

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное агентство по образованию  
ГОУВПО  
«Амурский государственный университет»

УТВЕРЖДАЮ  
Зав. кафедрой энергетики  
\_\_\_\_\_ Н.В.Савина  
«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2007 г.

Г.В. Судаков, Т.Ю. Ильченко

**УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ПО ДИСЦИПЛИНЕ**

**«ЭКОНОМИКА ЭНЕРГЕТИКИ»**

*Учебное пособие*

Благовещенск, 2007

*Печатается по разрешению  
редакционно-издательского совета  
энергетического факультета  
Амурского государственного  
университета*

Г.В. Судаков, Т.Ю. Ильченко

Учебно-методический комплекс по дисциплине «Экономика энергетики» для студентов очной и заочной форм обучения специальностей: 140101 – «Электрические тепловые станции», 140204 – «Электрические станции», 140211 – «Электроснабжение», 140205 (100200) – «Электроэнергетические системы и сети», 140203 (210400) – «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем» – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2007.

Учебное пособие составлено в соответствии с Государственным стандартом по направлению «Электроэнергетика» и «Теплоэнергетика», включает в себя: наименование тем, цели и содержание лекционных, семинарских и практических занятий; тестовые задания для контроля изученного материала; темы рефератов, докладов, вопросы для самостоятельной работы; а также вопросы для итоговой оценки знаний; список рекомендуемой литературы; учебно-методическую карту дисциплины.

## АННОТАЦИЯ

Настоящий УМКД предназначен в помощь студентам всех форм обучения на энергетическом факультете при изучении дисциплины «Экономика энергетики».

При его написании учитывались рекомендации из положения «Об учебно-методическом комплексе дисциплины». УМКД разрабатывался на основе утвержденных в установленном порядке Государственного образовательного стандарта, типовых учебных планов. Исключением стали следующие пункты, которые не предусматриваются рабочей программой дисциплины «Экономика энергетики»:

- методические рекомендации по проведению лабораторных занятий;
- методические указания по выполнению курсовых проектов (работ);
- методические указания по выполнению лабораторных работ;
- комплекты заданий для лабораторных работ, контрольных работ, домашних заданий.

Данная дисциплина введена в учебный план как факультативная дисциплина, поэтому типовая Федеральная программа отсутствует.

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>Введение</b>	<b>5</b>
<b>1. Рабочая программа дисