурсов.....	23
5.2. Анализ удельных расходов и разработка системы нормативов потребления энергоресурсов	24
ТЕМА 6. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РАЗРАБОТКЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ БАЛАНСОВ	30
6.1. Реализация построения энергетических балансов	30

6.2. Разработка баланса потребления топлива	38
6.3. Разработка баланса потребления тепловой энергии	39
6.4. Разработка баланса потребления электроэнергии.....	45
ТЕМА 7. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРЕДПРИЯТИЯ	49
7.1. Содержание энергопаспорта и отчета по энергетическому обследованию	49
7.2. Формы энергетического паспорта потребителя.	51
7.3. Опросные листы.	53
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	56
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	57
ПРИЛОЖЕНИЯ	59

ВВЕДЕНИЕ

Энергоэффективность – одна из важнейших задач современной промышленности. Реализация промышленного, энергетического и экономического потенциала России в данной связи предполагает активные действия в области технологий, организации производства, а также мотивации, бизнеса и гражданского общества как на федеральном, так и на региональном уровнях.

Есть богатый опыт региональных программ по энергетической эффективности. Разрабатываются новые программы, включая энергетическое обследование отраслей и предприятий, определение путей решения проблемы, организацию контроля, обучения, работы с населением. Предлагаются новые технологии, программное обеспечение. Разрабатываются новые технологии по производству (генерации) энергии, использование ВИЭ (в первую очередь при решении задачи обеспечения труднодоступных малонаселенных районов). Накапливается опыт по утилизации отходов.

Во многих регионах к работе по энергоэффективности подключились неправительственные и общественные организации. Основное направление работы – экологическое образование и просвещение.

ТЕМА 1. ВИДЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБСЛЕДОВАНИЙ (ЭНЕРГОАУДИТА)

1.1. При проведении энергетического обследования (энергоаудита) производится оценка эффективности использования, в т.ч. - по показателям энергоэффективности, всех видов ТЭР потребляемых (используемых) потребителем ТЭР, а также вторичных энергоресурсов. Под показателем энергоэффективности понимается абсолютная, удельная или относительная величина потребления (использования) или потерь энергетических ресурсов для продукции (услуг) любого назначения или технологического процесса. Анализуются все аспекты деятельности потребителя ТЭР в сфере рационализации топливо- и энергопотребления. По результатам энергетического обследования (энергоаудита) составляется энергетический паспорт установленного образца, либо уточняется существующий.

1.2. По срокам проведения энергетические обследования потребителей ТЭР подразделяются на:

а) первичные.

Проводятся в отношении потребителей ТЭР, ранее не подвергавшихся энергетическим обследованиям (энергоаудиту) или перерыв в обследованиях которых составляет более 5 лет;

б) очередные.

Проводятся не реже одного раза в пять лет, и не чаще, чем один раз в два года в плановом порядке – для сравнения текущих показателей энергоэффективности с показателями, определенными предыдущим обследованием, сертификации потребителя ТЭР в системе добровольной сертификации РИЭР, внесения изменений в энергетический паспорт и т.д.;

в) внеочередные.

Проводятся при выявлении у потребителя ТЭР роста объемов потребления ТЭР, снижения эффективности использования ТЭР, роста себестоимости продукции и топливной составляющей в ней, выбросов

в атмосферу и т.д., а также в случае обращения потребителя ТЭР в органы государственной власти за предоставлением льгот, связанных с использованием ТЭР; при проверке обоснованности заявленных технологических потерь ТЭР и тарифов при утверждении, а также оценки их составляющих; при изменении вида используемого топлива -независимо от количества потребляемых ТЭР; при увеличении потребности в ТЭР более чем на 25% от установленной в результате плановых проверок;

г) предэксплуатационные.

Проводятся перед началом или в начале эксплуатации оборудования потребителем ТЭР для определения первичных характеристик энергоэффективности и их соответствия паспортным, проектным и нормативным показателям – для основного энергопотребляющего оборудования (более 5% от потребляемого вида ТЭР), генерирующего оборудования и оборудования в составе систем энергоснабжения – при его замене, капитальном ремонте, изменении условий и режимов эксплуатации.

1.3. По объемам проводимых работ энергетические обследования (энергоаудит) потребителей ТЭР подразделяются на:

а) экспресс - обследования (экспресс- аудит).

Проводится по сокращенной программе, как правило, с минимальным использованием или без использования приборного оборудования и носит ограниченный по объему и времени проведения характер. При этом может производиться оценка эффективности использования всех или одного из видов ТЭР (электрическая и тепловая энергии; твердое, жидкое или газообразное топливо), вторичных энергоресурсов, функционирования отдельной группы оборудования (отдельного агрегата), либо отдельных показателей энергоэффективности и т.д.;

б) полные инструментальные обследования.

Проводятся по всем видам ТЭР с инструментальными замерами, необходимый объем которых определяется энергоаудитором в соответствии с согласованной программой показателями, определенными предыдущим обследованием, сертификации потребителя ТЭР в системе добровольной сертификации РИЭР, внесения изменений в энергетический паспорт и т.д. данного энергетического обследования;

в) комплексные обследования.

Обследования, совмещающие в себе различные цели проведения данных работ и совмещающие различные виды аудита (энергетический и экологический, энергетический и сертификация по системе добровольной сертификации РИЭР, экологический и сертификация по системе добровольной сертификации РИЭР и пр.);

ТЕМА 2. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Энергетическое обследование (энергоаудит) – обследование энергетических объектов с целью выявления уровня энергетической эффективности, определения мер по его повышению и возможностей их реализации, включающее сбор документальной информации, инструментальное обследование, анализ информации и разработку рекомендаций по энергосбережению.

Энергетический объект - любое сооружение или группа сооружений, предназначенные для производства, транспорта, распределения и/или преобразования энергии, а также ее использования для получения продукции или услуг.

Энергопотребление – физическая величина, отражающая количество потребляемого хозяйственным субъектом энергоресурса определенного качества, которая используется для расчета показателей энергоэффективности.

Энергосбережение* – реализация правовых, организационных, научных, производственных, технических и экономических мер, направленных на эффективное использование энергетических ресурсов и на вовлечение в хозяйственный оборот возобновляемых источников энергии.

Топливо-энергетический ресурс (ТЭР)* – носитель энергии, который используется в настоящее время или может быть использован в перспективе.

Эффективное использование ТЭР – достижение экономически оправданной эффективности использования энергетических ресурсов при существующем уровне развития техники и технологий и соблюдении требований к охране окружающей природной среды.

Вторичные энергоресурсы (ВЭР) – энергетический потенциал основного, промежуточного, побочного продуктов и отходов производ-

* Определения заимствованы из Федерального Закона «Об Энергосбережении»

ства, образующихся в технологических агрегатах, который не используется в самом агрегате, но может быть частично или полностью использован для энергоснабжения других агрегатов.

Показатель эффективности – абсолютная или удельная величина потребления или потери энергетических ресурсов для продукции любого назначения, установленная государственными стандартами.

Сбор документальной информации – сбор данных о потреблении энергоресурсов, выпуске продукции, выполнении работ и оказании услуг, о технологических параметрах, технико-экономических показателях, климатических наблюдениях и других данных, которые необходимо учитывать при расчете эффективности энергетического объекта.

Инструментальное обследование – измерение и регистрация характеристик энергопотребления с помощью стационарных или портативных приборов.

Анализ информации – качественная и количественная оценка показателей энергетической эффективности и резервов энергосбережения на основе собранной документальной информации и данных инструментального обследования.

Разработка рекомендаций по энергосбережению – обоснование экономических, организационных, технических и технологических усовершенствований, в основном направленных на повышение энергоэффективности объекта, с обязательной оценкой возможностей их реализации, предлагаемых затрат и прогнозируемого эффекта в физическом и денежном выражении.

Топливо-энергетический баланс предприятия – это совокупность материальных и энергетических балансов всех видов энергоносителей, потребляемых предприятием.

Энергетический паспорт – регламентированный нормативный документ, в Формах которого по результатам энергоаудита сведены фактические и рекомендуемые показатели энергоэффективности и программа реализации имеющегося резерва экономии энергоресурсов.

ТЕМА 3. ТРЕБОВАНИЕ КОНТРОЛИРУЮЩИХ ОРГАНОВ К ОРГАНИЗАЦИИ ПРОВЕДЕНИЯ И ОФОРМЛЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБСЛЕДОВАНИЙ

3.1. Энергетические обследования (энергоаудит) проводятся в соответствии с методической документацией, разрабатываемой в рамках системы РИЭР применительно к специфике обследуемого объекта, и направляемой в Межрегиональную ассоциацию «Энергоэффективность и нормирование» (МАЭН), ведущую реестр методической документации, используемой при проведении энергетических обследований.

3.2. Перед началом энергетического обследования энергоаудитор в соответствии с выбранной методикой составляет Программу выполнения энергетического обследования (энергоаудита) и утверждает ее на обследуемом предприятии. Утвержденная Программа направляется в МАЭН (или уполномоченный им орган) для регистрации.

3.3. Оформление результатов энергетических обследований (энергоаудита).

По результатам энергетических обследований (энергоаудита) оформляется следующая документация:

- отчет о проделанной работе с результатами инструментального обследования, расчетными материалами, топливно-энергетическим балансом;
- энергетический паспорт, т.е. документ, составленный в соответствии с ГОСТ Р51379-99, и отражающий баланс потребления и показатели эффективности использования ТЭР в процессе хозяйственной деятельности; энергетический паспорт гражданского здания – документ, содержащий геометрические, энергетические и теплотехнические характеристики зданий и проектов зданий, ограждающих конструкций и устанавливающий их соответствие требованиям нормативных документов; программа (предложения) по повышению эффективности использования ТЭР, снижению затрат на топливо- и энергообеспечение и внедрению энергосберегающих мероприятий для обследуемого предприятия (организации).

3.4. В результатах энергетического обследования (энергоаудита) дается оценка эффективности использования ТЭР в организации, раскрываются причины выявленных нарушений и недостатков в их использовании, определяются имеющиеся резервы экономии ТЭР, предлагаются технические и организационные энергосберегающие решения с указанием прогнозируемой экономии в натуральном и стоимостном выражении и оценкой стоимости их реализации. Косвенная оценка параметров эффективности использования ТЭР не допускается.

3.5. Рекомендации по энергосбережению и эффективному использованию ТЭР не могут снижать экологические характеристики оборудования и технологических процессов, уровень безопасности и комфортности работы персонала, качество продукции и безопасность персонала.

3.6. В ходе энергетического обследования (энергоаудита) организаций, для которых установлен порядок регулирования потребления или потерь ТЭР, проверяется соответствие регулируемого показателя фактическим потребностям и обоснованность этих величин.

3.7. В десятидневный срок после подготовки отчетных документов энергоаудитор представляет документы в МАЭН или уполномоченный им орган. МАЭН обобщает отчетные документы, вырабатывает рекомендации, подготавливает справочные материалы и направляет их в Минпромэнерго России для использования при подготовке ежегодного доклада в Правительство Российской Федерации.

3.8. После подписания отчетных документов по проведенным энергетическим обследованиям внесение исправления и дополнения в отчетные материалы не допускается.

ТЕМА 4. ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

Цель и задачи обследования

4.1.1. Целью энергетического обследования является оценка эффективности использования потребителем топливно-энергетических ресурсов, снижение затрат потребителей на энергообеспечение, сохранение природных не возобновляемых ресурсов, предупреждение отрицательных антропогенных воздействий и экологического риска.

4.1.2. Основными задачами энергетического обследования и энергетической паспортизации промышленных и городских объектов являются:

- сбор информации и оценка фактического состояния энергоиспользования, выявление неэффективного использования топлива и энергии, разработка мероприятий по их устранению;
- разработка рациональных удельных величин энергопотребления по результатам анализа сверхнормативных потерь и возможности их сокращения;
- совместный с энергопотребителем анализ фактического и нормативного топливно-энергетического баланса для поиска путей использования энергетических резервов.

Порядок обследования.

4.2.1. Энергетическое обследование выполняется по договору между организацией (группой специалистов), имеющей лицензию на проведение энергетических обследований, и обследуемым энергопотребителем (за счет финансовых средств последнего или стороннего инвестора). Также могут привлекаться средства федерального и регионального фондов энергосбережения, другие механизмы поощрения работ по повышению эффективности энергоиспользования, доступные на местном уровне.

4.2.2. Энергетическое обследование может выполняться и как часть энергосберегающего проекта. В этом случае стоимость обследования включается в общие затраты по проекту и учитывается при расчете экономической эффективности проекта.

4.2.3. Энергетическое обследование осуществляется группой экспертов в количестве не менее 3-х человек, включая руководителя.

Организации (группы экспертов), осуществляющие энергетическое обследование, должны руководствоваться отраслевыми и региональными руководящими документами, а также специальными методиками и рекомендациями по проверке энергоэффективности. Во всех случаях при проведении обследования необходимо учитывать отраслевые нормативно-технические требования, касающиеся правил эксплуатации, наладки и испытаний соответствующего оборудования и техники безопасности.

4.2.4. Энергетическое обследование содержит, как минимум, следующие этапы его проведения:

- сбор документальной информации;
- визуальное и инструментальное обследование;
- анализ информации;
- разработка системы нормативов и удельных расходов ТЭР;
- разработка рекомендаций по энергосбережению (Программа энергосбережения),
- составление энергетического паспорта и отчета о проведенном энергообследовании (расчетно-пояснительной записки – РПЗ).

Объекты обследования

Перечень типовых объектов и работ, выполняемых в процессе энергообследования, представлен в таблице 1.

Таблица 1**Типовые объекты и работы, выполняемые при энергоаудите предприятий**

№	Объект	Содержание работ
1	Здания	Оценка технического состояния стен, оконных и дверных заполнений, чердачных и подвальных перекрытий. Выявление зон максимальных тепловых потерь методами тепловизионного обследования. Определение с помощью средств инструментального контроля и расчетными методами значений термических сопротивлений по зонам зданий. Осуществление комплексного обследования систем отопления, вентиляции и кондиционирования, освещения и водоснабжения.
2	Системы электроснабжения	Снятие суточных и недельных графиков напряжений, токов, активной и реактивной мощности по трансформаторам и отдельным фидерам, температуры контактов и проводников. Анализ пиковой мощности, коэффициентов загрузки трансформаторов и кабелей, несимметрии фаз, $\cos\phi$, нестабильность напряжения, гармонические искажения.
3	Электропривод	Измерение графиков нагрузок, пусковых параметров, проверка состояния и соответствия мощности двигателей. Проверка компенсации реактивной мощности.
4	Освещение	Снятие суточных и недельных графиков нагрузки. Проверка соответствия уровня освещенности категории помещения и рабочего места, состояния окон и осветительных приборов, использования естественного и местного освещения. Оценка системы управления освещением.
5	Котлы	Измерение режимных параметров, состава дымовых газов в различных точках, давления в топке и тракте котла, температуры воды в различных точках, температуры воздуха, параметров пара, качество питательной и продувочной воды, температуры наружных поверхностей по всему тракту, характеристики электропривода насосов, вентиляторов и дымососов. Анализ избытка воздуха, КПД, состояния изоляции и потерь излучением, потерь с дымовыми газами и продувочной водой, общий тепловой баланс, присосы по тракту, уровень атмосферных выбросов.
6	Печи	Для газовых печей – измерение режимных параметров, состава дымовых газов в различных точках, давления в топке и тракте печи. Для электрических (резистивных) печей – измерение графика активной нагрузки, для индуктивных и дуговых печей дополнительное измерение – реактивная нагрузка и параметры качества электроэнергии. Измерение

№	Объект	Содержание работ
		массы, теплоемкости, скорости или частоты загрузки, температуры наружных поверхностей по всему тракту, расхода и температуры охлаждающей воды на входе и выходе, характеристики электропривода вытяжных вентиляторов и дымососов. Анализ избытка воздуха, КПД, состояния изоляции и потерь излучением, потерь с дымовыми газами, общего теплового баланса, присоса по тракту, уровня атмосферных выбросов.
7	Бойлеры, теплообменники	Проверка теплопередачи, гидросопротивления, состояния и качества изоляции, герметичности контуров.
8	Паровые системы	Проверка параметров пара, состояния конденсатоотводчиков, изоляции, утечек, наличие воздуха и неконденсируемых газов, пролетного пара, возврат конденсата.
9	Система горячего и холодного водоснабжения	Снятие графиков водопотребления. Тестирование утечек и непроизводительных потерь, соответствия качества воды технологическим требованиям. Проверка насосов, градиен, фильтров и другой арматуры. Определение значения термического сопротивления изоляции трубопроводов горячего водоснабжения. Оценка коррозионного состояния систем горячего и холодного водоснабжения, обследование тепловых пунктов, трубопроводов, отопительных приборов, запорной и регулирующей арматуры.
10	Отопление, вентиляция и кондиционирование	Измерение расхода, прямой и обратной температур теплоносителя, характеристик электропривода насосов и вентиляторов, температур и влажностей воздуха в помещениях и снаружи, инфильтрации, кратности воздухообмена, рециркуляции. Снятие графиков нагрузок, составление теплового и водяного балансов. Тестирование систем регулирования и учета. Проверка правильности выбора электроприводов вентиляторов и исправности воздухопроводов систем вентиляции и калориферных установок. Обследование фактических эксплуатационных характеристик систем вентиляции и калориферных установок.
11	Сжатый воздух	Тестирование электропривода, загрузки и режима работы компрессоров, системы регулирования давления, очистки и осушки, гидравлических параметров воздухопроводов, утечек, давления у потребителя, системы охлаждения компрессоров, состояния градиен, объем подпитки.
12	Холодильные установки	Измерение графиков нагрузок, характеристика холодильного цикла, вторичного контура, электропривода компрессоров, вентиляторов и насосов, системы регулирования . охлаждения.

№	Объект	Содержание работ
13	Система газоснабжения	Обследование технического состояния трубопроводов, газопотребляющих установок и газораспределительной арматуры. Определение газоплотности системы, фактического уровня потребления газа, показателей неполноты сгорания и утечки газа.
14	Основные технологические процессы	Изучение уровня технологической оснащенности, состояния механизации и автоматизации процессов, сопоставление с передовыми тенденциями.

Сбор документальной информации.

Энергетическое обследование осуществляется в два этапа. На предварительном этапе проводится ознакомление с объектом, его энергосистемами и их структурой, составом энергопотребителей. На основном этапе осуществляется непосредственно энергетическое обследование.

Предварительный этап служит для составления программы энергообследования. На этом этапе определяются основные энергетические характеристики объекта и его систем и устройств. На предварительном этапе следует четко определить доступную информацию по энергоиспользованию на объекте, определить степень ее достоверности, выделить ту ее часть, которая будет использоваться в дальнейшем обследовании. Необходимо выделить наиболее энергоемкие системы энергопотребления и места наиболее вероятных потерь энергоресурсов.

Информация фиксируется в типовых формах, примеры которых даны в приложении 1.

В конце предварительного этапа составляется программа проведения энергообследования, которая согласуется с администрацией объекта и подписывается двумя сторонами. На всем протяжении энергетического обследования происходит сбор информации в соответствии с разработанной программой. Источниками информации являются:

- интервью и анкетирование руководства и технического персонала;
- схемы энергоснабжения и системы учета расхода энергоресурсов;
- отчетная документация по коммерческому и техническому учету расхода энергоресурсов;
- счета от поставщиков энергоресурсов;
- суточные, недельные, месячные графики нагрузки энергосистем предприятия (объекта);
- данные по ценам и тарифам;
- техническая документация на энергопотребляющее оборудование (паспорта, формуляры, спецификации, технологические регламенты, режимные карты);
- отчетная документация по ремонтам, наладочным, испытательным и энергосберегающим мероприятиям;
- сведения по отказам энергетического оборудования и энергетических систем предприятия не менее чем за последние пять лет;
- перспективные программы и проекты ремонтов и реконструкции энергообъектов и зданий.

Перечисленная информация собирается, по возможности, не менее чем за 24 последних месяца и группируется по разделам. Например:

- ограждающие конструкции зданий предприятия, стены, оконные и дверные заполнения, чердачные и подвальные перекрытия;
- система центрального отопления зданий и цехов предприятия;
- система горячего и холодного водоснабжения предприятия;
- система водооборотных циклов (техническое и общехозяйственное водоснабжение) предприятия;
- системы принудительной и естественной вентиляции на предприятии;
- система газоснабжения объектов предприятия;
- система электроснабжения объектов предприятия;

- система обеспечения сжатым воздухом и техническими газами (азот, кислород, водород, углекислый газ и т.п.) объектов предприятия;
- системы технического и коммерческого учета расхода энергоносителей.

Визуальное и инструментальное обследование

4.1.1. Виды измерений при обследовании.

Визуальное и инструментальное обследования применяются для восполнения отсутствующей информации, которая необходима для оценки эффективности энергоиспользования, но не может быть получена из документов или вызывает сомнение в достоверности.

Для проведения инструментального обследования должны применяться имеющиеся стационарные приборы и, главным образом, специализированные портативные приборы.

При проведении измерений целесообразно максимально использовать уже существующие узлы учета энергоресурсов на объекте, как коммерческие, так и технические. Измерения при инструментальном обследовании подразделяются на следующие виды:

1. Однократные измерения, при которых оценивается энергоэффективность отдельного объекта при работе в определенном режиме. Например, измерение КПД котла, обследование насосов, вентиляторов, компрессоров и т.п. Для однократных измерений достаточен минимальный набор измерительных приборов, оснащение которых записывающими устройствами не является обязательным.

2. Балансовые измерения осуществляются для составления баланса распределения конкретного энергоресурса между отдельными потребителями, участками или подразделениями предприятия. Для проведения балансовых измерений необходимо иметь точную схему распределения энергоносителя, по которой составляется план измерений, необходимых для сведения баланса. Для проведения балансовых измерений желательно иметь несколько измерительных приборов для

одновременных измерений в различных точках. Рекомендуется использовать стационарные приборы, имеющиеся на предприятии (например, системы коммерческого и технического учета). При отсутствии достаточного количества приборов необходимо обеспечить стабильный режим работы всего оборудования, подключенного к распределительной сети, исключив возможность изменения баланса вручную. На основе балансовых измерений возможно уточнение схемы энергоснабжения.

3. Регистрация параметров – осуществляется для выявления зависимости какого-либо параметра во времени. Например, снятие суточных графиков нагрузки, определение температурной зависимости потребления тепла и т.п. Для таких измерений используются приборы с внутренним или внешним устройством записи и хранения данных. Допустимо применение стационарных счетчиков при условии снятия их показаний через равные промежутки времени.

4.1.2. Приборы для проведения обследования.

Приборы, с помощью которых осуществляется энергетическое обследование, должны входить в Госреестр средств измерений, иметь сертификат Госстандарта РФ и пройти поверку в установленном порядке.

Рекомендуется использовать приборы, дополнительно имеющие стандартный аналоговый или цифровой выход для подключения к регистрирующим устройствам, компьютерам и другим внешним устройствам. Портативные приборы должны иметь автономное питание. Они должны быть компактными, иметь небольшую массу, позволяющую проводить обслуживание на объекте одним человеком.

Таблица 2

*Перечень приборов для инструментального
энергетического обследования*

№ п/п	Наименование СИ	Тип	Зав. №	Метрологические характеристики	
				Класс	Пределы измер.
1	Пирометр	Raytec Reinger ST60	2115460201 - 0090	1.0	-32 +600 °С
2	Пирометр	Irtec Miniray 100	60875	0,3	-32 +520 °С
3	Измеритель сопротивления заземления	M416	307961	2,5	0-15000 Ом
4	Измеритель сопротивления заземления	M416/1	35439	2,5	0-15000 Ом
5	Измеритель сопротивления заземления	Ф4103-М1	32028	2,5	0-15000 Ом
6	Мегаомметр	ЭСО 202/2 - Г	64113	2,5	0-15000 Ом
7	Тестер	МУ-63	34562	2,5	-
8	Электронный регистратор потенциалов	КОРИПС-3	1т6	0,5	0,5 В.
9	Электронный регистратор потенциалов	КОРИПС-3м	10т16	0,5	0,5 В.
10	Клещи токовые	PROBA CM-01	500466	3	~ 40А -200А - 40А - 200А
11	Осциллограф цифровой универсальный	FLUKE 196В	DM 8610327	1	-
12	Осциллограф универсальный	С1-93	T12301	-	-
13	Частотомер	MASTECH MS 6100	20021701518	2	10 Гц – 1,3 ГГц
14	Прибор для определения качества эл. энергии AR-5	С			
18	Газоанализаторы продуктов сгорания КМ-9006 (Quintox), КМ-900	KaneInternational (Великобритания)			

19	Ультразвуковые накладные расходомеры Portaflow-300, 204, 208	Micronics (Великобритания)			
20	Инфракрасные термометры КМ 801/1000/2000, КМ 826	Comark (Великобритания)			
21	Термометры с набором датчиков С9008	Comark (Великобритания)			
22	Индикатор влажности и температуры КМ 8004	Comark (Великобритания)			
23	Термоанемометр КМ4007	Comark (Великобритания)			
24	Люксметр RS	RS (Тайвань)			
25	Детектор газовых примесей НХГ-1	KaneInternational (Великобритания)			
26	Тахометр цифровой КМ 6003	Comark (Великобритания)			
27	Ультразвуковой толщиномер Sonagage	Sonatest (Великобритания)			
28	Теплосчетчик Взлет	Россия			

ТЕМА 5. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ОБСЛЕДОВАНИЯ

Анализ эффективности использования энергоресурсов

Вся информация, полученная из документов или путем инструментального и визуального обследований, является исходным материалом для анализа эффективности энергоиспользования.

Методы анализа подразделяются на физические и финансово-экономические.

Физический анализ оперирует с физическими (натуральными) величинами и имеет целью определение характеристик эффективности энергоиспользования. Физический анализ, как правило, включает следующее:

- определяется состав объектов энергоиспользования, по которым проводится анализ (объектами могут служить отдельные потребители, системы и их устройства, здания в целом);
- описывается система контроля и учета расхода энергоносителей;
- находится распределение всей потребляемой энергии по отдельным видам энергоресурсов и энергоносителей (для этого данные по энергопотреблению приводятся к единой системе измерения, например, т у.т., кВт·ч, Гкал, рубли и т.д.);
- изучаются режимы энергопотребления (суточные, месячные, годовые);
- выявляются вторичные энергетические ресурсы;
- определяются для каждого объекта факторы, влияющие на потребление энергии (например, наружная температура для системы отопления, выходная полезная энергия для электроприводов и т.п.);
- вычисляется удельное энергопотребление по отдельным видам ресурсов и объектам, являющееся отношением энергопотребления к влияющему фактору;
- значение удельного потребления сравнивается с базовыми (или расчетными) численными значениями, после чего делается вывод об эффективности энергоиспользования по

- каждому объекту. (базовыми значениями могут быть отраслевые нормы, лучшие отечественные и зарубежные достижения, результаты физического или статистического моделирования при экспертных оценках);
- определяются прямые потери энергии за счет утечек энергоносителей, нарушения изоляции, нерациональных проектных решений, неправильной эксплуатации, некачественного выполнения строительных и монтажных работ;
 - в конечном итоге выявляется совокупность неблагоприятных объектов и факторов по эффективности энергоиспользования.

Финансово-экономический анализ проводится параллельно с физическим и имеет целью придать экономическое обоснование выводам, полученным на основании физического анализа. На этом этапе определяется распределение затрат на энергоресурсы по всем объектам энергопотребления и видам энергоресурсов. Оцениваются прямые потери в денежном выражении. Финансово-экономические критерии имеют решающее значение при разработке энергосберегающих рекомендаций.

Анализ удельных расходов и разработка системы нормативов потребления энергоресурсов

Эффективность потребления энергоносителей на предприятии оценивается путем анализа изменения удельного энергопотребления (расхода конкретных энергоносителей на единицу продукции). Оптимальным режимом энергопотребления является минимум расхода энергоносителей на единицу продукции (при существующем в заданный отрезок времени объеме выпуска продукции).

Для получения объективных значений удельного энергопотребления целесообразно анализировать дифференцированно показатели по стадиям технологического процесса.

Для определения объективных показателей удельного энергопотребления на конкретном предприятии необходимо:

- сформировать базу данных по расходу энергоносителей (электроэнергия, техническая вода, сжатый воздух, пар, технические газы), использующихся непосредственно в технологическом процессе (агрегат-цех) и значений выработки продукции. одновременно в данную базу данных следует включить общецеховые¹ (или общезаводские) расходы энергоносителей за рассматриваемый интервал времени.
- оценить динамику изменения удельного энергопотребления по стадиям производства в зависимости от выработки продукции в единицу времени (час, смена, сутки, месяц) за рассматриваемый период времени.
- определить эффективность потребления энергоресурсов путем сопоставления динамики изменения удельных показателей при идентичности технологических параметров и сезонных характеристик.
- сравнить найденные значения удельного потребления с базовыми (или расчетными) численными значениями и сделать вывод об эффективности энергоиспользования по каждому объекту (агрегату - цеху). Базовыми значениями норм могут быть отраслевые нормы, лучшие отечественные и зарубежные достижения, результаты физического или статистического моделирования при экспертных оценках оценить.

Точность и объективность полученных оценок зависят прежде всего от:

- достоверности и объема исходной информации (чем больше данных и чем они дифференцированы, тем легче их систематизировать и выявлять необходимые закономерности);
- корректности применяемой математической модели анализа, при этом важно учитывать закономерности режимов работы предприятия*;

*расход энергоносителей не связанный непосредственно с технологией отопления, общая вентиляция и освещение, холодная питьевая вода и т.п.

* например, неучет периодов ППП на предприятии, приводит к занижению удельных показателей.

- правильности выявления факторов (производительность, физико-химические свойства материалов, временные и температурные характеристики и т.п.), влияющих на изменение удельного энергопотребления.

При отсутствии на объекте нормированных значений удельного энергопотребления (отраслевые, проектные или заводские нормы) разработать систему нормативов можно двумя способами:

1. На основе пооперационного фиксирования расхода энергоносителей на конкретном технологическом цикле.

Для этого необходимо получить данные о производительности и энергопотреблении на операцию (или технологический цикл). При отсутствии сведений об энергопотреблении допустимо использовать показатели работы технологического оборудования (машино-часы) и уровень энергетической загрузки оборудования. Данный способ требует значительной исходной информации и опыта нормирования удельного энергопотребления.

2. На основе статистического моделирования.

В этом случае, используя исходную базу данных о производительности на технологических циклах и энергопотреблении, следует систематизировать показатели (например, по сезонности, по качеству исходного сырья и т.п.) и определить граничные значения зависимости удельного энергопотребления от выработки продукции и влияющих факторов. Применение данного подхода требует, помимо значительной базы данных, навыков статистической обработки информации и эффективного программного сопровождения.

В случае, если на предприятии выпускается несколько типов продукции, а дифференцированный учет энергопотребления по видам продукции практически не ведется, представляется возможным общее энергопотребление предприятия (за вычетом расхода энергоносителей на общезаводские нужды) отнести к общему объему выработки продукции.

*Энергосберегающие рекомендации
(Программа энергосбережения)*

Итогом проведения энергетического обследования на объекте является разработка энергосберегающих рекомендаций (Программы энергосбережения), составляемых на основе применения типовых методов энергосбережения к выявленным на этапе анализа объектам с неэффективным использованием энергоресурсов. Конкретные методы энергосбережения излагаются в специальной литературе. Типовые рекомендации по энергосбережению приведены в таблице 3.

Таблица 3

Типовые объекты и рекомендации по энергосбережению

№	Объект	Рекомендации по энергосбережению
1	Здания	Дополнительная изоляция стен и перекрытий, тройное и вакуумное остекление. Модернизация систем отопления, вентиляции и кондиционирования, освещения и водоснабжения. Установка интегрированных систем управления энергетическим оборудованием зданий.
2	Системы электроснабжения	Оптимизация графиков нагрузки и загрузки трансформаторов, установка фильтров, стабилизаторов и компенсаторов реактивной мощности, установка диспетчерских систем. Симметрирование фаз.
3	Электропривод	Установка двигателей соответствующей мощности, двигателей повышенной экономичности. Применение контроллеров мягкого пуска, частотно-регулируемого привода, таймеров холостого хода, статических компенсаторов реактивной мощности и фильтров.
4	Освещение	Использование естественного и местного освещения, замена ламп накаливания на экономичные типы ламп, системы регулирования, детекторы присутствия, таймеры, секционирование осветительных сетей.

5	Котлы	Настройка режимов котла, применение автоматических регуляторов, теплоизоляция наружных поверхностей, уплотнение клапанов и тракта, забор воздуха из помещения котельной, внедрение автоматической продувки, утилизация тепла дымовых газов и продувочной воды, модернизация электроприводов насосов, вентиляторов и дымососов . Для котельной - оптимизация графика работы котлов.
6	Печи	Настройка топочных режимов, применение автоматических регуляторов, теплоизоляция наружных поверхностей, уплотнение заслонок и тракта, забор воздуха из помещения цеха, утилизация тепла дымовых газов. Установка регенераторов и регенеративных горелок. Предварительный подогрев шихты за счет утилизируемого тепла. Для электропечей - установка фильтров и компенсаторов реактивной мощности. Оптимизация графика работы, сокращение времени и нагрузки при простое. Совершенствование системы водоохлаждения. Модернизация электропривода вытяжных вентиляторов и дымососов .
7	Бойлеры, теплообменники	Промывка теплообменника, изоляция трубопроводов и наружных поверхностей. Установка эффективных теплообменных аппаратов.
8	Паровые системы	Теплоизоляция и устранение утечек. Установка конденсатоотводчиков, исключение острого пара, сбор и возврат конденсата, утилизация тепла конденсата, замена пара на воду.
9	Система горячего и холодного водоснабжения	Устранение утечек, применение экономичной арматуры. Замена на более дешевую воду (техническую, артезианскую, оборотную). Применение сухих градирен. Модернизация электропривода насосов .
10	Отопление, вентиляция и кондиционирование	Теплоизоляция трубопроводов, теплообменников и арматуры, устранение утечек. Внедрение центральных и индивидуальных регуляторов, рекуперация вентиляционного тепла. Системы газового отопления, радиационное отопление.
11	Сжатый воздух	Устранение утечек, осушение воздуха, оптимизация системы распределения воздуха. Установка систем регулирования давления, секционирование компрессоров, межступенчатое охлаждение, ограничение расхода охлаждающей воды. Модернизация электропривода . Применение экономичных компрессоров.

12	Холодильные установки	Устранение воздуха из хладагента и заполнение системы до нужного уровня. Очистка холодных поверхностей. Установка систем регулирования температуры. Теплоизоляция трубопроводов и камер, установка пластиковых штор. Снижение расхода охлаждающей воды и величины подпитки. Модернизация электропривода компрессоров . Установка тепловых насосов.
13	Система газоснабжения	Устранение утечек, неплотностей. Применение экономичной арматуры и горелок. Автоматизация системы газораспределения и газопотребления.
14	Основные технологические процессы	Комплекс мероприятий по повышению технологической оснащенности объектов.

При разработке рекомендаций необходимо:

- определить техническую суть предлагаемого усовершенствования и принцип получения экономии;
- рассчитать потенциальную годовую экономию в физическом и денежном выражении;
- определить состав оборудования, необходимого для реализации рекомендаций, его примерную стоимость, основываясь на действующей цене аналогов, стоимость доставки, установки и ввода в эксплуатацию;
- рассмотреть все возможные снижения затрат, например, изготовление или монтаж оборудования силами обслуживающего персонала;
- определить возможные побочные эффекты от внедрения рекомендаций, влияющие на реальную экономическую эффективность;
- оценить общий экономический эффект предлагаемой рекомендации с учетом всех вышеперечисленных требований.

Для взаимозависимых рекомендаций рассчитываются, как минимум, два показателя экономической эффективности: эффект при условии выполнения только данной рекомендации и эффект при условии всех предлагаемых рекомендаций.

После оценки экономической эффективности все рекомендации распределяются по трем группам:

- беззатратные или низкзатратные, осуществляемые в порядке текущей деятельности предприятия;
- средnezатратные, осуществляемые, как правило, за счет собственных средств предприятия;
- высокзатратные – требующие значительных инвестиций.

Мероприятия также следует оценить по срокам окупаемости – быстроокупаемые (до одного года), среднеокупаемые (1-2 года) и продолжительно окупаемые (более 2-х лет).

В результате совместного рассмотрения с соответствующими службами промышленного объекта следует выявить очередность внедрения конкретных мероприятий на основе их ранжирования по объемам инвестиций и срокам окупаемости.

ТЕМА 6. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РАЗРАБОТКЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ БАЛАНСОВ

Реализация построения энергетических балансов

Составление и анализ энергетического баланса предприятия целесообразно проводить периодически не реже 1 раза в 5 лет.

Энергетический баланс – один из важнейших материальных балансов. Он представляет собой систему взаимно увязанных показателей получения и использования всех видов топлива и энергии и является основным обобщающим документом для комплексного изучения, планирования работы и рационализации энергохозяйства предприятия.

Энергетические балансы являются основным методом планирования и анализа энергоиспользования промышленных предприятий. Они позволяют установить требуемые размеры и соотношения в потреблении, производстве и получении различных видов энергии и топлива. При этом энергетические балансы учитывают взаимосвязь энергетики предприятия с его производством и энергетическим хозяйством района, отражают внутренние связи между отдельными частями энергетического хозяйства.

Планирование и анализ энергоиспользования предъявляют следующие требования к построению энергетических балансов предприятия:

- сведения, содержащиеся в балансе энергии, должны быть представлены в форме, позволяющей выносить суждение об эффективности использования энергии в целом по предприятию; по возможности должна быть обеспечена преемственность структуры балансов агрегатов, отдельных участков и предприятия в целом. Для этого за основу группировки элементов расходной части балансов следует принимать экономический признак и объединять в группы экономически однородные элементы баланса в масштабе всего предприятия;
- для анализа целевого использования энергии следует выделять расходы на силовые нужды, технологические нужды, хозяйственно-бытовые нужды (освещение, отопление, вентиляция, горячее водоснабжение);
- в целях контроля энергоиспользования цехов, участков и энергоустановок балансы энергии следует строить в производственно-территориальном разрезе с выделением расхода по цехам и установкам;
- балансы должны отражать внутренний оборот энергии в энергоносителях различного вида и параметров и быть увязаны с материальными балансами соответствующих энергоносителей;
- в целях выявления ущерба, причиняемого предприятию вследствие низкого качества топлива и энергии, в балансах целесообразно указывать качественную характеристику использованной энергии (давление, температуру, сорт, марку, зольность, влажность и др.);

Поставленные требования могут быть решены на основе составления балансов в двух различных формах.

Первая из них предусматривает построение балансов по производственно-территориальному и целевому признакам, т. е. группировку статей баланса по участкам производства и по направлению ис-

пользования энергии. Такая форма баланса может быть названа рабочей. Пример электробаланса предприятия в рабочей форме приведен в таблице 4.

Таблица 4

Электробаланс предприятия в рабочей форме

Статьи баланса	Приход	Расход	
	млн.кВт·ч	млн.кВт·ч	%
Получено со стороны		–	–
Выработано собственными установками	–	–	–
ИТОГО 1+2 Производство: Цех №1, в том числе: силовые потребители технологические потребители Цех №2, в том числе: силовые потребители технологические потребители и т.д. (дается перечень всех цехов)			
ИТОГО 3 Освещение, в том числе: основных цехов вспомогательных цехов			
ИТОГО 4 Непроизводственные потребители, в том числе: освещение непроизводственных помеще ний хозяйственно-бытовые нужды			
Отпуск на сторону Потери в сетях и преобразовательных установках			
БАЛАНС			

Энергетические балансы в рабочей форме дают возможность: оценить расход энергии на предприятии (что особенно важно при планировании и прогнозировании энергетических нагрузок); выявить наиболее энергоемкие участки производства; установить потери во внутривоздушных сетях и преобразовательных установках; определить соответствие фактических и нормативных расходов энергии. Но эти

балансы не решают вопросов рационального расхода энергии в технологических агрегатах, а следовательно, не позволяют судить о степени энергетического совершенства технологического процесса.

Для устранения отмеченных недостатков применяется вторая форма (табл. 5). Она предусматривает построение балансов по экономическому и целевому признакам в целом по предприятию, с выделением полезной энергии и потерь по месту возникновения и виду.

Существующие в настоящее время официальные отчетные документы (формы 11 ТЭР, 24-энергетика) служат в основном средством контроля за энергопотреблением и выполнением плановых энергобалансов. Анализ этих форм позволяет получить следующие показатели:

- суммарный расход условного топлива, тепла и электроэнергии на производство основных видов продукции и в целом по предприятию (форма 1-тэб, 11-сн);
- виды энергоносителей, используемых на предприятии, их количество и распределение по укрупненным группам технологических процессов (форма 1-тэб);
- количество выпущенной продукции с выделением наиболее энергоемких ее видов (форма 11-сн);
- плановые и фактические удельные расходы топлива, тепла и электроэнергии на производство основных видов продукции (форма 11-сн);
- электроэнергетический баланс промышленного предприятия по укрупненным группам потребления и состав энергетического оборудования (форма 24-э).

Сводные аналитические балансы предприятия состоят из двух видов: фактические, отражающие достигнутый существующий уровень энергоиспользования; нормализованные, характеризующие прогрессивный, нормально достижимый уровень энергоиспользования в данных условиях производства.

Таблица 5

Нормальный электробаланс предприятия в аналитической форме

Статьи баланса	Силовые процессы										ИТОГО	
	Металлоре- жущее обо- рудование		Компрессорные установки		Насосные установки		Вентиляцион- ные установки		Подъемно- транспортное оборудование		тыс. кВт·ч	%
	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%		
Получено электроэнергии												
Потери в общезаводских сетях и трансформаторах												
Отпущено потребителям												
Потери в цеховых сетях и трансформаторах												
Подведено электроэнергии к агрегатам												
Потери при использовании в том числе												
– расход на холостой ход												
– потери в двигателях и в индивидуальных преобразовательных установках												
– потери в сварочной сети (от преобразователя до сварочного аппарата)												
– потери в рабочих машинах и аппаратах												
– Полезно использовано электроэнергии												

Продолжение табл. 5

Статьи баланса	Силовые процессы										ИТОГО	
	Металлорежущее оборудование		Компрессорные установки		Насосные установки		Вентиляционные установки		Подъемно-транспортное оборудование			
	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%
Получено электроэнергии												
Потери в общезаводских сетях и трансформаторах												
Отпущено потребителям												
Потери в цеховых сетях и трансформаторах												
Подведено электроэнергии к агрегатам												
Потери при использовании в том числе												
– на холостой ход												
– потери в двигателях и в индивидуальных преобразовательных установках												
– потери в сварочной сети (от преобразователя до сварочного аппарата)												
– потери в рабочих машинах и аппаратах												
Полезно использовано электроэнергии												

Сопоставление этих балансов определяет обобщающую оценку резервов экономии энергии, имеющих на данном предприятии и подлежащих реализации при составлении планов энергоиспользования.

Уравнение теплового баланса любого топливо- и теплопотребляющего агрегата имеет следующий вид:

$$Q = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4,$$

где Q_1 – полезный расход топлива на нагрев, расплавление, испарение и эндотермические реакции;

Q_2 – потери тепла с уходящими из установки теплоносителями (уходящими газами и воздухом, неиспользованным конденсатом, с отработанным паром молота);

Q_3 – потери тепла с утечками теплоносителя и от неполноты использования его потенциальной энергии (от химической и механической неполноты сгорания топлива, с пролетным паром, утечками воды);

Q_4 – потери тепла в окружающую среду.

Приходная часть теплового баланса установки Q в общем виде включает энергию, вводимую в агрегат теплоносителем Q_T , и тепло внутренних источников $Q_{вн}$:

$$Q = Q_T + Q_{вн}$$

Пример формы теплового баланса сушильной установки приведен в таблице 6.

В отличие от теплоиспользующих установок в балансах электроустановок потери для удобства анализа целесообразно группировать не по физическому признаку (потери на нагрев, на намагничивание), а по месту их возникновения с подразделением на зависящие и независящие от нагрузки (переменные и постоянные).

Несмотря на исключительное многообразие электроустановок в них, как правило выделяются два основных элемента: рабочая машина (аппарат) и преобразователь электрической энергии в энергию постоянного (переменного) тока или другой частоты и напряжения (выпрямители, трансформаторы) или в механическую энергию (двигатели

различных механизмов). В сокращенном виде уравнение электрического баланса установки может быть представлено:

$$W = W_1 + W_{\text{пр}} + W_{\text{м}},$$

где W_1 – полезный расход энергии;

$W_{\text{пр}}$ – потери в преобразователе установки (в двигателе, индивидуальном трансформаторе, выпрямителе);

$W_{\text{м}}$ – потери в рабочей машине (аппарате).

Таблица 6

Тепловой баланс сушильной установки

Приход	ГДж	Расход	ГДж
Тепло пара		<i>Полезный расход тепла</i> в том числе: нагрев материала испарение влаги <i>Потери</i> в том числе: с конденсатором с пролетным паром в окружающую среду	
ИТОГО		ИТОГО	

Разработка баланса потребления топлива

6.2.1. Нормативный расчёт технологического потребления газообразного топлива печами, сушильными установками и другим топливопотребляющим оборудованием производится, как правило, по соответствующим отраслевым инструкциям расчёта норм расхода топлива.

6.2.2. По цеховому журналу определяется время внеплановых “горячих” и “холодных” простоев в базовом году и рассчитываются соответствующие потери топлива в период простоя и на разогрев после простоя.

6.2.3. Проводится оценка фактической загрузки оборудования – по разнице фактического годового фонда работы и расчётного с учётом внеплановых простоев. По данным объёма выпуска продукции определяется фактическая производительность агрегата, и сравнением с проектной производительностью рассчитываются потери из-за недогрузки производственных мощностей.

6.2.4. Определяется фактический удельный расход топлива на единицу выпускаемой продукции на однотипных агрегатах и сравнивается с паспортными данными и (или) среднеотраслевыми. Для проведения анализа рекомендуется ориентироваться на нормативные расходы топлива и энергии, а также фактически достигнутые удельные расходы топлива и энергии на производство отдельных видов продукции.

6.2.5. Фактический расход газового топлива на выработку тепловой энергии в котельной, находящейся в составе предприятия, определяется по результатам коммерческого учёта потребления газа, пересчитанного по калорийному эквиваленту в условное топливо.

6.2.6. Оценивается эффективность режима горения топлива с помощью электронного анализатора горения, проводится замер температур уходящих (после экономайзера) дымовых газов, питательной воды до и после экономайзера. По замеренным параметрам оценивается к.п.д. котлов, сравнивается с данными режимной карты, определяется фактический (часовой) расход топлива.

6.2.7. Оценивается фактический удельный расход газа на выработку тепла котельной по формуле:

$$H = \frac{142,8}{\eta} 10^2, \text{ кг у.т./Гкал}$$

где η – к.п.д., %, определяемый по рекомендации п.6.2.6.

6.2.8. По расходу газового топлива (п.6.2.5.) рассчитывается выработка тепловой энергии котельной.

6.2.9. Нормативный расчёт потребления газового топлива на выработку тепловой энергии в котельной определяется через удельный расход газа в кг у.т на выработку 1 Гкал тепла данного типоразмера котлом (котлоагрегатом), установленным в котельной, по нормативной характеристике последнего при паспортной теплопроизводительности. Сравниваются величины нормативного удельного расхода с фактической (п.6.2.7.), выявляют причины отклонения.

6.2.10. С учётом п.п. 6.2.7, 6.2.9. анализируется работа котельной в период простоя технологического теплопотребляющего оборудования, оцениваются связанные с этим потери, соблюдение требований режимной карты, эффективность работы горелочных устройств, степень использования тепла отходящих газов и т.п. Изучается система сбора конденсата, определяются потери топлива, связанные с невозвратом или неполным возвратом конденсата.

6.2.11. Составляется баланс расхода топлива по предприятию, анализируется структура потребления топлива. Результаты анализа балансов оформляются в виде таблиц и диаграмм.

Разработка баланса потребления тепловой энергии

6.3.1. Суммарная выработка теплоэнергии в котельной предприятия, рассчитанная в соответствии с п.п.6.2.7, 6.2.8, 6.2.9, за вычетом на собственные нужды, – фактический отпуск – сопоставляется с отчётной величиной потребления тепловой энергии на производственно-коммунальные нужды.

Потери на собственные нужды котельной принимаются:

5 % – с паровыми котлами; 0,5 % – с водогрейными.

6.3.2. Фактическая выработка тепловой энергии определяется с помощью приборного учёта. Учёт общей выработки теплоэнергии котельной предприятия осуществляется по приборам расхода теплоэнергии, установленным на выходе из котельной.

6.3.3. Рассчитывается нормативный расход по статьям затрат тепловой энергии на технологические цели, отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение, создание воздушно-тепловых завес ворот, потери в тепловых сетях, составляется принципиальная тепловая схема предприятия, которая используется для опытно-расчётного метода определения затрат теплоэнергии.

6.3.4. Нормативный расход теплоэнергии на *технологию* является суммарным оптимальным потреблением каждым агрегатом, линией и т.п. и определяется по проектным данным, технологическим регламентам, расчётным путём или для конкретной типовой технологической схемы по нормам технологического проектирования на фактический объём выпуска продукции.

6.3.5. Фактическое потребление тепловой энергии на технологические цели определяется суммированием частных балансов теплопотребляющего оборудования по данным тепловых испытаний.

6.3.6. Для каждого вида продукции потребление тепловой энергии рассчитывается по отраслевой инструкции по нормированию и расчёту научно-обоснованных норм и нормативов расхода ТЭР.

6.3.7. По цеховому рабочему журналу определяется количество остановок оборудования в режиме “горячего” и “холодного” простоя, рассчитываются потери теплоэнергии в период “горячего” простоя и на разогрев оборудования после “холодных” остановок.

6.3.8. Исходя из фактического годового фонда работы оборудования, расчётного времени работы в номинальном режиме и времени внеплановых простоев по рабочему журналу определяется фактическая производительность технологических агрегатов, потребляющих теплоэнергию. Оцениваются потери теплоэнергии, связанные с недогрузкой оборудования.

6.3.9. Расчёт часовой и годовой потребности в тепловой энергии на *отопление* выполняется исходя из фактических температурных условий и продолжительности отопительного сезона в базовом году.

6.3.10. Потребность в теплоэнергии на водяное отопление при наличии проектных данных рассчитывается по формуле:

$$Q_o = Q_{\text{п}} \frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{ср.в}}}{t_{\text{вн}} - t_{\text{р.в}}} n_o 10^{-6}, \text{ Гккал/год}$$

где Q_o – проектные потери тепла зданием при расчётной (и пересчитанной на фактическую в базовом году) температуре наружного воздуха, $t_{\text{рас}}$ ккал/ч;

$t_{\text{р.в}}$ – расчётная (и фактическая в базовом году) температура наружного воздуха, °С;

$t_{\text{ср.в}}$ – средняя расчётная (и фактическая в базовом году) температура наружного воздуха за отопительный период, °С;

$t_{\text{вн}}$ – усреднённая внутренняя температура воздуха отапливаемого помещения, °С;

n_o – расчётная (фактическая в базовом году) продолжительность отопительного периода, час.

6.3.11. При отсутствии проектных данных годовую и часовую потребность в теплоэнергии определяют по результатам паспортизации поверхностей нагрева отопительных приборов (радиаторов, калориферов, регистров) по формуле:

$$Q_{\text{пч}} = F_{\text{пр}} k (t_{\text{пр}} - t_{\text{вн}}) \beta_1, \text{ ккал/час,}$$

где $F_{\text{пр}}$ – суммарная поверхность однотипных отопительных приборов, м^2 ;

k – коэффициент теплопередачи, определяемый по справочным данным;

$t_{\text{пр}}$ – средняя температура теплоносителя в нагревательном приборе;

β_1 – коэффициент, учитывающий остывание в трубах (стояках).

Годовой расчетный расход тепла оценивается формулой:

$$Q_{\Pi}^{\Gamma} = \beta \frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{ср.в}}}{t_{\text{вн}} - t_{\text{р.в}}} n_o 10^{-6} + 2,58 Q_{\Pi}^{\text{ч}} 10^{-6}, \text{ Гккал/год}$$

где β – коэффициент, учитывающий неточности в подборе отопительных приборов и дополнительные потери зданий, для зданий, построенных до 1987г. $\beta = 1,13$.

6.3.12. В случае невозможности определения поверхностей отопительных приборов годовой расход теплоэнергии на водяное отопление укрупненно оценивается по формуле:

$$Q_{\Gamma}^{\circ} = V_{\text{н}} q_o (t_{\text{вн}} - t_{\text{ср.о}}) n_o 10^{-6}, \text{ Гкал/год},$$

где $V_{\text{н}}$ – наружный строительный объем здания, м^3 ;

q_o – удельная отопительная характеристика здания при температуре $t_{\text{ср.о}}$.

6.3.13. Потребленное количество теплоэнергии для систем парового отопления определяют по величине тепла, отданного отопительными приборами за час в отопительный период по формуле п.5.3.11. В расчете средняя температура теплоносителя в нагревательном приборе ($t_{\text{пр}}$) принимается в зависимости от давления греющего пара, но не более 2,0 атм. Количество необходимого пара должно учитывать потери тепла с конденсатом.

6.3.14. Затраты тепловой энергии на горячее водоснабжение включают потребность в горячей воде на технологию и хозяйственно-бытовые нужды.

6.3.15. Расход теплоносителя горячей воды на технологические цели на практике в зависимости от конкретных условий можно определять (оценивать) по результатам контрольных измерений с помощью переносного ультразвукового расходомера (типа “Днепр” или “UFM600P”), весовым способом, по расчетной пропускной способности подводящих трубопроводов, по нормативам расхода горячей воды на единицу продукции.

6.3.16. Расход воды на горячее водоснабжение, на хозяйственно-бытовые нужды рассчитывается двумя способами: по числу работающих, либо количеству душевых сеток и нормам расхода на них, времени использования в сутки и рабочих суток в году. Расчет потребления тепла на приготовление горячей воды для хозяйственно-бытовых нужд осуществляется в соответствии со СНиП II-34-76 и СНиП 2.04.01.85.

6.3.17. Потери тепловой энергии в наружных тепловых сетях зависят от протяженности и диаметров тепловых сетей, типа и состояния теплоизоляции трубопроводов, грунтовых условий, срока службы и условий эксплуатации и складываются из потерь, обусловленных утечкой теплоносителя и охлаждением теплопровода окружающей средой.

6.3.18. Для укрупненных расчетов количество тепла, теряемого при его транспортировке, нужно принимать в зависимости от диаметра трубопровода и среднегодовой температуры воды в подающей и обратной линиях тепловых сетей и определять по следующей формуле:

$$Q_n = Q_{пл} + Q_{ол} = \sum \beta q_n l,$$

где Q_n – нормативная величина тепловых потерь, Вт (ккал/час);

$Q_{пл}$ – нормативная величина тепловых потерь в подающей линии, Вт·ккал/ч;

$Q_{ол}$ – то же, в обратной линии, Вт·ккал/ч;

q_n – потери тепла теплопроводами (Вт/м, ккал/м ч);

l – протяженность трубопроводов, м;

β – коэффициент на потерю тепла арматурой и компенсаторами по справочным данным.

Нормативные потери принимаются по СНиП 2.04.05-86. Отопление, вентиляция и кондиционирование.

6.3.19. Годовое количество тепла, теряемого в теплопроводах, определяют как произведение нормативной величины тепловых потерь на время подачи тепла потребителям в течение года.

Продолжительность транспортирования тепла по теплопроводам в течение года принимается равной:

- для отопления – фактической продолжительности отопительного периода в базовом году, час;
- для горячего водоснабжения – годовой продолжительности подачи горячей воды в системах горячего водоснабжения.

Разработка баланса потребления электроэнергии

6.4.1. Аналитический баланс потребления электроэнергии предприятия разрабатывается в соответствии со структурой предприятия с выделением следующих направлений потребления электроэнергии:

- *технологические затраты каждого вида продукции* (на привод силового оборудования, при прямом использовании электроэнергии в технологических целях, аппараты ТВЧ и т. п.);
- *общепроизводственные затраты*: наружное освещение, освещение и вентиляция административных помещений, общих складских помещений, а также вспомогательных цехов, столовых и др.;
- *общие цеховые затраты* каждого цеха.

6.4.2. В каждом из направлений потребления электроэнергии выделяют следующие группы потерь: в общезаводских и цеховых сетях (с учётом рекомендаций п.5.3.1.) и трансформаторах (преобразователях), а также при использовании электроэнергии.

6.4.3. Разработка аналитического баланса расхода электроэнергии на технологические процессы включает этапы:

- определение расчётных затрат рабочего времени каждым из агрегатов технологической линии, исходя из паспортной и балансовой производительностей;
- определение величины расхода (потребления) электроэнергии электросиловым оборудованием при номинальной нагрузке единицы оборудования, с учётом расчётных затрат рабочего времени.

6.4.4. Для выполнения п.5.4.3. составляется структурная схема электроснабжения предприятия с указанием трансформаторных подстанций, через которые осуществляется электроснабжение различных цехов и участков. Указываются точки установки коммерческих счётчиков учёта активной и реактивной энергий, а также счётчиков внутрипроизводственного учёта.

6.4.5. Составляется реестр основного оборудования предприятия с указанием установленной мощности привода.

6.4.6. Определяется годовой фонд времени работы оборудования вспомогательных цехов и освещения. Расчёт времени работы основного технологического оборудования производится в процессе составления материального баланса предприятия и корреспондируется с соответствующими величинами в разделах 6.2, 6.3 (см. п.п.6.2.3, 6.3.7).

6.4.7. По годовому фонду времени работы оборудования и установленной мощности приводов (п.п.6.4.5, 6.4.6) в соответствии с объёмом производства в базовом году и отраслевыми нормативными инструкциями, по удельному расходу электроэнергии, составляется годовой баланс потребления электроэнергии. Полученная расчётная величина соответствует электропотреблению оборудования при работе в оптимальном режиме при полной загрузке производственных мощностей в период выпуска продукции.

6.4.8. Производится расчёт потерь электроэнергии, связанный с работой оборудования в режиме холостого хода (по рабочему цеховому журналу).

6.4.9. Исходя из фактического времени работы оборудования, расчётного времени работы в оптимальном режиме и времени внеплановых простоев по рабочему журналу (п.п.6.4.6-6.4.8) определяется фактическая производительность технологических агрегатов. На основе полученных данных рассчитываются потери электроэнергии, связанные с недозагрузкой агрегатов.

6.4.10. По результатам расчётов составляется структура потребления электроэнергии различными цехами и участками предприятия. Выявляются наиболее энергоёмкие участки и оборудование. Именно для этого оборудования проводится приборное обследование с целью определения фактической потребляемой мощности, КПД электропривода, изучение режимов их работы.

6.4.11. По результатам анализа составляется комплекс мероприятий для оптимизации режимов работы и установке более эффективного электропривода.

6.4.12. Аналогичным образом анализируются режимы работы систем вентиляции, освещения и разрабатываются предложения по повышению эффективности их работы.

6.4.13. Для определения потерь в трансформаторах выявляют коэффициент загрузки последних. Для расчета средневзвешенного показателя загрузки трансформатора за год по журналу учета определяется полная мощность (среднесуточная и в часы максимума) для каждого квартала соответственно в середине февраля, мая, августа и октября. Расчет производится по формуле:

$$S = \nu P^2 + Q^2, \text{ кВА}$$

где P – активная мощность, кВт;

Q – реактивная мощность, кВар.

Коэффициент загрузки трансформатора определяется по формуле:

$$K = \frac{\mathcal{E}_{\text{год}}}{S_{\text{ном}} T_n \cos \varphi'}$$

где $\mathcal{E}_{\text{год}}$ – активная энергия, кВт·ч (учтенная электросчетчиками);

$S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА;

T_n – фактическое число часов работы трансформатора в год;

$\cos \varphi$ – средневзвешенный годовой показатель коэффициента мощности, из анализа отчетных данных.

При загрузке трансформатора менее 40% от номинальной мощности целесообразно рассмотреть вопрос об его отключении.

6.4.14. Потери активной мощности в трансформаторах рассчитываются по формуле:

$$P_m = P_x T_n + P_k K_z T_n,$$

где P_x и P_k – потери холостого хода и короткого замыкания в трансформаторах, паспортные данные;

T_n – время наибольших потерь,

$$T_n = \left(0.124 + \frac{T_{\text{нб}}}{10000}\right)^2 8760,$$

$$T_{\text{нб}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{год}}}{P_{\text{нб}}},$$

$P_{\text{нб}}$ – принимается по данным зимнего суточного графика;

K_3 – расчетный коэффициент загрузки трансформатора.

6.4.15. Исследуются суточные графики нагрузок по активной и реактивной мощности, $\cos \varphi$, с целью изыскания возможности снижения потребляемой мощности в часы максимума. Анализируются графики еженедельного потребления электроэнергии и объема выпуска продукции с целью корректировки суточных режимов работы.

Результаты расчётов балансов топлива и энергоносителей, изложенных в п.п. 6.2, 6.3, 6.4, отражаются в п.п. 19-21 энергетического паспорта потребителя ТЭР.

ТЕМА 7. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРЕДПРИЯТИЯ

Содержание энергопаспорта и отчета по энергетическому обследованию

Энергетический паспорт потребителя разрабатывается на основании результатов энергетического обследования и предназначается для улучшения организации и совершенствования энергосберегающей работы на уровне конкретного энергопотребителя.

Отчет по энергетическому обследованию должен содержать в общем случае описательную и аналитическую части. В описательной части представляется вся информация об обследуемом объекте, имеющая отношение к вопросам энергоиспользования, а также общая характеристика объекта. В аналитической части приводится физический и экономический анализ эффективности энергоиспользования, описываются энергосберегающие рекомендации и порядок их выполнения.

Содержание энергетического паспорта и порядок его составления и использования должны быть взаимоувязаны с регламентом проведения энергообследования.

Составление энергопаспорта предприятия (потребителя) заключается в заполнении основных форм энергопаспорта и разработке расчетно-пояснительной записки, являющейся неотъемлемой частью энергопаспорта и включающей в себя необходимые исходные данные для требующихся расчетов, сами расчеты и анализ их результатов, рекомендации по энергосбережению с необходимыми технико-экономическими расчетами

Сводная таблица рекомендаций выносится в начало или в конец отчета и оформляется в виде общего резюме (выводов) по работе. Как правило, основной объем расчетно-пояснительной записки (РПЗ) составляют приложения, в которые выносятся:

- исходный фактический материал в виде таблиц, схем, диаграмм;
- расчетные методики, формулы, примеры вычисления;
- список приборов, используемых для измерений;
- другая вспомогательная информация.

В составе отчета (РПЗ) отражаются:

- краткая характеристика предприятия и структурная взаимосвязь основных производств предприятия;
- энергоемкость производств предприятия по видам потребляемых энергоресурсов;
- динамика удельного энергопотребления по видам энергоресурсов по основным видам выпускаемой продукции и сравнение их с аналогичными передовыми удельными нормами или статистически обоснованными нормами самого предприятия (при идентификации параметров производств и режимов работы);

фонд фактического рабочего времени технологических агрегатов и механизмов с оценкой использования установленных энергетических мощностей и коэффициентов их загрузки;

- структура распределения и учета потребления энергоносителей, с оценкой точности их учета, поступления и потребления;
- дифференциация расхода всех видов энергоносителей по предприятию: по технологическим процессам (или цехам, агрегатам) с разделением на технологическое и общецеховое потребление, по вспомогательным производствам (например, водооборотные циклы и очистные сооружения, компрессорное и холодильное оборудование, если они не являются агрегатами основного технологического процесса, и т.п.); ремонтно-механическим и строительным службам; административно-бытовым службам и т.д.;
- нормативные и фактические потери энергоносителей в распределительных сетях и системах;
- баланс потребления по видам энергоносителей.

Формы энергетического паспорта потребителя.

Перечень форм энергетического паспорта.

№ пп	Характеристика	Содержание формы	Комментарии по заполнению
1	Общие сведения	Основные данные	Заполняется службами предприятия
2	Общие сведения	Продукция, численность	Заполняется службами предприятия
	Общие сведения	Поступление ТЭР по видам	Обязательное заполнение
	Общие сведения	Потребление ТЭР по видам	Обязательное заполнение
5	Общие сведения	Характеристика энергоносителей	Обязательное заполнение
6	Общие сведения	Учет расхода энергоносителей	Обязательное заполнение
7	Общие сведения	Наличие и использование тепловых ВЭР	При наличии агрегатов, образующих ВЭР в объеме, возможном для утилизации
8	Общие сведения	Наличие и использование горючих ВЭР	При наличии агрегатов, образующих ГВЭР в объеме, возможном для утилизации
9	Основные фонды	Состав и работа котельной	Обязательное заполнение
10	Основные фонды	Состояние и использование конденсата	Приложение к форме 9
11	Основные фонды	Характеристика техн.оборудования, использующего теплоэнергию	Заполняется совместно со службами предприятия
12	Основные фонды	Расчетно-нормативное потребление теплоэнергии	Заполняется совместно со службами предприятия
13	Основные фонды	Характеристика топливо использующих агрегатов	Заполняется совместно со службами предприятия
14	Основные фонды	Мощность эл.приемников по направлениям использования	Приложение к форме 5. Заполняется со службами предприятия
15	Основные фонды	Трансформаторные подстанции	Приложение к форме 5. Заполняется со службами предприятия

16	Основные фонды	Компрессорное оборудование	При значимой доле электропотребления на объекте .
17	Основные фонды	Холодильное оборудование*	То же
18	Основные фонды	Сведения о коммуникациях	Допустимо в виде схем и планов
19	Топливно-энергетич. баланс	Баланс потребления котельно-печного топлива*	Обязательное заполнение совместно со службами предприятия
20	Топливно-энергетич. баланс	Баланс потребления теплоэнергии*	Обязательное заполнение совместно со службами предприятия
21	Топливно-энергетич. баланс	Баланс потребления электроэнергии*	Обязательное заполнение совместно со службами предприятия
22	Система нормативов	Удельный расход ТЭР на выпускаемую продукцию*	При наличии действующих норм обязательное заполнение
23	Структура потребления теплоэнергии	Теплопотребление общественных и административных зданий	При значительной доле теплопотребления
24	Структура потребления теплоэнергии	Теплопотребление жилых зданий	То же
25	Структура потребления тепловой энергии	Годовой и месячный расход тепла	То же
26	Резерв экономии ТЭР	Перечень энерго- и ресурсосберегающих мероприятий*	Обязательное заполнение

Опросные листы.

Наименование показателей	Размерность	Значение
1. Наименование предприятия.		
2. Адрес местоположения.	Специальная справка	
3. Назначение энергоисточника.	Специальная справка	
4. Установленная электрическая мощность.	МВт (э)	
5. Установленная тепловая мощность.	МВт (т)	
6. Подключенная нагрузка отопления и вентиляции, в том числе С.Н.	МВт (т)	
7. Подключенная промышленная тепловая нагрузка, в том числе С.Н.	МВт (т)	
8. Подключенная тепловая нагрузка муниципальных объектов.		
9. Наличие автоматизированных систем контроля и управления ТЭР.		
10. Характеристика отопительной нагрузки:		
– температурный график;	град.С/град.С	
– давление в прямой магистрали теплосети;	МПа	
– давление в обратной магистрали теплосети.	МПа	
11. Параметры промышленной тепловой нагрузки:		
– давление пара;	МПа	
– температура пара;	град.С	
– расход пара (номинальный).	т/ч	
12. Число часов использования установленной электрической мощности	час/год	
13. Число часов использования номинальной промышленной тепловой нагрузки.	час/год	
14. Результаты энергетических обследований.	Специальная справка	
15. Характеристика состояния основного и вспомогательного оборудования (год поставки, остаточный ресурс, обеспеченность запасными частями, ремонтпригодность и т.д.).	Специальная справка	
16. Характеристика состояния зданий, сооружений и всех инженерных коммуникаций.	Специальная справка	
17. Характеристика системы водоснабжения, в том числе природного источника воды и муниципального водопровода (удаленность, максимальный водоразбор, анализ воды по временам года, температура воды в течение года, возможности увеличения производительности и пр.).	Специальная справка	
18. Характеристика системы топливоснабжения (удаленность, вид доставки, возможности расширения и т.д.).	Специальная справка	

Наименование показателей	Размерность	Значение
19. Основное топливо.	Вид топлива	
20. Резервное топливо.	Вид топлива	
21. Аварийное топливо.	Вид топлива	
22. Теплотворная способность указанных топлив.	МДж/кг	
23. Полная характеристика состава указанных топлив.	Специальная справка	
24. Предельно допустимые вредные выбросы в окружающую среду.	Специальная справка	
25. Результаты последней аудиторской проверки.	Специальная справка	
26. Перспективы сбыта электроэнергии на ближайшие 15 лет.	Специальная справка	
27. Перспективы сбыта теплоэнергии на ближайшие 15 лет.	Специальная справка	

2. Затраты на производство тепловой энергии

Стоимость	Размерность, руб.	Значение	% от тарифа
1. Топливо.			
2. Электрическая энергия.			
3. Холодная вода.			
4. Вспомогательные материалы.			
5. Зарплата обслуживающего персонала.			
6. Начисления на зарплату.			
7. Амортизация.			
8. Цеховые расходы.			
9. Эксплуатационные расходы.			
10. Стоимость покупной теплоэнергии.			
11. Итого расходов.			
12. Себестоимость теплоэнергии.			
13. Тариф на теплоэнергию.			

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В учебном пособии рассматривались экономические и информационные аспекты энергосбережения и повышения энергетической эффективности. Были проанализированы договорные отношения в области энергосервиса, излагались физические основы энергосбережения, с использованием которых рассматривались проблемы определения тепловых потерь зданий и сооружений, определения сопротивлений теплопередаче ограждающих конструкций, проанализированы различные методы учета энергетических ресурсов и принципов работы приборов учета, дана оценка погрешности измерений и приведены критерии выбора адекватных методов и средств учета энергетических ресурсов. Сформулированы цели и задачи энергетического обследования зданий и сооружений, проведения энергоаудита и составления энергетического паспорта организации. Рассмотрены методы и средства повышения энергетической эффективности инженерных систем и сетей зданий и сооружений, а также перспективные энергосберегающие технологии. Даны примеры расчётов и внедрения различных технологий для промышленных зданий и сооружений, анализ их эффективности и вариантов реализации.

Учебное пособие позволяет подготовить высококлассного специалиста, способного в рамках полученных компетенций успешно выполнять современные требования в области эффективного использования энергетического хозяйства промышленного предприятия.

В заключение отметим, что энергосбережение и повышение энергетической эффективности является ключевым фактором устойчивого развития различных областей экономики и обеспечения энергетической безопасности Российской Федерации.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

Основная литература

1. Теплоснабжение А.А. Ионин [и др.]. – М.: «Стройиздат», 1982. – 360 с.
2. Справочник по наладке и эксплуатации водяных тепловых сетей / В. И. Манюк [и др.]. – 3-е изд. – М.: «Стройиздат», 1988. – 432 с.
3. Михеев М.А. Основы теплопередачи / М. А. Михеев, И. М. Михеева. – 2-е изд., стереотип. – М.: Энергоатомиздат, 1977. – 344 с.
4. Руководство по применению труб с индустриальной изоляцией из ППУ производства ЗАО «МосФлоулайн». – М.: Изд-во «МосФлоулайн», 2008. – 152 с.
5. Сафонов **А.П.** Сборник задач по теплофикации и тепловым сетям / А. П. Сафонов. – 3-е изд., перераб. – М.: «Энергия», 1985. – 232 с.
6. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети / Е. Я. Соколов. – 7-е изд., стереотип. – М.: «Энергоиздат», 2001. – 472 с., ISBN 5-7046-0703-9

Рекомендуемые нормативные документы

7. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности. Федеральный закон № 123-ФЗ от 22 июля 2008 г., <https://docs.cntd.ru/document/902111644>
8. О составе разделов проектной документации и требования к их содержанию. Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 г. № 87, <https://docs.cntd.ru/document/902087949>
9. ГОСТ Р 21.1101-2020 Основные требования к проектной и рабочей документации. <https://docs.cntd.ru/document/1200173797>
10. СП 118.13330.2012 Общественные здания и сооружения, <https://docs.cntd.ru/document/1200092705>
11. СП 30.13330.2016 Внутренний водопровод и канализация, <https://docs.cntd.ru/document/456054201?marker>
12. ГОСТ 16037-80 Соединения сварные стальных трубопроводов, <https://docs.cntd.ru/document/1200001918>

13. Об утверждении перечня документов в области стандартизации..., Приказ от 1 июня 2010 г. N 2079,
<https://docs.cntd.ru/document/902219721>
14. Технический регламент о безопасности зданий и сооружений, Федеральный Закон от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ,
<https://docs.cntd.ru/document/564577621>
15. Правила Технической эксплуатации тепловых энергоустановок от 1 октября, 2003 г., <https://base.garant.ru/185671/>
16. СП 131.13330.2020 Строительная климатология (ред. от 24.12.2020), <https://docs.cntd.ru/document/554402860>
17. СП 50.13330.2020 Тепловая защита зданий,
<https://docs.cntd.ru/document/1200095525>
18. СП 60.13330.2020 Отопление, вентиляция кондиционирование, <https://docs.cntd.ru/document/573697256>
19. СП 124.13330.2020 Тепловые сети,
<https://docs.cntd.ru/document/1200095545>
20. СП 61.13330.2012 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов, <https://docs.cntd.ru/document/1200091050>
21. СП 41-104-2000. Проектирование автономных источников теплоснабжения, <https://docs.cntd.ru/document/1200006878>
22. СП 41-101-95. Проектирование тепловых пунктов,
<https://docs.cntd.ru/document/871001264>
23. МДК 4-05.2004. Методики определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения,
<https://docs.cntd.ru/document/1200034354>
24. СП 51.13330.2011 Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003, от 28.12.2010,
<https://docs.cntd.ru/document/1200084097>

ПРИЛОЖЕНИЯ

Список принятых условных обозначений физических величин.

- $t_{\text{нв}}$ – температура наружного воздуха в течение расчетного периода, ° С;
- $t_{\text{хв}}$ – температура холодной воды в течение расчетного периода, ° С;
- $t_{\text{гр}}$ – температура грунта в течение расчетного периода, ° С;
- τ – продолжительность расчетного периода, час;
- $\tau_{\text{кот}}$ – среднегодовая продолжительность работы котельной в течение суток, час;
- $Q_{\text{отоп}}$ – количество тепла, передаваемое в систему отопления потребителя в течение расчетного периода, Гкал;
- $t_{\text{нв}}^{\text{р}}$ – расчетная температура наружного воздуха систем отопления, ° С;
- $t_{\text{вн}}^{\text{р}}$ – расчетная температура воздуха внутри отапливаемых помещений, ° С;
- $Q_{\text{вент}}$ – количество тепла, передаваемое в систему вентиляции потребителя в течение расчетного периода, Гкал;
- $t_{\text{нв}}^{\text{р,вент}}$ – расчетная температура наружного воздуха для системы вентиляции, ° С;
- $Q_{\text{гвс}}$ – количество тепла, передаваемое в систему горячего водоснабжения (в дальнейшем ГВС) потребителя в течение расчетного периода, Гкал;
- $t_{\text{гв}}^{\text{р,оп}}$ – расчетная температура ГВС в течение отопительного периода, ° С;
- $t_{\text{гв}}^{\text{р,мон}}$ – расчетная температура ГВС в течение межотопительного периода, ° С;
- $t_{\text{хв}}^{\text{р,оп}}$ – расчетная температура холодной воды в течение отопительного периода, ° С;
- $t_{\text{хв}}^{\text{р,мон}}$ – расчетная температура холодной воды в течение межотопительного периода, ° С;
- $G_{\text{гвс}}$ – количество воды, передаваемое на подпитку систем ГВС в течение расчетного периода, т;
- $Q_{\text{тех}}$ – количество тепла, передаваемое в технологическую систему с горячей водой потребителя в течение расчетного периода, Гкал;

- $Q_{\text{пар}}$ – количество тепла, передаваемое в систему пароснабжения потребителя в течение расчетного периода, Гкал;
- $D_{\text{пар}}$ – количество пара, отпущенного с коллекторов котельной в течение расчетного периода, т;
- $G_{\text{конд}}$ – количество конденсата, возвращаемого от систем пароснабжения потребителей в течение расчетного периода, т;
- $\Delta D_{\text{пар}}$ – потери теплоносителя, обусловленные невозвратом конденсата пара, передаваемого потребителям в течение расчетного периода, т;
- $Q_{\text{потр}}$ – количество тепла, передаваемое на системы теплоснабжения потребителей в течение расчетного периода, Гкал
- $\Delta Q_{\text{тп}}$ – потери тепла, обусловленные излучением с поверхности трубопроводов тепловых сетей в течение расчетного периода, Гкал;
- $\Delta Q_{\text{ут}}$ – потери тепла, обусловленные утечками теплоносителя из трубопроводов тепловых сетей в течение расчетного периода, Гкал;
- $\Delta G_{\text{ут}}$ – потери теплоносителя, обусловленные утечками из трубопроводов водяных тепловых сетей в течение расчетного периода, т;
- $\Delta D_{\text{ут}}$ – потери теплоносителя, обусловленные утечками из трубопроводов паровых тепловых сетей в течение расчетного периода, т;
- $\Delta Q_{\text{тс}}$ – полные потери тепла участков тепловых сетей в течение расчетного периода, Гкал;
- $\Delta Q_{\text{тс}}^{\text{в}}$ – потери тепла участков водяных тепловых сетей в течение расчетного периода, Гкал;
- $\Delta Q_{\text{тс}}^{\text{п}}$ – потери тепла участков паровых тепловых сетей в течение расчетного периода, Гкал;
- $Q_{\text{отп}}^{\text{в}}$ – количество тепла, отпущенного с коллекторов котельной с горячей водой в течение расчетного периода, Гкал;
- $G_{\text{под}}$ – количество горячей воды, поступившей в подающую магистраль с коллекторов котельной в течение расчетного периода, т;

- $G_{\text{обр}}$ – количество горячей воды, поступившей на коллекторы котельной из обратной магистрали в течение расчетного периода, т;
- $G_{\text{подп}}$ – количество горячей воды, поступившей на подпитку тепловых сетей из котельной в течение расчетного периода, т;
- $Q_{\text{отп}}^{\text{п}}$ – количество тепла, отпущенного с коллекторов котельной с паром в течение расчетного периода, Гкал;
- $Q_{\text{отп}}$ – количество тепла, отпущенного с коллекторов котельной в течение расчетного периода, Гкал;
- $Q_{\text{выр}}$ – количество тепла, выработанного котельной в течение расчетного периода, Гкал;
- $Q_{\text{выр}}^{\text{пк}}$ – количество тепла, выработанного паровыми котлами в течение расчетного периода, Гкал;
- $Q_{\text{выр}}^{\text{вк}}$ – количество тепла, выработанного водогрейными котлами в течение расчетного периода, Гкал.

Приложение 1

1. РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

1.1. Расчет нагрузок потребителей тепла.

Задача расчета состоит в определении количества тепла, необходимого для обеспечения работы следующих систем теплоснабжения потребителей в заданных условиях

1. системы отопления (в дальнейшем отопление)
2. системы вентиляции (в дальнейшем вентиляция)
3. системы горячего водоснабжения (в дальнейшем ГВС)
4. системы, использующие горячую воду для технологических нужд потребителя (в дальнейшем технология)
5. системы пароснабжения (в дальнейшем пар)

1.2. Расчет количества тепла на отопление

Определение количества тепла, потребляемого системой отопления, выполняется на основании расчетной нагрузки отопления, заявленной в договоре между потребителем и теплоснабжающей организацией или на основании характеристики отапливаемых зданий.

1.2.1. Определение количества тепла на отопление на основании расчетной нагрузки, заявленной в договоре.

$$Q_{\text{отоп}} = Q_{\text{отоп}}^p \frac{t_{\text{вн}}^p - t_{\text{нв}}}{t_{\text{вн}}^p - t_{\text{нв}}^p} \tau_{\text{отоп}}, \quad (1.2.1)$$

$Q_{\text{отоп}}^p$ – расчетная нагрузка системы отопления, заявленная в договоре между потребителем и теплоснабжающей организацией,
Гкал/ч

$\tau_{\text{отоп}}$ – продолжительность работы системы отопления в течение расчетного периода, час

1.2.2. Определение количества тепла на отопление на основании отопительной характеристики здания.

x_0 – отопительная характеристика здания, ккал/м³ ч °С

V – объем здания по наружному обмеру, м³

Отопительная характеристика определяется по материалам типовых серий зданий, примененных для застройки данного района.

При отсутствии сведений о типовой серии зданий ориентировочное значение отопительной характеристики жилых зданий с учетом естественной вентиляции рассчитываются по выражению

$$x_o = \frac{\alpha \varphi}{\sqrt[6]{V}}, \quad (1.2.3)$$

α – постоянный коэффициент, зависящий от типа строительства, значение коэффициента принимаются по таблице 1.1.

φ – коэффициент, учитывающий климатические условия, значение коэффициента принимаются по таблице 1.2.

Таблица 1.1

Тип строительства	Значение коэффициента α	
	В единицах СИ	В системе единиц основанной на ккал
Кирпичные здания	0,00185	1,6
Здания из сборного железобетона	0,0023 – 0,0026	2,0 – 2,3

Таблица 1.2

Расчетная температура наружного воздуха	Значение коэффициента φ
выше - 10 ° С	1,2
-10 – -200 ° С	1,1
-20 – -300 ° С	1,0
ниже -300 ° С	0,9

Для ориентировочного расчета теплотребления промышленных зданий принимаются следующие значения отопительных характеристик для всех климатических районов

– производственные промышленные здания

$$x_o = (0,45 - 0,75) \text{ ккал/м}^3 \text{ ч } ^\circ \text{С};$$

– непроизводственные промышленные здания

$$x_o = 0,35 \text{ ккал/м}^3 \text{ ч } ^\circ \text{С}.$$

1.3. Расчет количества тепла на вентиляцию.

Определение количества тепла, потребляемого системой вентиляции, выполняется на основании расчетной нагрузки вентиляции, заявленной в договоре между потребителем и теплоснабжающей организацией или на основании характеристики вентилируемых помещений здания.

1.3.1. Определение количества тепла на вентиляцию на основании расчетной нагрузки, заявленной в договоре.

$$Q_{\text{отоп}} = Q_{\text{вент}}^p \frac{t_{\text{вн}}^p - t_{\text{нв}}}{t_{\text{вн}}^p - t_{\text{нв}}^p} \tau_{\text{вент}}, \quad (1.3.1)$$

$Q_{\text{вент}}^p$ – расчетная нагрузка системы вентиляции, заявленная в договоре между потребителем и теплоснабжающей организацией, Гкал/ч

$\tau_{\text{вент}}$ – продолжительность работы системы вентиляции в течение расчетного периода, час

При температуре наружного воздуха в течение расчетного периода ниже расчетной температуры для систем вентиляции, ее значение принимается равным значению расчетной температуры наружного воздуха для системы вентиляции

1.3.2. Определение количества тепла на отопление на основании вентиляционной характеристики здания.

$$Q_{\text{вент}} = x_{\text{в}} V_{\text{вент}} (t_{\text{вн}}^p - t_{\text{нв}}) \tau_{\text{вент}}, \quad (1.3.2)$$

$x_{\text{в}}$ – вентиляционная характеристика здания, ккал/м³ ч °С (кВт/м³ К);

$V_{\text{вент}}$ – объем вентилируемых помещений здания по наружному обмеру, м³.

Вентиляционная характеристика здания, принимается по проектным данным или по результатам испытаний местных систем вентиляции.

При отсутствии проектных данных или результатов испытаний зданий ориентировочное значение вентиляционной характеристики рассчитывается по выражению

$$x_{\text{в}} = mc \frac{V_{\text{вент}}}{V}, \quad (1.3.3)$$

m – кратность вентиляции, 1/ч.

c – объемная теплоемкость воздуха, равная 0,3 ккал/м³ °С.

1.4. Расчет количества тепла на ГВС.

Определение количества тепла, потребляемого системой ГВС, выполняется на основании средней расчетной нагрузки ГВС, заявленной в договоре между потребителем и теплоснабжающей организацией или на основании норм потребления горячей воды на одного жителя.

1.4.1. Определение количества тепла на ГВС на основании средней расчетной нагрузки, заявленной в договоре в отопительный период.

$$Q_{\text{ГВС}} = Q_{\text{ГВС}}^{\text{р}} \frac{t_{\text{ГВ}}^{\text{р-оп}} - t_{\text{ХВ}}}{t_{\text{ГВ}}^{\text{р-оп}} - t_{\text{НВ}}^{\text{р-оп}}} \tau_{\text{ГВС}}, \quad (1.4.1)$$

$Q_{\text{ГВС}}^{\text{р}}$ – средняя расчетная нагрузка системы ГВС, заявленная в договоре между потребителем и теплоснабжающей организацией, Гкал/ч

$\tau_{\text{ГВС}}$ – продолжительность работы системы ГВС в течение расчетного периода, час

1.4.2. Определение количества тепла на ГВС на основании средней расчетной нагрузки, заявленной в договоре в межотопительный период.

$$Q_{\text{ГВС}} = Q_{\text{ГВС}}^{\text{р}} \frac{t_{\text{ГВ}}^{\text{р-моп}} - t_{\text{ХВ}}}{t_{\text{ГВ}}^{\text{р-моп}} - t_{\text{НВ}}^{\text{р-моп}}} \tau_{\text{ГВС}}, \quad (1.4.2)$$

1.4.3. Определение количества тепла на ГВС на основании нормы потребления горячей воды на одного жителя.

$$Q_{\text{ГВС}} = m a (i_{\text{ГВ}} - i_{\text{ХВ}}) \frac{\tau_{\text{ГВС}}}{24} 10^{-6}, \quad (1.4.3)$$

m – расчетное количество жителей, чел

a – суточная норма потребления горячей воды одним жителем, кг/сутки

$i_{\text{ГВ}}$ – энтальпия горячей воды, подаваемой в систему ГВС в отопительный или межотопительный период, ккал/кг

$i_{\text{ХВ}}$ – энтальпия холодной воды в отопительный или межотопительный период, ккал/кг

1.4.4. Определение количества воды, поступающей на подпитку систем ГВС.

Для узлов ввода с открытым водоразбором количество воды на подпитку систем ГВС рассчитывается по уравнению

$$G_{\text{ГВС}} = \frac{Q_{\text{ГВС}}}{(i_{\text{ГВ}} - i_{\text{ХВ}})} \tau_{\text{ГВС}} 10^3, \quad (1.4.4)$$

Значение энтальпии горячей воды принимается следующим образом

- для узлов ввода, оборудованных регулятором температуры – это энтальпия воды при температуре ГВС в отопительный или межотопительный период
- для узлов ввода без регулятора температуры и водоразбором из подающего трубопровода – это энтальпия воды при температуре в подающем трубопроводе
- для узлов ввода без регулятора температуры и водоразбором из обратного трубопровода – это энтальпия воды при температуре в обратном трубопроводе

1.5. Расчет количества тепла на технологию

Определение количества тепла, потребляемого с горячей водой технологической системой, выполняется на основании расчетной

нагрузки технологической системы, заявленной в договоре между потребителем и теплоснабжающей организацией

$$Q_{\text{тех}} = Q_{\text{тех}}^p \tau_{\text{тех}}, \quad (1.5.1)$$

$Q_{\text{тех}}^p$ – расчетная нагрузка технологической системы, заявленная в договоре между потребителем и теплоснабжающей организацией, Гкал/ч

$\tau_{\text{тех}}$ – продолжительность работы технологической системы в течение расчетного периода, час.

1.6. Расчет количества тепла на системы пароснабжения.

Определение количества тепла, передаваемого в систему пароснабжения, определяется на основании расчетной нагрузки системы пароснабжения, заявленной в договоре между потребителем и теплоснабжающей организацией

$$Q_{\text{пар}} = D_{\text{пар}}^p \left[(i_{\text{пар}} - i_{\text{хв}}) - \frac{g_{\text{конд}}}{100} (i_{\text{конд}} - i_{\text{хв}}) \right] 10^{-3} \tau_{\text{пар}}, \quad (1.6.1)$$

$D_{\text{пар}}^p$ – расчетный расход пара на систему пароснабжения, заявленный в договоре между потребителем и теплоснабжающей организацией, т/ч

$\tau_{\text{пар}}$ – продолжительность работы системы пароснабжения в течение расчетного периода, час

$i_{\text{пар}}$ – энтальпия пара, ккал/кг

$g_{\text{конд}}$ – величина возврата конденсата, указанная в договоре между потребителем пара и теплоснабжающей организацией. %

$i_{\text{конд}}$ – энтальпия конденсата, ккал/кг

Количество пара, подаваемого на системы пароснабжения потребителей за расчетный период

$$D_{\text{пар}} = D_{\text{пар}}^p \cdot \tau_{\text{пар}}, \quad (1.6.2)$$

Количество конденсата, возвращаемого от потребителей в течение расчетного периода

$$G_{\text{конд}} = D_{\text{пар}} \cdot \frac{g_{\text{конд}}}{100}, \quad (1.6.3)$$

$g_{\text{конд}}$ – величина возврата конденсата, указанная в договоре между потребителем пара и теплоснабжающей организацией, %

$i_{\text{конд}}$ – энтальпия конденсата, ккал/кг

Количество пара, подаваемого на системы пароснабжения потребителей за расчетный период:

$$D_{\text{пар}} = D_{\text{пар}}^{\text{P}} \tau_{\text{пар}}, \quad (1.6.4)$$

Количество конденсата, возвращаемого от потребителей в течение расчетного периода:

$$G_{\text{конд}} = D_{\text{пар}} \frac{g_{\text{конд}}}{100}, \quad (1.6.5)$$

Потери теплоносителя, обусловленные не возвратом конденсата пара, передаваемого потребителям в течение расчетного периода:

$$\Delta D_{\text{пар}} = D_{\text{пар}} - G_{\text{конд}}, \quad (1.6.6)$$

1.7. Расчет количества тепла на системы теплоснабжения потребителей

$$Q_{\text{потр}} = \sum_1^n (Q_{\text{отоп}} + Q_{\text{вент}} + Q_{\text{гвс}} + Q_{\text{тех}} + Q_{\text{пар}}), \quad (1.7.1)$$

n – число потребителей тепловой энергии.

Приложение 2

2. РАСЧЕТ ПОТЕРЬ ТЕПЛА УЧАСТКАМИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Задача расчета состоит в определении эксплуатационных нормируемых потерь тепла, возникающих при транспортировке теплоносителя от источника тепла (котельной, ЦТП) до потребителей. Потери участков тепловых сетей обусловлены наличием излучения от нагретой наружной поверхности трубопроводов в окружающую среду (в дальнейшем теплопотери), а также наличием утечек теплоносителя (в дальнейшем потери с утечками).

2.1. Расчет теплопотерь участков тепловых сетей.

Расчет теплопотерь участков тепловых сетей выполняется на основании норм плотности теплового потока через поверхность изоляции трубопроводов с учетом типа прокладки, среднегодовой температуры теплоносителя и среднегодовой температуры окружающей среды. Нормативное значение плотности теплового потока корректируется с учетом поправки на отклонение фактических температур теплоносителя и окружающей среды за расчетный период от соответствующих среднегодовых значений, поправки на состояние изоляции и поправки на дополнительные потери тепла, обусловленные наличием арматуры, компенсаторов и опор на участке трубопровода.

Нормы плотности теплового потока через поверхность изоляции в зависимости от типа прокладки и даты ввода в эксплуатацию участка трубопровода приводятся в справочных таблицах, промежуточные значения плотности теплового потока определяются методом интерполяции.

2.1.1. Нормативные теплопотери участка тепловой сети в течение расчетного периода рассчитываются по выражению

$$\Delta Q_{\text{ТП}} = q_{\text{норм}} K_{\text{изол}} L_{\text{тр}} \beta \tau_{\text{тр}} \quad (2.1.1)$$

$q_{\text{норм}}$ – норма плотности теплового потока для участка трубопровода заданного диаметра длиной 1м, ккал/м ч (Вт/м)

$K_{\text{изол}}$ – поправочный коэффициент на состояние изоляции участка трубопровода

$L_{\text{тр}}$ – длина участка трубопровода, м

β – коэффициент местных тепловых потерь, учитывающий потери арматурой, компенсаторами и опорами; принимается равным 1,2 для трубопроводов надземной и канальной прокладки с диаметром 150 – 1150мм, для прочих трубопроводов принимается равным 1,15

$\tau_{\text{тр}}$ – продолжительность эксплуатации трубопровода в течение расчетного периода, м.

2.1.2. Температура теплоносителя внутри участка трубопровода тепловой сети определяется по показаниям средств измерения узлов учета. При отсутствии узлов учета, а также при выполнении планирования работы котельной на перспективный период температура теплоносителя внутри участка трубопровода теплосети вычисляется согласно следующих выражений.

Температура в подающем трубопроводе участка, транспортирующего воду на системы отопления и вентиляции в отопительный период

$$t_1 = t_{\text{вн}}^{\text{р}} + \left(\frac{t_3^{\text{р}} + t_2^{\text{р}}}{2} - t_{\text{вн}}^{\text{р}} \right) \left(\frac{t_{\text{вн}}^{\text{р}} - t_{\text{нв}}^{\text{р}}}{t_{\text{вн}}^{\text{р}} - t_{\text{нв}}^{\text{р}}} \right)^{0,8} + \left(t_1^{\text{р}} - t_2^{\text{р}} - \frac{t_3^{\text{р}} + t_2^{\text{р}}}{2} \right) \left(\frac{t_{\text{вн}}^{\text{р}} - t_{\text{нв}}^{\text{р}}}{t_{\text{вн}}^{\text{р}} - t_{\text{нв}}^{\text{р}}} \right) \quad (2.1.2)$$

t_1 – температура в подающем трубопроводе участка тепловой сети при текущей температуре наружного воздуха в расчетном периоде, °С;

$t_1^{\text{р}}$ – расчетная температура в подающем трубопроводе участка тепловой сети при расчетной температуре наружного воздуха, °С;

$t_2^{\text{р}}$ – расчетная температура в обратном трубопроводе участка тепловой сети при расчетной температуре наружного воздуха, °С;

$t_3^{\text{р}}$ – расчетная температура воды на входе в систему отопления, °С.

Температура в обратном трубопроводе участка, транспортирующего воду на системы отопления и вентиляции в отопительный период

$$t_2 = t_{\text{ВН}}^{\text{п}} + \left(\frac{t_3^{\text{п}} + t_2^{\text{п}}}{2} - t_{\text{ВН}}^{\text{п}} \right) \left(\frac{t_{\text{ВН}}^{\text{п}} - t_{\text{НВ}}^{\text{п}}}{t_{\text{ВН}}^{\text{п}} - t_{\text{НВ}}^{\text{п}}} \right)^{0,8} - (t_3^{\text{п}} - t_2^{\text{п}}) \left(\frac{t_{\text{ВН}}^{\text{п}} - t_{\text{НВ}}^{\text{п}}}{t_{\text{ВН}}^{\text{п}} - t_{\text{НВ}}^{\text{п}}} \right), \quad (2.1.3)$$

t_2 – температура воды в обратном трубопроводе тепловой сети при текущей температуре наружного воздуха, ° С.

Температура в подающем и обратном трубопроводе участка, транспортирующего воду на системы ГВС в отопительный период, принимается равной среднегодовой расчетной температуре ГВС в течение отопительного периода $t_{\text{ГВ}}^{\text{п.оп}}$.

Температура в подающем и обратном трубопроводе участка, транспортирующего воду на системы ГВС в межотопительный период, принимается равной среднегодовой расчетной температуре ГВС в течение межотопительного периода $t_{\text{ГВ}}^{\text{п.моп}}$.

Температура внутри паропровода принимается равной температуре насыщения при заданном давлении пара.

Температура внутри конденсатопровода принимается равной температуре возвращаемого конденсата, а при отсутствии данных о температуре возвращаемого конденсата – равной температуре насыщения при заданном давлении пара.

2.2. Расчет потерь с утечками теплоносителя

Расчет потерь тепла участков тепловых сетей с утечками выполняется на основании нормируемой величины утечек по формуле

$$\Delta Q_{\text{ут}} = \frac{g_{\text{ут}}}{100} \frac{\pi \cdot D_{\text{тр}}^2}{4} L_{\text{тр}} \rho (i - i_{\text{хв}}) \tau_{\text{тр}} 10^{-3}, \text{ Гккал/год} \quad (2.2.1)$$

$g_{\text{ут}}$ – норма утечки теплоносителя, %

$D_{\text{тр}}$ – внутренний диаметр трубопровода, м

ρ – плотность теплоносителя, кг/м³
 i – энтальпия теплоносителя, ккал/кг

Потери теплоносителя с утечками из водяных тепловых сетей

$$\Delta G_{\text{ут}} = \frac{g_{\text{ут}}}{100} \frac{\pi \cdot D_{\text{тр}}^2}{4} L_{\text{тр}} \rho, \quad (2.2.2)$$

Потери теплоносителя с утечками из паровых тепловых сетей определяются аналогично.

2.3. Полные потери тепла участков тепловой сети.

$$\Delta Q_{\text{ТС}} = \sum_1^n \Delta Q_{\text{ТП}} + \sum_1^n \Delta Q_{\text{ут}}, \quad (2.3.1)$$

n – число участков тепловой сети

3. РАСЧЕТ КОЛИЧЕСТВА ТЕПЛА, ОТПУЩЕННОГО С КОЛЛЕКТОРОВ (КОТЕЛЬНОЙ, ТЭЦ)

Количество тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов котельной во внешние тепловые сети с горячей водой и паром, определяется по формуле

$$Q_{\text{отп}} = Q_{\text{отп}}^{\text{в}} + Q_{\text{отп}}^{\text{п}}, \quad (3.1)$$

Количество тепловой энергии, отпущенной с коллекторов котельной во внешние тепловые сети с горячей водой, определяется по показаниям узлов учета

$$Q_{\text{отп}}^{\text{в}} = \sum_1^n (G_{\text{под}} i_{\text{под}} - G_{\text{обр}} i_{\text{обр}} - G_{\text{подп}} i_{\text{хв}}) 10^{-3}, \quad (3.2)$$

n – число узлов учета горячей воды, отпускаемой во внешние тепловые сети

$i_{\text{под}}$ – энтальпия горячей воды, поступившей в подающую магистраль с коллекторов котельной в течение расчетного периода, ккал/кг

$i_{\text{обр}}$ – энтальпия горячей воды, поступившей на коллекторы котельной из обратной магистрали в течение расчетного периода, ккал/кг

В случае неполной комплектации узла учета средствами измерения расхода используется уравнение материального баланса

$$G_{\text{под}} = G_{\text{обр}} + G_{\text{подп}}, \quad (3.3)$$

При отсутствии узлов учета, количество тепловой энергии, отпускаемой с горячей водой, рассчитывается на основании нагрузок потребителей (отопление, вентиляция, горячее водоснабжение, технология) и потерь тепла участками водяных тепловых сетей

$$Q_{\text{отп}}^{\text{в}} = Q_{\text{отоп}} + Q_{\text{вент}} + Q_{\text{гвс}} + Q_{\text{тех}} + \Delta Q_{\text{тс}}^{\text{в}}, \quad (3.4)$$

Количество тепловой энергии, отпущенной с паром, определяется по показаниям узлов учета

$$Q_{\text{отп}}^{\text{п}} = \sum_1^n \left(D_{\text{пар}} (i_{\text{пар}} - i_{\text{хв}}) - G_{\text{конд}} (i_{\text{конд}} - i_{\text{хв}}) \right) 10^{-3}, \quad (3.5)$$

n – число узлов учета пара, отпускаемого во внешние тепловые сети

$i_{\text{пар}}$ – энтальпия пар, ккал/кг

$i_{\text{конд}}$ – энтальпия конденсата, ккал/кг

При отсутствии учета возврата конденсата, его количество определяется на основании процента возврата конденсата, заявленного в договоре между потребителем и теплоснабжающей организацией по формуле

$$G_{\text{конд}} = D_{\text{пар}} \frac{g_{\text{конд}}}{100}, \quad (3.6)$$

При отсутствии узлов учета, количество тепловой энергии, отпускаемой с паром, рассчитывается на основании нагрузок потребителей пара и потерь тепла участками паровых тепловых сетей

$$Q_{\text{отп}}^{\text{п}} = Q_{\text{пар}} + \Delta Q_{\text{ТС}}^{\text{п}}, \quad (3.7)$$

4. РАСЧЕТ СОБСТВЕННЫХ НУЖД НА ТЕПЛОВЫХ УСТАНОВКАХ И СЕТЯХ

1. Общий расход тепла на собственные нужды определяют расчетным или опытным путем исходя из потребностей конкретного теплоисточника, как сумму расходов тепла (пара) на отдельные элементы затрат:

- потери тепла на нагрев воды, удаляемой из котла с продувкой;
- расход тепла на хозяйственно-бытовые нужды;
- расход тепла на подогрев мазута в железнодорожных цистернах, мазутохранилищах, расходных емкостях;
- расход тепла в паровых форсунках на распыление жидкого топлива;
- расход тепла на технологические процессы подготовки воды и пр.

$$Q_{\text{сн}} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{сн}i}, \text{ Гкал}, \quad (4.1)$$

где: $Q_{\text{сн}i}$ – потери тепла на i -е нужды, Гкал;

n – количество различных собственных нужд

При расчетах собственные нужды котлов отнесены к статье собственных нужд котельной, при этом принимается КПД котла брутто. Долю тепла на собственные нужды котельной определяют по формуле:

$$K_{\text{сн}} = \frac{Q_{\text{сн}}}{Q_{\text{выр}}}, \quad (4.2)$$

$$\text{или} \quad K_{\text{сн}} = 1 - \frac{Q_{\text{отп}}}{Q_{\text{выр}}}, \quad (4.3)$$

где: $Q_{\text{выр}}$ – включает расход тепла на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение рассчитанное по формуле 4.1. и потери тепловой энергии в тепловых сетях.

2. Расход и количество тепла, отпускаемого на отопление зданий котельной, мазуто-насосной и других производственных зданий определяют в соответствии с разделом 1.

3. Расход тепла на растопку паровых котлов (Гкал/ч) определяют по формуле:

$$Q_{\text{о раст.}} = K_{\text{раст}} Q_{\text{ок}}, \quad (4.4)$$

где $K_{\text{раст}}$ – коэффициент потери тепла, принимается равным 0,3 при простое до 12 часов (из горячего состояния) и 0,65 при простое свыше 12 часов (из холодного состояния);

$Q_{\text{о раст.}}$ – теплопроизводительность котла, Гкал/час.

Потери тепла за расчетный период, Гкал, составят:

$$Q_{\text{сн}} = \sum_{i=1}^n K_{\text{раст}} Q_{\text{ок}} Z_i. \quad (4.5)$$

где $K_{\text{раст}}$ – коэффициент потерь тепла для i -й растопки;

n – количество растопок в планируемый период;

Z – продолжительность работы котла, час.

Потери тепла при растопке водогрейных котлов принимают равным 0,9 аккумулирующей способности обмуровки, (табл. 1).

Таблица 1

Тип водогрейного котла	Мощность котла, Гкал/час	Потери тепла, Гкал
ПТВМ-50	50	0,72
ПТВМ-30	30	1,08
ТВГМ-30	30	1,08
КВГМ-50	50	1,17

КВГМ-30	30	2,34
КВГМ-20	20	2,16
КВГМ-10	10	1,71
ТВГ-8М	8	4,23
ТВГ-4П	4	2,97
ОРЭ-3Р	3	2,25
ОРЭ-2	2	2,25
ОРЭ-1	1	1,89
ЗИО-60	0,9	1,44
Минск – 1 и др. “Универсал”	1	1,89
“Энергия” и др.	0,6	1,17

4. Потери тепла (в Гкал) на технологические нужды химводоочистки при отсутствии охладителя выпара (при наличии охладителя выпара в расчете используют первую часть формулы) определяют по формуле:

$$Q_{\text{ХВО}} = K_{\text{ХВО}} G_{\text{ХВО}} C_{\text{В}} (t'' - t') Z_{\text{ХВО}} 10^{-6} + K_{\text{ВЗ}} 0,004 G_{\text{Д}} (I_{\text{ВЫП}} - I') Z_{\text{Д}} 10^{-6}, \quad (4.5)$$

где $G_{\text{ХВО}}$ – производительность ХВО, т/ч;

$K_{\text{ХВО}}$ – удельный расход воды на собственные нужды ХВО, тонна исходной воды на одну тонну химически очищенной воды, в зависимости от общей жесткости воды принимается по таблице 2;

$K_{\text{ВЗ}}$ – поправочный коэффициент, принимаемый равным 1,0 при наличии бака взрыхления и 1,2 при его отсутствии;

$C_{\text{В}}$ – теплоемкость воды, ккал/кг $^{\circ}$ С; принимаемая равной 1,0;

t'' , t' – соответственно температура воды после подогревателя сырой и исходной воды, $^{\circ}$ С $^{\circ}$ С

$Z_{\text{ХВО}}$, $Z_{\text{Д}}$ – продолжительность работы соответственно ХВО и деаэратора в планируемом периоде, час;

$G_{\text{Д}}$ – производительность деаэратора, т/ч;

$I_{\text{ВЫП}}$, I' – энтальпия соответственно выпара из деаэратора и исходной воды. ккал/кг.

Таблица 2

Схема ХВО Ионит		Удельный расход воды на собственные нужды ХВО, т исходной воды на 1 т химочищенной воды при жесткости исходной воды (общая) мг-экв/кг										
Na – катионирование	Сульфо-уголь	0,003	0,047	0,063	0,078	0,094	0,11	0,125	–	–	–	–
	Катионит КУ-2	0,015	0,023	0,031	0,039	0,047	0,055	0,062	–	–	–	–
Н – катионирование с “холодной” регенерацией	Сульфо-уголь	–	0,052	0,098	0,122	0,144	0,167	0,167	0,19	0,214	0,235	0,258

Примечание: коэффициент на регенерацию воды на основании усредненных данных ВТИ и уточняется при проведении наладки ХВО.

5. Потери тепла с продувочной водой, Гкал, зависят от периодичности продувки котла и определяются по формуле:

$$Q_{\text{прод}} = \sum_{i=1}^n K_{\text{прод } i} \cdot Q_{ki},$$

$$\text{или } Q_{\text{прод}} = K_{\text{прод}}^{\text{к}} \cdot Q_{\text{к}}^{\text{сп}}, \quad (4.6)$$

где: $Q_{ki}, Q_{\text{к}}^{\text{сп}}$ – количество тепла, Гкал, выработанное за планируемый период, соответственно, котлом и котельной в целом;

$K_{\text{прод } i}, K_{\text{прод}}^{\text{к}}$ – коэффициент продувки, соответственно, котла и котельной, определяется в зависимости от величины продувки P ; при P непрерывной - 0,01, при величине периодической продувки $P = 5\% - 0,0035, 10\% - 0,007, 15\% - 0,0105$;

n – количество котлов.

Средневзвешенная величина продувки котлов по котельной, % определяется за планируемый период:

$$P_{\text{прод}}^{\text{к}} = \frac{\sum_{i=1}^n Q_{ki} \cdot P_i}{\sum_{i=1}^n S \cdot Q_{ki}}, \quad (4.7)$$

где P_i – величина продувки i -го котла в планируемом периоде, %.

6. Потери тепла баками различного назначения (декарбонизаторы, баки-аккумуляторы и пр.), Гкал, определяют по формуле:

$$Q_{\text{бак}} = q_6 K_i F_6 n Z_6 10^{-6}, \quad (4.8)$$

где: q_6 – норма плотности теплового потока через поверхность бака, ккал/м², принимается по СНиП 2.04.14-88;

F_6 – поверхность бака, м²;

n – количество баков;

Z_6 – продолжительность работы баков в планируемом периоде, ч;

K_i – пересчетный температурный коэффициент, определяется из соотношения:

$$K_i = \frac{(t_r - t_{\text{н.ср}})}{(t_r - 5)}, \quad (4.9)$$

где $t_r, t_{\text{н.ср}}$ – соответственно температура горячей воды в баке и усредненная температура наружного воздуха за рассматриваемый период, °С.

Плотности теплового потока через изоляцию баков-аккумуляторов при температуре воды в баке 65 °С и температуре наружного воздуха 5 °С, приведены в таблице 3.

Таблица 3

Характеристика стальных вертикальных цилиндрических баков-аккумуляторов	Плотность теплового потока через изоляцию, Гкал/ч
Д=4,73м, Н=5,98м, V=100м ³	0,0043
Д=6,63м, Н=5,98м, V=200 м ³	0,0068
Д=7,58м, Н=7,45м, V=300м ³	0,0094
Д=8,53м, Н=7,45м, V=400 м ³	0,0109
Д=10,43м, Н=8,95м, V=700 м ³	0,0161
Д=12,33м, Н=8,94м, V=1000 м ⁴	0,0205

7. Количество тепла на хозяйственно-бытовые нужды, Гкал, определяют по формуле:

$$, (2.25)$$

$$Q_x = (a_q N_q K_q + a M) C_B \rho_B (t_r - t_{XB}) Z_q 10^{-6}, \quad (4.10)$$

где a_q – норма расхода горячей воды на одну душевую сетку, принимается равной 0,27 м³/сут.;

N_q – количество душевых сеток;

K_q – коэффициент использования душевых, определяется практически путем, при отсутствии данных принимают равным 1,0;

a – норма расхода горячей воды на 1 человека в смену, при отсутствии данных принимается равной 0,024 м³/чел. в сутки;

M – численность работающих человек в сутки;

t_r, t_{XB} – соответственно температура горячей и исходной воды, °С;

C_B – теплоемкость ккал/кг. °С; воды,

Z_q – продолжительность планируемого периода, сут.;

ρ_B – плотность воды, т/м³.

8. Количество тепла, требуемое для нужд мазутного хозяйства, Гкал, определяется как сумма потерь тепла для обогрева мазута в резервуарах, мазутопроводах, при сливе и паровом распыливании:

$$Q_M = Q_{спм} + Q_{хрм} + Q_{пм} + Q_{тм} + Q_{рм}, \quad (4.11)$$

где: $Q_{спм}$ – потери тепла со сливом мазута, Гкал;

$Q_{хрм}$ – потери тепла при хранении мазута, Гкал;

$Q_{пм}$ – потери тепла на подогрев мазута, Гкал;

$Q_{тм}$ – потери тепла при обогреве мазутопроводов, Гкал;

$Q_{рм}$ – потери тепла при распыливании мазута, Гкал, – удельное количество тепла на разогрев мазута при сливе, ккал/т, определяют по формуле:

$$q_{сп} = 450 (t_k - t_H) \left(1 + 10 K_r \frac{Z_{cn}}{\rho}\right), \quad (4.12)$$

где t_H – начальная температура мазута в цистерне, °С, при отсутствии данных принимается равной 0...-2°С для южного пояса, -7...-

10°С для северного, -10...-15°С для Сибири (через 7 суток после наполнения температура мазута в цистерне равна температуре наружного воздуха);

t_k – конечная температура подогрева мазута в цистерне, °С, принимается по таблице 2.8 в зависимости от марки мазута;

K_r – коэффициент охлаждения, принимается равным 1,55 для 60-тонной, 1,71 для 50-тонной, 2,26 для 25-тонной цистерны;

ρ – плотность мазута, кг/м³;

Z_{cn} – фактическое время разогрева и слива из цистерны, ч, принимается по таблице 4.

Таблица 4

Место подогрева	Температура подогрева мазута, °С	
	М 40-60	М 80-100
В железнодорожных цистернах перед сливом	30	60
В приемной емкости и в хранилищах	40-60	30-80
Перед форсунками:		
Механическими или паромеханическими	100	120
Воздушными низконапорными	90	110
Паровыми или воздушными, высоконапорными	85	105

Таблица 5

Марка мазута	Фактическое время разогрева, ч.	
	В холодное время года с 15.10 по 15.04	В теплое время года с 15.04 по 15.10.
М20	6	3
М40	8	4
М60, М80, М100	10	4

удельные потери тепла при хранении мазута, ккал/т, определяют по формуле:

$$q_{\text{хр}} = 602 F K (t_k - t_o) \frac{Z_{\text{хр}}}{\rho \cdot V}, \quad (4.13)$$

где F – поверхность охлаждения резервуара, м³, принимают по паспортным или фактическим данным;

K – коэффициент теплопередачи стенок резервуара, ккал/м² °С, принимается равным 6,98 ккал/м² °С для металлических неизолированных резервуаров, 3,49 – для изолированных, 0,314 – для подземных;

t_o – температура окружающего воздуха, °С, принимается как средняя для заданного периода, (для подземных резервуаров $t_o = 5^\circ\text{C}$);

$Z_{\text{хр}}$ – время хранения, ч;

V – емкость резервуара, м³.

Расход пара на подогрев мазута в мазутохранилищах или расходных емкостях приведен в таблице 6.

Таблица 6

Мазут	Расход нормального пара, кг/т мазута, при типах форсунок		
	Воздушных	Паровых	механических
Флотский	46	243	36
Топочный М40	48	247	42
М100	34	239	39

При отсутствии данных для расчета расход пара давлением 1-1,2 Мпа и температурой 220-250°С на разогрев, слив и зачистку 10 железнодорожных цистерн емкостью 60 т принимают равным 7,65 (85-120 кг/т); расход пара на сливные лотки на 10 м двухпутной эстакады 0,1 т/ч, на промежуточные емкости объемом 200 м³ – 0,6 т/ч, 400 м² – 1,2т/ч, 600 м² – 1,8 т/ч, 1000 м² – 2,0 т/час.

Количество тепла на обогрев мазутопроводов, Гкал, определяют по формуле:

$$Q_{\text{отм}} = q L \beta Z_{\text{об}} 10^{-6}, \quad (4.14)$$

где q – плотность теплового потока от мазутопровода в окружающую среду, ккал/м, принимают по нормам тепловых потерь (табл. 4, 5 и 6);

L – длина обогреваемого мазутопровода, м;

$Z_{об}$ – продолжительность обогрева, ч.;

β – коэффициент, учитывающий потери тепла опорами, арматурой, компенсаторами, принимается 1,15 для бесканальной прокладки, 1,2 в тоннелях и каналах, 1,25 при надземной прокладке.

Потери тепла на паровое распыление мазута, Гкал, определяют по формуле:

$$Q_{отм} = q_n B_M (I_{п} - I_{пв}) 10^{-6}, \quad (4.15)$$

где q_n – удельный расход пара на распыление, кг/кг мазута, принимается равным 0,3 для напорных форсунок, 0,02-0,03 для паромеханических форсунок;

B_M – количество распыляемого мазута, т;

$I_{п}, I_{пв}$ – энтальпия соответственно пара и питательной воды, ккал/кг.

7. Количество тепла, требуемого на обдувку поверхностей нагрева паровых котлов, Гкал, определяют по формуле:

$$Q_{обд} = K_{обд} 10^{-6} \sum_{i=1}^n G_{кт}^{cp} (I_{п} - I_{пв}) Z, \quad (4.16)$$

где $G_{кт}^{cp}$ – средняя паропроизводительность i -го котла, т/ч;

$K_{обд}$ – коэффициент обдувки, принимаемый равным 0,003 при $G_{кт}^{cp}$ свыше 10 т/ч и (0,002-0,003) при $G_{кт}^{cp}$ менее 10 т/ч;

Z – продолжительность работы котла, ч;

$I_{п}, I_{пв}$ – соответственно энтальпия пара и питательной воды, ккал/кг;

n – количество котлов.

8. Количество тепла, требуемого на обмывку котлов, Гкал, принимают:

$$Q_{об} = (0,15ч \cdot 0,25) Q_{ок} Z_{обм}, \quad (4.17)$$

где $Q_{ок}$ – теплопроизводительность котла, Гкал/ч;

$Z_{обм}$ – продолжительность обмывки в планируемом периоде, ч.

9. Прочие и неучтенные потери (опробование предохранительных клапанов, потери с утечками, парением, потери через изоляцию трубопроводов и пр.), Гкал, принимают равными:

– для открытой системы теплоснабжения

$$Q_{об} = 0,02 Q_{выр}, \quad (4.18)$$

– для закрытой системы теплоснабжения

$$Q_{пр} = 0,01 Q_{выр}. \quad (4.19)$$

При отсутствии данных для определения расходов тепла на собственные нужды используют нормативы расхода тепла по элементам затрат, приведенные в таблице 7.

Составляющие расхода тепловой энергии на собственные нужды котельной	Нормативы расхода тепла по элементам затрат, % номинальной нагрузки котельной		
	Газообразное топливо	Слоевые и факельно-слоевые топки	Жидкое топливо
Продувка паровых котлов паропроизводительностью, т/ч			
– до 10	0,13	0,13	0,13
– более 10	0,06	0,06	0,06
Растопка котлов	0,06	0,06	0,06
Обдувка котлов	–	0,36	0,32
Дутье под решетку котлов	–	2,5	–
Мазутное хозяйство	–	–	1,6
Паровой распыл мазута	–	–	4,5
Подогрев воздуха в калориферах	–	–	1,2
Эжектор дробеочистки	–	–	0,17

Технологические нужды химводоочистки, деаэрации; отопление и хозяйственные нужды котельной; потери с излучением тепла паропроводами, насосами, баками и т.п.; утечки, испарения при апробировании и выявлении неисправностей в оборудовании; неучтенные потери.	2,2	2,0	1,7
Итого:	2,39-2,32	5,05-2,56	9,68-3,81

10. Нормативы установлены при следующих показателях:

- величина продувки котлов производительностью 10 т/ч – 10%; свыше 10 т/ч – 5%;
- возврат конденсата 90-95%;
- температура возвращаемого конденсата 90°С;
- температура добавочной химически очищенной воды 5°С;
- марка мазута М100, подогрев мазута от 5 до 105°С;
- дробеочистка принята для котлов паропроизводительностью более 25 т/ч, работающих на сернистом мазуте, бурых углях и угле марки АРШ с расходом пара на эжектор 1500 кг/ч при давлении 1,37 Мпа (14 кгс/см²) и температуре 280-330°С;
- расход топлива на растопку принят исходя из следующего числа растопок в год: 6 после простоя длительностью до 12 ч, 3 – после простоя длительностью более 12 ч; расход пара на калориферы для подогрева воздуха перед воздухоподогревателем предусмотрен для котлов паропроизводительностью 25 т/ч и выше и работающих на сернистом мазуте, бурых углях и угле марки АРШ.

11. При наличии резервного топлива в котельной следует дополнительно учесть расход тепла на подогрев топлива.

Таблица 8

Параметры теплоносителя

Наименование теплотрассы	Температура теплоносителя на участке (t , °С)			Диаметр подающ. трубопр-да, (мм)	Диаметр обратного трубопровода (мм)	Длина (п.м.)	Потери тепла Q , (Гкал)
	от котельной до ЦТП	от ЦТП до Нагрузки	от котельной до нагрузки				
Подающая линия отопления							
Подземная бесканальная							
Подземная в непроходных каналах							
Надземная на открытом воздухе							
Надземная внутри помещений							
Обратная линия отопления							
Подземная бесканальная							
Подземная в непроходных каналах							
Надземная на открытом воздухе							
Надземная внутри помещений							
Подающая линия горячего водоснабжения							
Подземная бесканальная							
Подземная в непроходных каналах							
Надземная на открытом воздухе							
Надземная внутри помещений							
Обратная линия горячего водоснабжения							
Подземная бесканальная							
Подземная в непроходных каналах							
Надземная на открытом воздухе							
Надземная внутри помещений							

12. Расчет расхода топлива.

В начале раздела "Расчет расхода топлива" должны быть приведены следующие данные:

- основное и резервное топливо с указанием для них топливного эквивалента перевода натурального топлива в условное топливо;
- марка, количество, планируемая продолжительность работы, КПД брутто (КПД кот-лоагрегата) и год выпуска используемых котлов;
- планируемая выработка тепловой энергии в регулируемом периоде (по данным из разделов "Расчет тепловых нагрузок" и "Расчет тепловых потерь");
- расход топлива по показаниям приборов учета за базовый период (для газовой котельной).

Потребность котельной в натуральном топливе ($V_{\text{нат}}$, кг твердого или жидкого топлива, м куб. газа) определяется по формуле:

$$V_{\text{нат}} = \frac{V_{\text{ут}}}{\mathcal{E}}, \quad (4.20)$$

где \mathcal{E} – калорийный эквивалент для перевода натурального топлива в условное, принимается по сертификату на топливо или по результату лабораторного анализа;

$V_{\text{ут}}$ – расход условного топлива, кг у.т., необходимого для выработки планируемого количества т/э, $Q_{\text{выр}}$ $Q_{\text{выр}}$, Гкал;

$$V_{\text{ут}} = V_{\text{уут}} Q_{\text{выр}},$$

$Q_{\text{выр}}$ – сумма полезного отпуска тепловой энергии и потерь тепловой энергии;

$V_{\text{уут}}$ – удельный расход условного топлива, кг у.т., определяется по формуле :

$$V_{\text{уут}} = \frac{142,86 \cdot 100}{\eta}, \quad (4.21)$$

где η – КПД котлоагрегата (по паспортным данным или режимно-наладочным испытаниям), %.

Необходимо обратить внимание на то, что в расчете используется КПД брутто, а все потери тепла на собственные нужды котельной учитываются в разделе "Расчет тепловых потерь".

При наличии в котельной нескольких котлов среднюю норму расхода условного топлива, к у.т., на выработку тепла за планируемый период определяют, как средневзвешенную по формуле:

$$V_{\text{уут}} = \frac{\sum_{i=1}^n V_{\text{уут}i} \cdot Q_i \cdot T_i}{\sum_{i=1}^n q_i \cdot T_i}, \quad (4.22)$$

где: $V_{\text{уут}i}$ – удельный расход условного топлива, кг у.т., i -го котла;

Q_i – теплопроизводительность i -го котла, Гкал/ч;

n – количество котлов;

T_i – планируемое число часов использования тепловой мощности i -го котла, ч/год.

При планировании использования резервного топлива расчет проводится следующим образом:

Рассчитывается удельный расход условного топлива, $V_{\text{уут осн}}$, для значения КПД котлоагрегата, $\eta_{\text{осн}}$, работающего на основном топливе, (кг у.т.):

$$V_{\text{уут осн}} = \frac{142,86 \cdot 100}{\eta_{\text{осн}}};$$

13. Определяется количество тепловой энергии, ($Q_{\text{выр осн}}$, Гкал, которое будет произведено на основном топливе $V_{\text{нат осн}}$, кг (м^3):

$$Q_{\text{выр осн}} = \frac{V_{\text{нат осн}}}{V_{\text{уут осн}} \cdot \mathcal{E}_{\text{осн}}}, \quad (4.23)$$

где $\mathcal{E}_{\text{осн}}$ – калорийный эквивалент основного топлива (принимается по сертификату на топливо или по результату лабораторного анализа).

14. Определяется количество тепловой энергии, $Q_{\text{выр рез}}$, которое необходимо произвести на резервном топливе, Гкал:

$$Q_{\text{выр рез}} = Q_{\text{выр}} - Q_{\text{выр осн}},$$

где $Q_{\text{выр}}$ – планируемая выработка тепловой энергии в регулируемом периоде.

15. Рассчитывается удельный расход условного топлива, $V_{\text{уут рез}}$ для КПД котлоагрегата, работающего на резервном топливе, кг у.т.,

$$V_{\text{уут}} = 142,86 \cdot \frac{100}{\eta_{\text{осн}}}$$

16. Определяется планируемый расход резервного топлива, $V_{\text{нат рез}}$, кг(м³):

$$V_{\text{нат рез}} = \frac{Q_{\text{выр рез}} \cdot V_{\text{уут рез}}}{\mathcal{E}_{\text{рез}}}, \quad (4.24)$$

где $\mathcal{E}_{\text{рез}}$ – калорийный эквивалент резервного топлива (принимается по сертификату на топливо или по результату лабораторного анализа).

Приложение 5

5. РАСЧЕТ НОРМАТИВНЫХ УДЕЛЬНЫХ РАСХОДОВ ТОПЛИВА НА ВЫРАБОТКУ И ОТПУСК ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Рассматриваем расчет удельного расхода топлива на выработку и отпуск теплоснабжающего предприятия на примере одной котельной.

Описание работы котельной с указанием марки котлов их технических особенностей, характеристик технологического оборудования. Указывается основное и резервное топливо. Тепловая установленная мощность и подключенная нагрузка.

Сведения о составе и работе котельного оборудования.

Сведения о составе и основных параметрах котельного оборудования представлены в таблице 9. Сведения о составе и основных параметрах вспомогательного тепломеханического оборудования представлены в таблице 10.

Таблица № 9

№ п/п	Тип котло-агрегата	Производительность проектная/ фактическая		Давление рабочее/ фактическое кгс/см ²	КПД «брутто» по данным последних испытаний	Уд. расход топлива на выработку тепла, фактический/ нормативный кг у.т./Гкал
		т/ч	Гкал/ч			
1.						
2.						
3.						
4.						
5.						

Таблица № 10

Наименование оборудования	Марка	Кол-во	Производительность, мощность т/час, Гкал/час, кВт	Подача, напор м ³ /час, м вод ст

Отчетные данные базового периода.

Динамика основных технико-экономических показателей за 4 года, представлена в таблице 11.

Таблица № 11

Показатели	Значения показателей			
	Факт			План
Котельная				
Выработка тепловой энергии, Гкал				
Отпуск тепловой энергии, Гкал				
Расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал				
%				
Расход топлива, т у.т.				
Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал				

При распределении нагрузок между котлоагрегатами котельной учитывалось следующие:

- а) годовой план ремонта котельных на период регулирования;
- б) особенности функционирования котельных;
- в) изменение значения внешних факторов по сравнению с базовым периодом;
- г) расчеты выполнены на основании действующих режимных карт.

*Расчет нормативов удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию
от котельной за месяц планируемого года*

Тип котла	Вид топлива	Справочные данные		Планируемый год														
		номинальная производительность котла, Гкал/ч	индивидуальная норма расхода топлива, кг у.т./Гкал	Выработка тепловой энергии по номинальной производительности, Гкал	Расход топлива по индивидуальным нормам, тыс.т у.т.	Планируемые показатели										Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной		Групповой норматив удельного расхода топлива, кг
						Теплопроизводительность, Гкал/ч	Время работы котлоагрегата, ч	КПД (согласно режимным картам)	Загрузка котла от номинальной производительности, %	индивидуальная норма расхода топлива при средней производительности, кг	Выработка тепловой энергии, Гкал	Расход топлива, т у.т.	Отпуск тепловой энергии, Гкал	Гкал	%			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17		
Котельная																		

Годовые показатели работы котельной на планируемый год

Наименование котельной	Расход условного топлива	Выработка тепловой энергии	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	Собственные нужды котельной		Отпуск тепловой энергии в сеть	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии
	т у.т.	Гкал	кг.у.т./Гкал	Гкал	%	Гкал	кг.у.т./Гкал
Котельная							

Приложение №1
к расчету и обоснованию нормативов
удельного расхода топлива на отпущенную
электрическую и тепловую энергию от
тепловых электростанций и котельных

*Сводная таблица результатов расчета нормативов удельного расхода топлива на отпущенную тепловую
энергию от котельной на планируемый год*
Сводная таблица результатов расчета НУР

Показатели	Значение показателя по месяцам												Год
	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	
Котельная													
Отпуск тепловой энергии, Гкал													
Нормативный удельный расход топлива на отпущенное тепло, кг.у.т./Гкал													

СПРАВКА
*к Предложению по утверждению нормативов удельных расходов топлива на
отпущенную тепловую энергию от
котельной на планируемый год*

показатели	2017 г.		2018 г.		2019 г.		2020 г.		
	нормат. ²	отчет	нормат.	отчет	нормат.	планов.отпуск (справочно), тыс.Гкал	расчетн.от- пуск (справочно), тыс.Гкал	норматив предл.орг.	к 2007 г. гр.9:гр.6, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Котельная									
Уд.расход топлива на отпущенную тепловую энергию, кг у.т./Гкал									

6. НОРМАТИВЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ПРИ ПЕРЕДАЧЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Тепловая сеть двухтрубная или четырехтрубная, открытая система или закрытая теплоснабжения работает по отопительному графику с расчетными температурами сетевой воды °С. Суммарная протяженность трубопроводов в однострубно́м измерении. Прокладка трубопроводов подземная (бесканальная или канальная) или надземная. Изоляция трубопроводов выполнена из чего.

6.1. Исходные данные используемые при выполнении расчетов

Теплоноситель «вода», открытая система теплоснабжения.

Температурный график регулирования тепловой нагрузки °С.

$n_{\text{год}} = \text{---}$ часов – продолжительность функционирования тепловых сетей.

$n_{\text{от}} = \text{---}$ часов – отопительный период.

$n_{\text{л}} = \text{---}$ часов – неотопительный период .

$t_{\text{хот}} = 5^{\circ}\text{C}$, $t_{\text{хл}} = 15^{\circ}\text{C}$ – температура холодной воды в отопительный и неотопительный период.

$n = \text{---}$ – подача теплоносителя, дней.

$n_{\text{от}} = \text{---}$ – отопительный период, дней.

$n_{\text{л}} = \text{---}$ – неотопительный период, дней.

$\alpha = 0,25\%$ норма среднегодовой утечки теплоносителя.

$V_{\text{от}} = \text{---}$ – объем тепловых сетей в отопительный период, м³.

$V_{\text{л}} = \text{---}$ – объем тепловых сетей в неотопительный период, м³.

$\rho_0 = 984,05$ – среднегодовая плотность теплоносителя при среднем значении температуры сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, кг/м³.

$T = \text{---}$ – среднее значение температуры сетевой воды в подающем и обратном, трубопроводах тепловой сети, °С.

$c = 1$ – удельная теплоемкость сетевой воды, ккал/кг °С.

$b = 0,5$ – доля массового расхода теплоносителя, теряемого подающим трубопроводом.

$t_{\text{ср.мес.нар.воздуха}}$ – среднемесячная температура наружного воздуха, принята согласно справки, предоставленной предприятием.

$t_{\text{гр.мес.}}$ – среднемесячная температура грунта, принята равной °С

$t_{\text{ср.нар.воздуха}}$ за отопительный период – среднемесячная температура наружного воздуха за отопительный период, °С.

$t_{\text{ср.нар.воздуха}}$ за неотопительный период – среднемесячная температура наружного воздуха за неотопительный период, °С.

$t_{\text{ср.год.}}$ наружного воздуха – среднегодовая температура наружного воздуха, °С.

$t_{1 \text{ год}}$ – среднегодовые значения температуры теплоносителя в подающем трубопроводе тепловой сети, °С.

$t_{2 \text{ год}}$ – среднегодовые значения температуры теплоносителя в обратном трубопроводе тепловой сети, °С.

Сведения о потребителях тепловой энергии.

Расчетная часовая нагрузка потребителей тепловой энергии согласно договорам.

В таблице 6.1. – 6.4. приведены основные сведения о подключенной тепловой нагрузке и договорном потреблении тепловой энергии количество договоров с потребителями тепловой энергии 3.

Таблица 6.1

Общая подключенная нагрузка на основании договоров в базовый период.

№ п/п	Котельные и другие поставщики тепла	Расчетная часовая нагрузка, Гкал/час					Всего
		Пар на технологические нужды	Пар на иные нужды	Горячая вода на отопление	Горячая вода на вентиляцию	Горячая вода на ГВС	
1	Тепловая сеть						

Общая подключенная нагрузка на основании договоров на период регулирования.

Таблица 6.2

№ п/п	Котельные и другие поставщики тепла	Расчетная часовая нагрузка, Гкал/час					Всего
		Пар на технологические нужды	Пар на иные нужды	Горячая вода на отопление	Горячая вода на вентиляцию	Горячая вода на ГВС	
1	Тепловая сеть						

Таблица 6.3

Потребитель	№ договора	Расчетная часовая нагрузка, Гкал/час		
		Горячая вода на отопление	Горячая вода на ГВС	Всего
Итого				

Договорные месячные величины потребления тепловой энергии в базовый и регулируемый периоды.

Таблица 6.4

	январь	февраль	Март	Апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Потребление согласно договоров в Гкал в базовый период году												
Потребление согласно договоров на период регулирования Гкал												

6.2. Определение нормируемых эксплуатационных тепловых потерь

Эксплуатационные тепловые потери в водяных ТС состоят из двух видов потерь – через теплоизоляционные конструкции и с утечками сетевой воды.

Определение нормируемых эксплуатационных тепловых потерь через теплоизоляционные конструкции осуществляется для ТС на балансе энергоснабжающей организации в виде часовых (при среднегодовых условиях работы ТС) [МВт (Гкал/ч)] и среднемесячных [МВт (Гкал/ч)] тепловых потерь по участкам ТС (см. п. 3.1.6 РД 153-34.0-20.523-98 [2, ч. II]) в соответствии с материальной характеристикой, а также месячных и годовых потерь [ГДж (Гкал)] в целом по ТС на балансе:

- тепловые потери через изоляцию определяются отдельно по видам прокладки (подземная и надземная) вследствие различных алгоритмов их зависимости от температур сетевой воды и окружающей среды (грунта или воздуха) (см. пп. 3.1.6 и 3.1.8 РД 153-34.0-20.523-98 [2, ч. II]);
- нормируемые часовые среднегодовые потери по участкам ТС в общем виде определяются формулой (1) РД 153-34.0-20.523-98 [2, ч. II]

$$Q_{\text{норм}}^{\text{ср.г}} = q_{\text{н}} K L \beta, \quad (6.1)$$

Значения удельных (на 1 м длины) часовых тепловых потерь $q_{\text{н}}$, Вт/м [ккал/(м·ч)], по видам прокладки определяются по нормам [3] и [4] в зависимости от срока ввода ТС в эксплуатацию (см. п. 3.1.7 и таблицы П1.1-П1.5 РД 153-34.0-20.523-98 [2, ч. II]):

- к удельным тепловым потерям вводятся поправочные коэффициенты K , полученные на основании расчета согласно положениям п. 3.1.11 РД 153-34.0-20.523-98 [2, ч. II], и β – на дополнительные потери тепла арматурой, компенсаторами, опорами (см. п. 3.1.6 РД 153-34.0-20.523-98 [2, ч. II]);
- нормируемые часовые тепловые потери при среднегодовых условиях работы в целом по ТС на балансе энергопредприятия определяются путем суммирования часовых среднегодовых потерь по участкам (по видам прокладки);
- нормируемые часовые среднемесячные $Q_{\text{н}}^{\text{ср.м}}$ [МВт (Гкал/ч)] и месячные $Q_{\text{н}}^{\text{м}}$ [ГДж (Гкал)] тепловые потери по видам прокладки определяются путем пересчета часовых среднегодовых тепловых потерь на среднемесячные температурные условия работы ТС и число часов работы в данном месяце;
- составляющая ЭХ по тепловым потерям через изоляцию строится в виде графика часовых среднемесячных [МВт (Гкал/ч)] и месячных [ГДж (Гкал)] тепловых потерь в разрезе года отдельно по видам прокладки для тепловой сети на балансе энергоснабжающей организации.

Энергетическая характеристика водяных ТС по показателю "тепловые потери" определяется путем суммирования нормируемых месячных значений тепловых потерь через тепловую изоляцию и с потерями сетевой воды, а также их годовых значений.

Для оценки доли тепловых потерь от количества переданной тепловой энергии определены их относительные значения по месяцам и в целом за год работы ТС.

Определение нормируемых эксплуатационных тепловых потерь с потерями сетевой воды в соответствии с РД 153-34.0-20.523-98 [2, ч. II] осуществляется только для потерь с нормируемой утечкой в виде годовых тепловых потерь $Q_{ут}^г$ [ГДж (Гкал)] по формуле (36) РД 153-34.0-20.523-98 [2, ч. II] (см. рис. 3.4):

$$Q_{ут}^г = a V^{ср.г} c \rho^{ср.г} \cdot \left(\frac{t_{п}^{ср.г} + t_{о}^{ср.г}}{2} - t_{о}^{ср.г} \right) \cdot n_{год} \cdot 10^{-6}, \quad (6.2)$$

При этом:

- нормируемая среднегодовая утечка сетевой воды a [$м^3/(ч \cdot м^3)$] принимается по РД 34.20.501-95 [6] в размере 0,25% среднегодового объема (емкости) ТС и систем теплоснабжения;
- среднегодовой объем сетевой воды $V^{ср.г}$ ($м^3$) определяется исходя из объема ТС и систем теплоснабжения в отопительном периоде работы СЦТ;
- расчет производится в целом для ТС и подключенных систем теплоснабжения на балансе энергоснабжающей организации;
- определяются нормируемые эксплуатационные месячные тепловые потери с утечкой сетевой воды $Q_{ут}^м$ [ГДж (Гкал)] исходя из сезонных потерь и соответствующих средних температур сетевой и холодной воды и числа часов работы;
- составляющая ЭХ по потерям тепла с потерями сетевой воды строится в виде графика месячных тепловых потерь ТС на балансе энергоснабжающей организации.

Удельные часовые тепловые потери определяются по нормам [3] и таблицам П1.1 и П1.2 РД 153-34.0-20.523-98 [2, ч. II] для участков ТС, введенных в эксплуатацию до 01.01.90 г.

Для тепловых сетей с тепловой изоляцией, выполненной в соответствии с [3] (табл. П1.1 и П1.2 приложения 1), удельные часовые тепловые потери определяются:

- для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам q_n $q_{н}$, Вт/м [$ккал/(м \cdot ч)$] по формуле

$$q_{\text{н}} = q_{\text{н}}^{\text{T1}} + (q_{\text{н}}^{\text{T2}} - q_{\text{н}}^{\text{T1}}) \cdot \frac{\Delta t_{\text{ср}}^{\text{ср.г}} - \Delta t_{\text{ср}}^{\text{T1}}}{\Delta t_{\text{ср}}^{\text{T2}} - \Delta t_{\text{ср}}^{\text{T1}}}, \quad (6.3)$$

где $q_{\text{н}}^{\text{T1}}$ и $q_{\text{н}}^{\text{T2}}$ – удельные часовые тепловые потери суммарно по подающему и обратному трубопроводам каждого диаметра при двух смежных (соответственно меньшем и большем, чем для данной сети) табличных значениях среднегодовой разности температур сетевой воды и грунта, Вт/м [ккал/(м·ч)];

$\Delta t_{\text{ср}}^{\text{ср.г}}$ – значение среднегодовой разности температур сетевой воды и грунта для данной тепловой сети, °С;

$\Delta t_{\text{ср}}^{\text{T1}}$ и $\Delta t_{\text{ср}}^{\text{T2}}$ – смежные (соответственно меньшее и большее, чем для данной сети) табличные значения среднегодовой разности температур сетевой воды и грунта, °С.

Значение среднегодовой разности температур сетевой воды и грунта $\Delta t_{\text{ср}}^{\text{ср.г}}$ (°С) определяется по формуле

$$\Delta t_{\text{ср}}^{\text{ср.г}} = \frac{t_{\text{п}}^{\text{ср.г}} + t_{\text{о}}^{\text{ср.г}}}{2} - t_{\text{гр}}^{\text{ср.г}}, \quad (6.4)$$

где $t_{\text{п}}^{\text{ср.г}}$ и $t_{\text{о}}^{\text{ср.г}}$ – среднегодовая температура сетевой воды соответственно в подающем и обратном трубопроводах для данной тепловой сети, °С;

$t_{\text{гр}}^{\text{ср.г}}$ – среднегодовая температура грунта на глубине заложения трубопроводов, °С;

для надземной прокладки отдельно по подающему и обратному трубопроводам $q_{\text{н.п}}$, $q_{\text{н.о}}$ Вт/м [ккал/(м·ч)], по формулам:

$$q_{\text{н.п}} = q_{\text{н.п}}^{\text{T1}} + (q_{\text{н.п}}^{\text{T2}} - q_{\text{н.п}}^{\text{T1}}) \cdot \frac{\Delta t_{\text{п}}^{\text{ср.г}} - \Delta t_{\text{п}}^{\text{T1}}}{\Delta t_{\text{п}}^{\text{T2}} - \Delta t_{\text{п}}^{\text{T1}}}, \quad (6.5)$$

$$q_{\text{н.о}} = q_{\text{н.о}}^{\text{T1}} + (q_{\text{н.о}}^{\text{T2}} - q_{\text{н.о}}^{\text{T1}}) \cdot \frac{\Delta t_{\text{о}}^{\text{ср.г}} - \Delta t_{\text{о}}^{\text{T1}}}{\Delta t_{\text{о}}^{\text{T2}} - \Delta t_{\text{о}}^{\text{T1}}}, \quad (6.6)$$

где $\Delta q_{\text{н.п}}^{\text{T1}}$ и $\Delta q_{\text{н.п}}^{\text{T2}}$ – удельные часовые тепловые потери по подающему трубопроводу для данного диаметра при двух смежных (соот-

ветственно меньшем и большем) табличных значениях среднегодовой разности температур сетевой воды и наружного воздуха, Вт/м [ккал/(м·ч)];

$\Delta q_{н.о}^{T1}$ и $\Delta q_{н.о}^{T2}$ – удельные часовые тепловые потери по обратному трубопроводу для данного диаметра при двух смежных (соответственно меньшем и большем) табличных значениях среднегодовой разности температур сетевой воды и наружного воздуха, Вт/м (ккал/(м·ч));

$\Delta t_{п}^{ср.г}$ и $\Delta t_{о}^{ср.г}$ – среднегодовая разность температур соответственно сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах и наружного воздуха для данной тепловой сети, °С;

$\Delta t_{п}^{T1}$ и $\Delta t_{п}^{T2}$ – смежные табличные значения (соответственно меньшее и большее) среднегодовой разности температур сетевой воды в подающем трубопроводе и наружного воздуха, °С;

$\Delta t_{о}^{T1}$ и $\Delta t_{о}^{T2}$ – смежные табличные значения (соответственно меньшее и большее) среднегодовой разности температур сетевой воды в обратном трубопроводе и наружного воздуха, °С

Среднегодовые значения разности температур для подающего $\Delta t_{п}^{ср.г}$ и обратного $\Delta t_{о}^{ср.г}$ трубопроводов определяются как разность соответствующих среднегодовых температур сетевой воды $t_{п}^{ср.г}$ и $t_{о}^{ср.г}$ и среднегодовой температуры наружного воздуха $t_{в}^{ср.г}$.

Среднегодовое значение температуры сетевой воды $t_{п}^{ср.г}$ и $t_{о}^{ср.г}$ определяется как среднее значение из ожидаемых среднемесячных значений температуры воды по принятому температурному графику регулирования отпуска тепла, соответствующих ожидаемым значениям температуры наружного воздуха за весь период работы тепловой сети в течение года.

Ожидаемые среднемесячные значения температуры наружного воздуха и грунта определяются как средние значения из соответствующих статистических климатологических значений за последние 5 лет по данным местной метеорологической станции или по климатологическим справочникам.

Среднегодовое значение температуры грунта $t_{гр}^{ср.г}$ определяется как среднее значение из ожидаемых среднемесячных значений температуры грунта на глубине залегания трубопроводов.

Статистические данные по температуре наружного воздуха за 5 лет г.г. и на период регулирования.

Таблица 6.3

Месяц	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Январь						
Февраль						
Март						
Апрель						
Май						
Июнь						
Июль						
Август						
Сентябрь						
Октябрь						
Ноябрь						
Декабрь						
Среднегод. темп-ры, °С						

Таблица 6.4

Температурный график °С.

Месяц	Значение температуры, усредненное за 5 лет, °С		Значение температуры сетевой воды (по температурному графику) в трубопроводе, °С	
	грунта на средней глубине заложения $t_{гр}$	наружного воздуха $t_{в}$	подающем $t_{п}$	обратном $t_{о}$
Январь				
Февраль				
Март				
Апрель				
Май				
Июнь				
Июль				
Август				
Сентябрь				
Октябрь				
Ноябрь				
Декабрь				
Среднегод-е температуры, °С				

Полезный отпуск тепловой энергии потребителям условного предприятия на период регулирования

Таблица 6.5

Месяцы года	Полезный отпуск на период регулирования
Январь	
Февраль	
Март	
Апрель	
Май	
Июнь	
Июль	
Август	
Сентябрь	
Октябрь	
Ноябрь	
Декабрь	
Итого	

6.3. Определение нормируемых эксплуатационных тепловых потерь с потерями сетевой воды

Нормируемые эксплуатационные тепловые потери с потерями сетевой воды определяются в целом по системе теплоснабжения, т.е. с учетом внутреннего объема трубопроводов ТС, находящихся как на балансе энергоснабжающей организации, так и на балансе других организаций, а также объема систем теплоснабжения, с выделением тепловых потерь с потерями сетевой воды в ТС на балансе энергоснабжающей организации.

Нормируемые эксплуатационные годовые тепловые потери с нормируемой утечкой сетевой воды $Q_{ут}^г$ [ГДж (Гкал)] определялись по формуле (36) РД 153-34.0-20.523-98 [2, ч. II]:

$$Q_{ут}^г = a V^{ср.г} c \rho^{ср.г} \left(\frac{t_{п}^{ср.г} + t_{о}^{ср.г}}{2} - t_{х}^{ср.г} \right) n_{год} 10^{-6}, \quad (6.7)$$

где $\rho^{ср.г}$ – среднегодовая плотность воды, кг/м³; определяется при температуре $\frac{t_{п}^{ср.г} + t_{о}^{ср.г}}{2}$, °С;

c – удельная теплоемкость сетевой воды; принимается равной 4,1868 кДж/(кг·°C) или 1 ккал/(кг · °C).

Среднегодовая температура холодной воды, поступающей на источник тепловой энергии для последующей обработки с целью подпитки ТС, $t_x^{cp.г}$ (°C) определяется по формуле (38) РД 153-34.0-20.523-98 [2, ч. III]:

$$t_x^{cp.г} = \frac{t_x^{от} \cdot n_{от} + t_x^л \cdot n_л}{n_{от} + n_л}. \quad (6.8)$$

Температура холодной воды в отопительный период принимается $t_x^{от} = 5^\circ\text{C}$.

Годовые потери тепла $Q_{уг}^г$ всего по системе теплоснабжения в том числе в ТС на балансе энергоснабжающей организации $Q_{ут.т.с}^{г.э.о}$.

Нормы на промывку и заполнение тепловых сетей определены эмпирическим путем по результатам обобщенного анализа практики теплоснабжения. Рекомендуются следующие нормы на промывку и заполнение тепловых сетей и систем потребления:

Для эксплуатируемых тепловых сетей:

Промывка тепловых сетей $V_{пром} = 2V_{т.с}$, двум объемам тепловых сетей, находящихся в эксплуатации энергоснабжающей организации.

На заполнение тепловых сетей принимается 1 объем тепловых сетей $V_{т.с}$ находящихся в эксплуатации энергоснабжающей организации и 1 объем тепловых сетей находящихся у абонентов.

Структура отпуска и потребления тепловой энергии

Таблица 6.6

Наименование системы теплоснабжения	Тип системы теплоснабжения	Тип теплоносителя, его параметры	Отпуск тепловой энергии в сеть, тыс. Гкал						Отпуск тепловой энергии из сети, тыс. Гкал						
			от собственных источников			от других производителей и смежных сетей			от собственных источников			от других производителей и смежных сетей			
			Базовый период	Утвержденный период	Период регулирования	Базовый период	Утвержденный период	Период регулирования	Базовый период	Утвержденный период	Период регулирования	Базовый период	Утвержденный период	Период регулирования	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
Тепловая сеть															

Общая характеристика систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей)

Таблица 6.7

Наименование системы теплоснабжения населенного пункта	Наименование предприятия	Тип теплоносителя, его	Протяженность трубопроводов тепловых сетей в однострубнои исчислении, м		Средний наружный диаметр трубопроводов тепловых сетей, м		Объем трубопроводов тепловых сетей, м ³				Количество насосных станций на балансе, шт.		Количество ЦТП на балансе, шт.	
			Базовый период	Период регулир.	Базовый период	Период регулир.	Базовый период		Период регулир.		Базовый период	Период регулир.	Базовый период	Период регулир.
							Отопит.	Летний	Отопит.	Летний				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Водяная тепловая сеть														
Тепловая сеть														

Таблица 6.8

Среднемесячные и среднегодовые температуры наружного воздуха, грунта, сетевой и холодной воды на прогнозируемый период

Месяцы	Число часов работы		Температура, °С				
	отопит. период	летний период	грунта	наружного воздуха	подающего трубопровода	обратного трубопровода	холодной воды
Январь							
Февраль							
Март							
Апрель							
Май							
Июнь							
Июль							
Август							
Сентябрь							
Октябрь							
Ноябрь							
Декабрь							
Среднегодовые значения							
Среднесезонные значения	отопит. период						
	летний период						

Таблица 6.9*Распределение потерь тепловой энергии с утечками.*

Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Год

*Характеристика водяной тепловой сети.***Таблица 6.10**

Номер источника	Длина участка, м	Условный диаметр трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Год вода в эксплуатацию (перекладки)	Объем удельный, м ³	Объем, м ³

Расчет часовых тепловых потерь для среднегодовых условий функционирования тепловой сети.

Таблица 6.11

Номер источника	Длина участка, м	Условный диаметр трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Удельные часовые тепловые потери для среднегодовых условий функционирования т/сетей, ккал/м·ч	коэффициент местных тепловых потерь, β	Часовые тепловые потери для среднегодовых условий функционирования т/сетей, $Q_{из.н.год}$, Гкал/ч

Расчет нормативных значения эксплуатационных тепловых потерь через изоляционные конструкции трубопроводов по периодам функционирования тепловой сети

Таблица 6.12

Тепловые потери	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Год
Подземные, Гкал/час													
Надземные Гкал/час													
ИТОГО, Гкал/час													
Время, час													
Подземные, Гкал/мес													
ИТОГО, Гкал/мес													
Потери с утеч- ками, Гкал/мес.													

Прогнозируемый баланс отпуска и потребления тепловой энергии на период регулирования

Таблица 6.13

Тепловые потери	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Год
Отпуск тепловой энергии в сеть, Гкал													
Потери тепловой энергии, Гкал													
в том числе:													
- через изоляцию													
- с утечками													
Потребление тепловой энергии, Гкал													

7. ОБСЛЕДОВАНИЕ ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Электроэнергетическое обследование является неотъемлемой частью программы проведения энергоаудита предприятия и призвано выявить фактическое состояние системы электроснабжения предприятия, определить структуру приема и распределения, эффективность потребления и достоверность учета электрической энергии (ЭЭ).

При проведении работ по электроэнергетическому обследованию распределительных сетей районов электроснабжения выполняется комплекс работ по экспериментальному определению уровня достоверности учета и потерь электрической энергии в воздушных и кабельных линиях, а также понизительных трансформаторах трансформаторных подстанций.

Работы по электроэнергетическому обследованию отраслевых предприятий можно условно разделить на два этапа:

первый этап – сбор исходных данных о системе электроснабжения и электроприемниках обследуемого предприятия, характеристике измерительных комплексов средств коммерческого и технического учета ЭЭ (под измерительным комплексом средств учета ЭЭ (далее измерительным комплексом) понимается совокупность устройств одного присоединения, предназначенных для измерения и учета ЭЭ – трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, счетчики активной и реактивной энергии, соединенных между собой по установленной схеме). Разработка программы проведения экспериментальных исследований по определению уровня достоверности системы учета ЭЭ, соответствия показателей качества ЭЭ в точках присоединения предприятия к питающим сетям действующему в настоящее время ГОСТ 13109-97.

второй этап – проведение натурных экспериментов по определению уровня достоверности учета и качества ЭЭ, определение фактической величины приема ЭЭ по предприятию, расчет расхода ЭЭ по видам оборудования и потерь в распределительных сетях предприятия

и цеховых трансформаторах, составление электробалансов по цехам, участкам и предприятию в целом, определение структуры потребления ЭЭ (расход энергии на эксплуатационные нужды и подсобно-вспомогательную деятельность), разработка рекомендаций по повышению достоверности учета и снижению потерь ЭЭ.

Блок-схема алгоритма проведения электроэнергетического обследования предприятия приведена на рис. 3.1, 3.2.

Алгоритм электроэнергетического обследования, первый этап

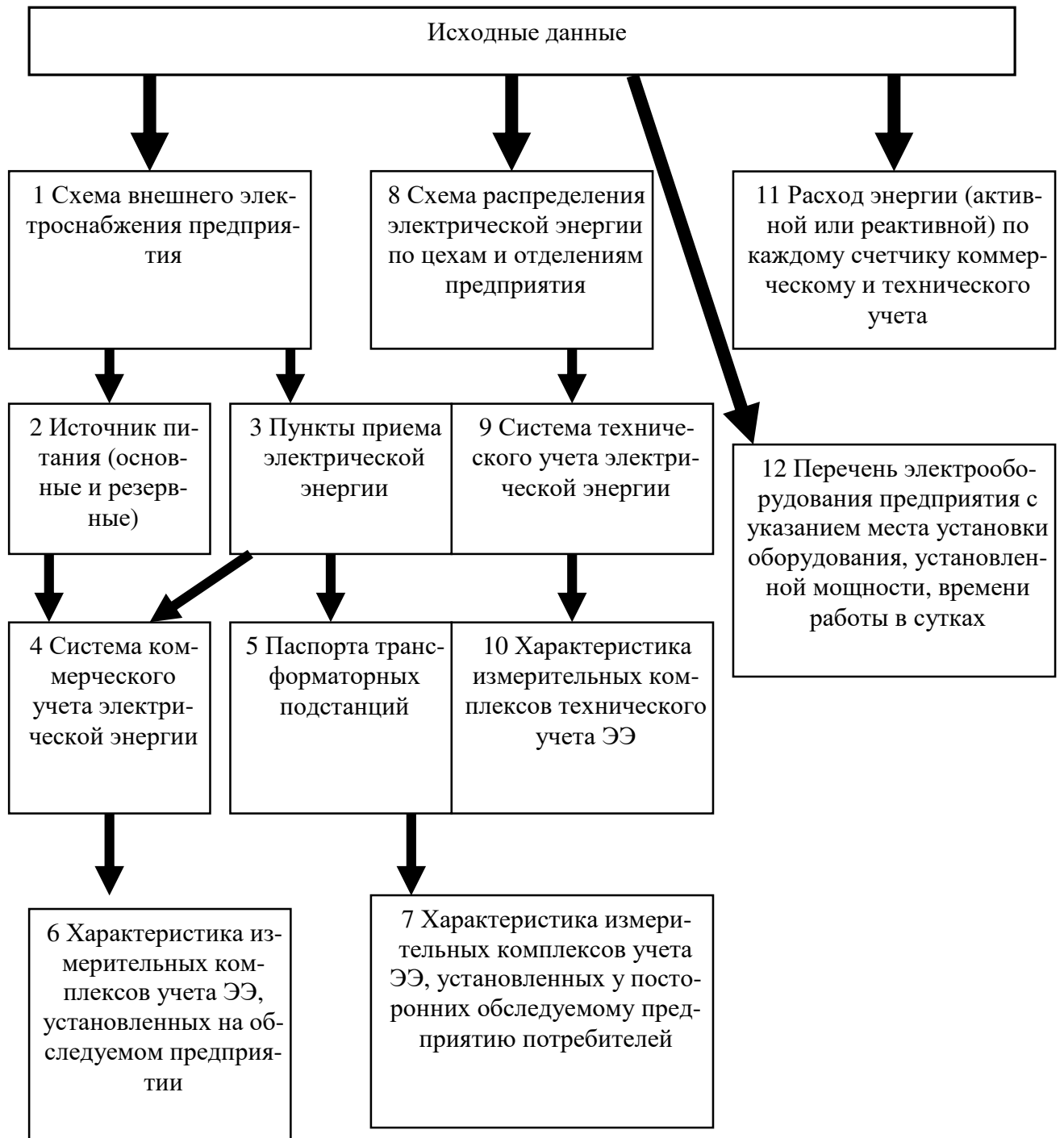


Рис. 3.1

Алгоритм электроэнергетического обследования, второй этап

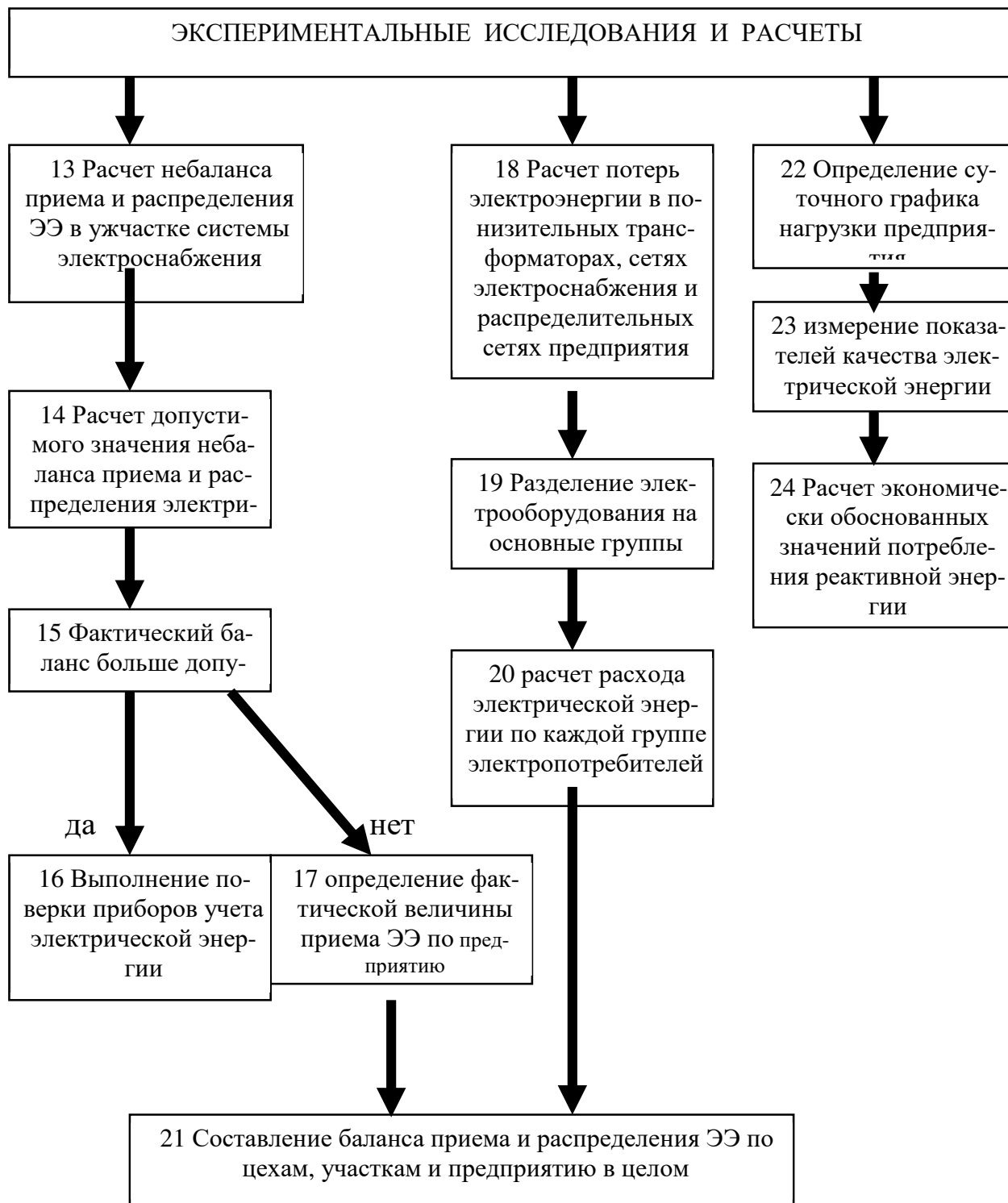


Рис. 3.2

Питание может осуществляться на напряжении 6, 10 или 35 кВ. Распределительные сети отличаются относительной простотой линий и большим количеством трансформаторных подстанций. Для экспериментальной оценки достоверности системы учета электрической энергии все распределительные сети необходимо разделить на контролируемые зоны электроснабжения. Под контролируемой зоной понимается участок электрических сетей с трансформаторными подстанциями, на границах которого должны быть установлены приборы учета, позволяющие определить количество электрической энергии, принятой в контролируемую зону от источника питания контролируемой зоны и распределенной по вводам трансформаторных подстанций.

Схема контролируемой зоны электроснабжения должна включать в себя:

- источник электрической энергии, от которого получает питание контролируемая зона – электростанция энергосистемы, тяговая подстанция (ЭЧЭ), центральная понизительная подстанция (ЦПП), центральная распределительная подстанция (ЦРП) или др.;
- высоковольтные линии электропередачи, по которым передается электрическая энергия. Указываются длины линий и марки проводов и кабелей;
- все трансформаторные подстанции (ТП), получающие питание от рассматриваемой контролируемой зоны.
- места установки измерительных комплексов учета электрической энергии, поступающей в распределительные сети от источника питания, и распределяемой по трансформаторным подстанциям.

Заполняется паспорт контролируемой зоны, в котором указывается наименование источника, от которого получает питание КЗ, наименования всех ТП, входящих в КЗ, приводится характеристика трансформаторного оборудования ТП для расчета потерь ЭЭ и информация об измерительных комплексах ЭЭ для расчета допустимого зна-

чения небаланса приема и распределения ЭЭ в КЗ. В состав измерительного комплекса ЭЭ входят измерительные трансформаторы тока (ТТ) и напряжения (ТН) и счетчик активной или реактивной энергии.

Таблица 7.1

ПАСПОРТ
контролируемой зоны электроснабжения

Наименование фидера источника питания, от которого питается КЗ или ввода ТП	Характеристика трансформаторного оборудования					Характеристика измерительных комплексов учета ЭЭ							
	марка трансформатора	S_n , кВ·А	$U_{в.н.}$, кВ	$\Delta P_{к.з.}$, кВт	ΔP_x , кВт	место установки счетчика	марка счетчика	номер счетчика	класс точности счетчика	коэфф ициент ТТ	класс точности ТТ	коэфф ициент ТН	класс точности ТН
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Прием электрической энергии от источника питания КЗ													
Распределение электрической энергии по трансформаторным подстанциям, входящим в КЗ													

Таблица 7.2

*Небаланс принятой в контролируемую зону электроснабжения
и распределенной по трансформаторным подстанциям электрической энергии*

Наименование ввода или фидера	Номер счетчика	Начальное показание счетчика на 05.06.1999 г.	Конечное показание счетчика на 17.06.1999 г.	Разность показаний счетчика	Коэффициент трансформации счетчика	Количество принятой (распределенной) энергии, кВт·ч
1	2	3	4	5	6	7
Прием электрической энергии от источника питания КЗ						
Распределение электрической энергии по трансформаторным подстанциям, входящим в КЗ						
Принято по вводам, кВт·ч						
Принято по вводам, квар·ч						
Распределено, кВт·ч						
Нагрузочные потери в линиях, кВт·ч						
Нагрузочные потери в трансформаторах, кВт·ч						
Потери холостого хода трансформаторов, кВт·ч						
Небаланс приема и распределения:						
кВт·ч						
%						

Таблица 7.3

Определение допустимого небаланса приема и распределения электрической энергии

Наименование ввода (фидера) пункта приема или ТП	Номер счетчика	Допустимая относительная погрешность, %				Расход ЭЭ по счетчику, кВт·ч	Доля расхода энергии	Относительная погрешность комплекса учета, %
		счетчика	ТТ	ТН	линии			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Итого принято, кВт·ч								
Распределение								
Итого распределено, кВт·ч								
Допустимый небаланс приема и распределения, %								

Таблица 7.4

ПАСПОРТ
*трансформаторной подстанции _____ .
 Характеристика приемников электрической энергии,
 получающих питание от трансформаторной подстанции*

№ п/п	Наименование приемника	Номер фидера ТП	Категория приемника	Принадлежность к потребителю (наименование потребителя)	Тип учета электроэнергии				Примечание
					по счетчику		косвенным методом	другие виды определения потребленной приемником ЭЭ	
					номер счетчика	коэффициент трансформации счетчика			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Таблица 7.5

Перечень установленного электрооборудования предприятия и расчетный расход электрической энергии

Наименов-е цеха	Наимен-е участка, отделения	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Мощность оборудования, кВт	Режим работы в месяц, дней	Время работы, ч		Расход ЭЭ в месяц, кВт·ч	
						зима	лето	зима	лето
Цех 1	...								
	...								
	...								
Итого по цеху 1									
Цех 2	...								
	...								
	...								
Итого по цеху 2									
...									
...									
...									
Цех N	...								
	...								
	...								
Итого по цеху N									
ВСЕГО ПО ПРЕДПРИЯТИЮ									

Таблица 7.6

Распределение расхода электрической энергии по группам оборудования и цехам

Номер группы	Наименование группы электроприемников	Расход электрической энергии по цехам, кВт·ч					Итого по группе
		Цех 1	Цех 2	Цех N	
1	Металлорежущие установки, станки и электропривод						
2	Подъемно-транспортное оборудование						
3	Прессы, вентиляция, насосные и компрессорные электроустановки						
4	Сварочное оборудование						
5	Электротермическое оборудование						
6	Холодильное оборудование						
7	Испытательные стенды и лаборатории						
8	Аккумуляторное оборудование						
9	Освещение						
10	Прочее						
Всего по цеху							

Таблица 7.7

Результаты поверки счетчиков в условиях эксплуатации тяговой подстанции

Место установки счетчика	Марка счетчика	Номер счетчика	Дата предыдущей поверки счетчика	А, $\frac{об.}{кВт\cdotч}$	Класс точности	Число оборотов	Среднее число импульсов	Средняя погрешность	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Таблица 7.8

Фактический расход и погрешность учета электрической энергии

Место установки счетчика	Питающая подстанция	Количество принятой энергии, кВт·ч		Количество энергии, отпущенной посторонним потребителям, кВт·ч		Погрешность		Примечание
		по счетчикам	фактически	по счетчикам	фактически	отн., %	абс., кВт·ч	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Принято в сети обследуемого предприятия								
Передано посторонним потребителям								
Распределено на нужды предприятия								

Оценка достоверности системы учета электрической энергии в распределительных сетях.

Для оценки достоверности системы учета ЭЭ в распределительных сетях без проведения поверки счетчиков необходимо определить небаланс приема и распределения ЭЭ в контролируемых зонах электроснабжения. Для этого дважды, с интервалом в 10 – 15 дней, проводится съем показаний всех приборов учета, установленных в КЗ, и определяется количество ЭЭ, учтенной каждым счетчиком. По данным о величине принятой в КЗ ЭЭ выполняется расчет потерь ЭЭ в распределительных сетях и понизительных трансформаторах ТП с учетом мест установки приборов учета.

Абсолютный небаланс принятой и распределенной ЭЭ по КЗ можно найти по следующему выражению

$$\Delta W = W_{\text{п}} - W_{\text{р}} - \Delta W_{\text{н}}^{\text{л}} - \Delta W_{\text{н}}^{\text{т}} - \Delta W_{\text{х}}^{\text{т}}, \quad (7.1)$$

где $W_{\text{п}}$, $W_{\text{р}}$ – соответственно количество принятой в контролируемую зону по вводам и распределенной по трансформаторным подстанциям ЭЭ;

$\Delta W_{\text{н}}^{\text{л}}$, $\Delta W_{\text{н}}^{\text{т}}$ – нагрузочные потери в распределительных линиях и понизительных трансформаторах;

$\Delta W_{\text{х}}^{\text{т}}$ – потери холостого хода в понизительных трансформаторах.

Потери ЭЭ в трансформаторах учитываются в случае установки счетчиков на вводах ТП на стороне низкого напряжения.

Относительный небаланс принятой и распределенной электрической энергии по КЗ определяется по формуле

$$\delta W = \frac{\Delta W}{W_{\text{п}}} \cdot 100\%, \quad (7.2)$$

Значение фактического небаланса должно быть меньше или равно значению допустимого небаланса, т.е.

$$\delta W_{\phi} \leq \delta W_{д}, \quad (7.3)$$

Значение допустимого небаланса определяется по формуле

$$\delta W_{д} = \pm \sqrt{\sum_{i=1}^k \delta_{ni}^2 d_{ni}^2 + \sum_{i=1}^m \delta_{oi}^2 d_{oi}^2} 100\%, \quad (7.4)$$

где $\delta_{ni}(\delta_{oi})$ – суммарная относительная погрешность i -го измерительного комплекса, состоящего из трансформатора напряжения, трансформатора тока и счетчика, учитывающего принятую (отпущенную) электроэнергию;

$d_{ni}(d_{oi})$ – доля электроэнергии принятой (отпущенной) через i -й измерительный комплекс;

k – число измерительных комплексов, учитывающих электроэнергию, принятую в контролируемую зону;

m – число измерительных комплексов, учитывающих ЭЭ, распределенную по вводам ТП.

Долю электроэнергии, учтенную i -м измерительным комплексом, следует определять по формуле

$$d_i = \frac{W_i}{W_n}, \quad (7.5)$$

где W_i – количество электроэнергии, учтенной i -м измерительным комплексом за период проведения эксперимента;

W_n – суммарное количество электроэнергии, принятой в контролируемую зону за тот же период.

Предел допустимой относительной погрешности i -го измерительного комплекса определяется по формуле

$$\delta_i = \pm \sqrt{\delta_i^2 + \delta_u^2 + \delta_l^2 + \delta_{oc}^2}, \quad (7.8)$$

где δ_i, δ_u – пределы допустимых значений относительной погрешности соответственно трансформаторов тока (ГОСТ 7746-89) и трансформаторов напряжения (ГОСТ 1983-89), %;

δ_d – предел допустимых ПУЭ потерь напряжения в линиях присоединения счетчиков к трансформаторам напряжения, (0,25%);

δ_{oc} – предел допустимой основной погрешности индукционного (ГОСТ 6570-75) или электронного (ГОСТ 26035-83) счетчиков, %.

В случае превышения фактического значения небаланса допустимой величины или невозможности проведения экспериментального определения небаланса приема и распределения ЭЭ в КЗ из-за отсутствия приборов учета в контролируемой зоне заключение о достоверности системы учета ЭЭ выдается на основании результатов ревизии системы учета ЭЭ.

Расчет потерь при распределении электрической энергии

Для расчета потерь электрической энергии в распределительных сетях 6 – 10 кВ и понизительных трансформаторах. Сети 6 – 10 кВ районов электроснабжения характеризуются относительной простотой схемы каждой линии, большим количеством таких линий и низкой достоверностью информации о нагрузках трансформаторов 6 – 10/0,4 кВ. В связи с этим для расчета потерь целесообразно использовать метод средних нагрузок.

7.1.1. Потери в линиях электропередач 6 – 10 кВ

При выполнении расчета нагрузочных потерь в линиях электропередач, последние могут рассматриваться как контролируемые зоны электроснабжения. Расчет выполняется на основании представления линий в виде эквивалентных сопротивлений. Исходными данными для выполнения расчета потерь являются:

- номинальное напряжение линии;
- длины и марки проводов и кабелей;

- номинальные мощности, потери холостого хода и короткого замыкания понизительных трансформаторов, установленных на ТП, получающих питание от данной линии;
- продолжительность расчетного периода;
- значения активной и реактивной энергии, переданной по линии за расчетный период.

После сбора исходных данных схема электроснабжения контролируемой зоны преобразуется для определения нагрузочных потерь в линиях (рис. 7.1.).

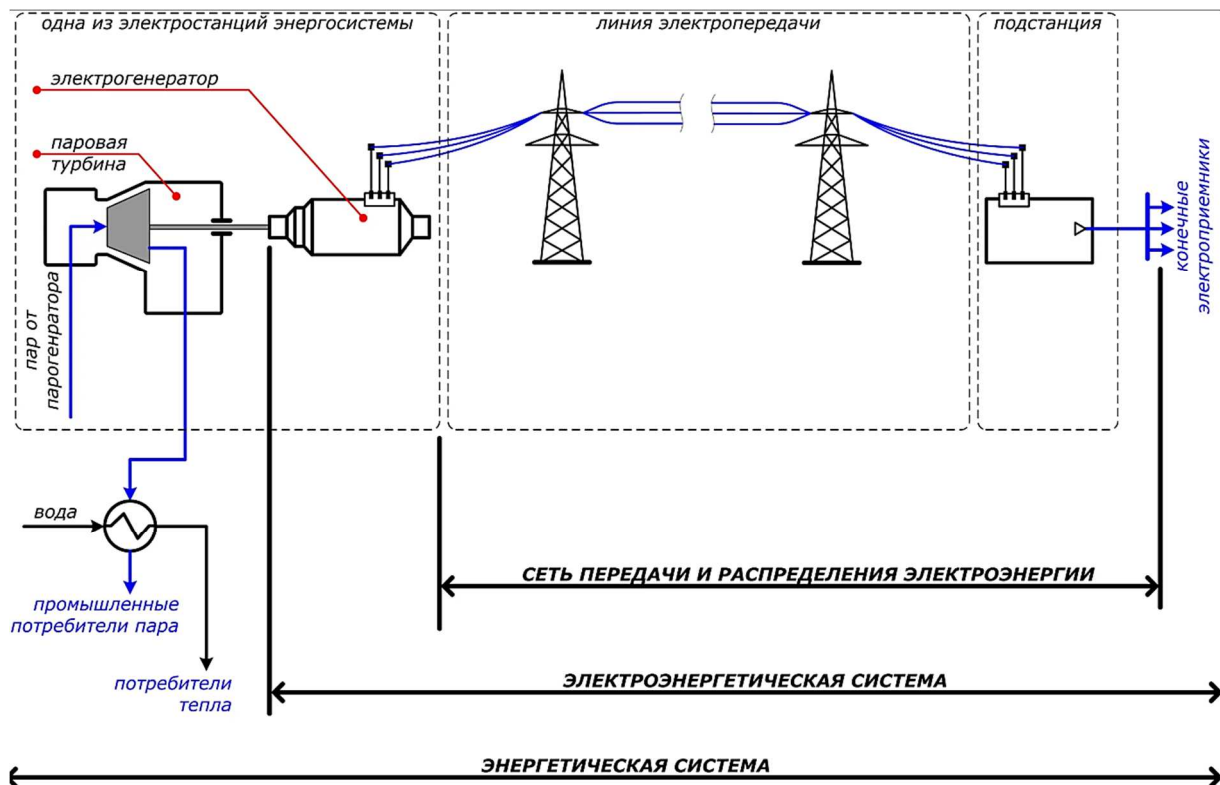


Рис. 7.1. Схема контролируемой зоны электроснабжения для расчета потерь электрической энергии в линиях

Нагрузочные потери в линиях контролируемой зоны определяются по следующему алгоритму.

1. Исходя из информации о длинах и типах проводов, определяется сопротивление каждого участка контролируемой зоны

$$R_{01} = l_{01}\rho_{01}, \quad (7.9)$$

где l_{01} – длина участка 0–1, км;

ρ_{01} – удельное сопротивление провода (кабеля), которым выполнен участок 0 – 1, Ом/км.

2. Эквивалентное сопротивление линии электропередач определяется по формуле

$$R_{\text{эк}}^{\text{л}} = \frac{\sum_{i=1}^n S R_{\text{Ti}}^2 \cdot R_{\text{ли}}}{S_{\text{т.г}}^2}, \quad (7.10)$$

где S_{Ti} – суммарная номинальная мощность понизительных трансформаторов, получающих питание по i -му участку линии сопротивлением $R_{\text{ли}}$;

n – число участков линий;

$S_{\text{т.г}}$ – суммарная мощность понизительных трансформаторов, присоединенных к рассматриваемой линии.

Вместо установленных мощностей понижающих трансформаторов могут использоваться токи, протекающие по соответствующим участкам.

3. Определяются коэффициенты формы графиков активной и реактивной мощности. Так как графики активной и реактивной мощности на головных участках обычно не регистрируются, то рекомендуется определять коэффициент формы графика по формуле

$$k_{\text{ф}} = \frac{0,124}{k_{\text{з}}} + 0,876, \quad (7.11)$$

где $k_{\text{ф}} = \frac{T_{\text{max}}}{24}$ – коэффициент заполнения графика;

T_{max} – число часов использования максимальной нагрузки в сутки, ч.

В этом случае возникает систематическая погрешность (около 4 %) в сторону завышения потерь, которая компенсируется систематической погрешностью в сторону занижения потерь, вызываемой определением $U_{\text{эк}}$ по замерам только на шинах питающего центра (без учета потерь в линии).

4. Эквивалентное напряжение определяют по эмпирической формуле:

$$U_{\text{ЭК}} = \sqrt{k_1 \cdot U_1^2 + (1 - k_1)U_2^2}, \quad (7.12)$$

где U_1, U_2 – напряжение на шинах питающего центра в режимах наибольших и наименьших нагрузок, кВ;

$$k_1 = 0,9$$

5. Нагрузочные потери в линиях определяют по формуле

$$\Delta W_{\text{Н}} = \frac{W_P^2 + W_Q^2}{3 \cdot U_{\text{ЭК}}^2 \cdot T} k_{\phi}^2 R_{\text{ЭК}}^{\text{Л}} 10^3, \quad (7.13)$$

где W_P, W_Q – расход активной и реактивной энергии в контролируемой зоне за период проведения эксперимента, тыс. кВт·ч и тыс. квар·ч соответственно;

T – время проведения эксперимента, ч.

5. Потери электрической энергии в понизительных трансформаторах трансформаторных подстанций и цеховых трансформаторах

Расчет потерь ЭЭ в трансформаторах выполняется только для ТП, на вводах которых приборы учета установлены на стороне низкого напряжения.

Нагрузочные потери энергии в понизительных трансформаторах определяются по следующему алгоритму.

5.1. Определяются сопротивления каждого трансформатора, исходя из данных о марках трансформаторов, установленных на трансформаторных подстанциях:

$$R_T = \Delta P_K \frac{U_{\text{В.НОМ}}^2}{S_{\text{Т.НОМ}}^2} 10^3, \quad (7.14)$$

где ΔP_K – потери короткого замыкания трансформатора, кВт;

$U_{\text{В.НОМ}}$ – номинальное напряжение на высокой стороне трансформатора, кВ;

$S_{\text{Т.НОМ}}$ – номинальная мощность понизительного трансформатора, кВ·А.

5.2. Определяются трансформаторы, находившиеся в работе в расчетный период.

5.3. Эквивалентное сопротивление трансформаторов, получающих питание от данной линии и работавших в расчетный период, определяется по формуле

$$R_{\text{эк}}^{\text{T}} = \frac{\sum_{j=1}^m S_{Tj}^2 R_{Tj}}{S_{\text{T.Г}}^2}, \quad (7.15)$$

где $S_{\text{T.Г}}$ – номинальная мощность j -го понизительного трансформатора сопротивлением R_{Tj} ;

m – число понизительных трансформаторов.

5.4. Нагрузочные потери в понизительных трансформаторах определяются по формуле

$$\Delta W_{\text{H}}^{\text{T}} = \frac{W_{\text{P}}^2 + W_{\text{Q}}^2}{U_{\text{эк}}^2 T} k_{\phi}^2 R_{\text{эк}}^{\text{T}} 10^3, \quad (7.16)$$

5.5. Потери холостого хода трансформаторов в расчетный период

$$W_{\text{X}}^{\text{T}} = \sum_{k=1}^p \Delta P_{\text{Xk}} T, \quad (7.16)$$

где ΔP_{Xk} – потери холостого хода k -го понизительного трансформатора, находившегося в работе в расчетный период, кВт;

T – расчетный период, ч.

По данной методике рассчитываются потери и для одиночных трансформаторов.

6. Определение потерь электрической энергии в линиях 0,4 кВ

Определение потерь электрической энергии в линиях напряжением 0,4 кВ с преобладанием производственной нагрузки за любой промежуток времени удобно выполнять по рассчитанной удельной величине потерь в линии

$$\delta W = \frac{\Delta W}{W} 100\%, \quad (7.17)$$

где W – электрическая энергия, переданная по линии для которой выполняется расчет за некоторый промежуток времени, кВт·ч;
 ΔW – потери электрической энергии в линии за тот же промежуток времени, определенные расчетным путем, кВт·ч.

При расчете потерь электрической энергии по данной методике определяется средняя величина потерь для некоторого участка сетей 0,4 кВ, который может получать питание как от отдельной подстанции, так и от группы ТП или же района электроснабжения в целом.

Исходными данными для расчета являются:

- количество ТП, питающих участок сети 0,4 кВ, для которого выполняется расчет потерь;
- мощность силовых трансформаторов, установленных на ТП;
- количество фидеров ТП с указанием длины и марки провода каждого фидера;
- расход активной и реактивной энергии по исследуемой группе ТП за расчетный период T .

Расчет потерь выполняется по следующему алгоритму.

1. Исходя из информации о типах проводов и кабелей, которыми выполнены фидера ТП, выбирается условная марка провода усредненного фидера.

2. Определяется среднее сечение провода усредненного фидера

$$S_{\text{ср}} = \frac{S_1 \cdot l_1 + S_2 \cdot l_2 + \dots + S_n \cdot l_n}{\sum_{i=1}^n l_i}, \quad (7.18)$$

где S_1, S_2, S_3 – сечения магистральных линий фидеров 1, 2, 3;

l_1, l_2, l_3 – длины магистральных линий фидеров 1, 2, 3 от трансформаторной подстанции до наиболее удаленного и наиболее энергоемкого объекта.

Примечание: если длина отпайки и мощность объекта, питающегося от нее соизмеримы с длиной и мощностью магистральной линии, то эту отпайку необходимо рассматривать как отдельный фидер, при условии, что она отходит не далее чем от второй опоры магистральной линии.

3. Рассчитывается длина усредненного фидера

$$l_{\text{ср.ф}} = \frac{\sum l_{\text{ф}}}{n_{\text{ф}}}, \quad (7.19)$$

где $l_{\text{ф}}$, $n_{\text{ф}}$ – длины и количество фидеров трансформаторных подстанций (с учетом примечания п. 1).

4. Определяется средняя мощность трансформаторной подстанции:

а) по фактическому расходу электрической энергии

$$P_{\text{ср.ТП}} = \frac{W_{\text{факт}}}{T n_{\text{ТП}}}, \quad (7.20)$$

где $W_{\text{факт}}$ – фактический расход электрической энергии за период T ;

$n_{\text{ТП}}$ – количество трансформаторных подстанций, обслуживаемых районом электроснабжения;

б) для вновь вводимого в работу района электроснабжения, при изменении мощности питающих трансформаторов или включении новой трансформаторной подстанции

$$P_{\text{ср.ТП}} = \frac{\sum P_{\text{ТП}} k_{\text{с}}}{n_{\text{ТП}}} \quad (7.21)$$

где $\sum P_{\text{ТП}}$ – суммарная установленная мощность всех трансформаторов, установленных на подстанциях, кВ·А;

$$k_{\text{с}} = \frac{P_{\text{макс}}}{\sum P_{\text{ТП}}}, \quad \text{– коэф. спроса,} \quad (7.22)$$

$P_{\text{макс}}$ – наибольшая нагрузка трансформаторных подстанций, кВ·А.

5. Рассчитывается активная мощность усредненного фидера 0,4 кВ

$$P_{\text{ср.ф}} = \frac{P_{\text{ср.ТП}}}{n_{\text{ср.ТП}}}, \quad (7.23)$$

где $n_{\text{ср.ТП}} = \frac{n_{\text{ф}}}{n_{\text{ТП}}}$ – среднее количество фидеров, питающихся от одной трансформаторной подстанции.

6. Определяется значение средневзвешенного коэффициента мощности

$$\cos \varphi = \frac{W_a}{\sqrt{W_a^2 + W_p^2}}, \quad (7.24)$$

где W_a ; W_p – расход соответственно активной и реактивной энергии за рассматриваемый период (кВт·ч и квар·ч).

7. Выполняется расчет потерь ЭЭ за расчетный период:

$$\Delta W = \frac{S_{\text{ср.ф}}^2}{U_{\text{ном}}^2} R_{\text{ср.ф}} k_{\text{ф}}^2 T, \quad (7.25)$$

где $S_{\text{ср.ф}}$ – полная мощность усредненного фидера, кВ·А

$$S_{\text{ср.ф}} = \frac{P_{\text{ср.ф}}}{\cos \varphi}, \quad (7.26)$$

$R_{\text{ср.ф}}$ – сопротивление усредненного фидера, Ом;

T – расчетный период, ч;

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

Фидера трансформаторных подстанций могут быть выполнены по трех проводной (три фазы) или четырех проводной (три фазы и обратный провод) схеме. В общем случае фазы выполняются одинаково-

вым проводом, поэтому удельные сопротивления отдельных фаз фидера равны между собой. Тогда, сопротивление трех проводного фидера можно найти по формуле

$$R_{\text{ср.фз}} = R_{\text{уд.ф}} l_{\text{ср.ф}} = \frac{R_A^{\text{уд}} \cdot R_C^{\text{уд}}}{R_A^{\text{уд}} R_B^{\text{уд}} + R_A^{\text{уд}} R_C^{\text{уд}} + R_B^{\text{уд}} R_C^{\text{уд}}} l_{\text{ср.ф}} = \frac{R_A^{\text{уд}}}{3} l_{\text{ср.ф}}, \quad (7.27)$$

где $R_{\text{уд.ф}}$ – удельное сопротивление фидера, Ом/км;

$R_A^{\text{уд}}; R_B^{\text{уд}}; R_C^{\text{уд}}$ – удельные сопротивления проводов фаз А, В и С, Ом/км.

При четырехпроводной схеме нулевой провод может выполняться проводом марки, отличной от проводов фаз, поэтому сопротивление четырехпроводного фидера

$$R_{\text{ср.ф4}} = l_{\text{ср.ф}} \cdot \frac{R_A^{\text{уд}} \cdot R_0^{\text{уд}}}{R_A^{\text{уд}} + R_0^{\text{уд}}}, \quad (7.28)$$

где $R_0^{\text{уд}}$ – удельное сопротивление нулевого провода, Ом/км.

Формула для определения расхода электрической энергии за период T может быть записана в следующем виде

$$W = P_{\text{ср.ф}} \cdot T, \quad (7.29)$$

$$\delta W = \frac{P_{\text{ср.ф}}}{U_{\text{НОМ}}^2 \cdot \cos^2 \varphi} k_{\text{ф}}^2 R_{\text{уд.ф}} l_{\text{ср.ф}} 100\%, \quad (7.30)$$

Учебное электронное издание

СТАРИКОВ Альберт Николаевич

МЕТОДИКА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

Учебное пособие

Издается в авторской редакции

Системные требования: Intel от 1,3 ГГц; Windows XP/7/8/10; Adobe Reader;
дисковод DVD-ROM.

Тираж 25 экз.

Владимирский государственный университет
имени Александра Григорьевича и Николая Григорьевича Столетовых
Изд-во ВлГУ
rio.vlgu@yandex.ru

Кафедра теплогазоснабжения, вентиляции и гидравлики
alstars@mail.ru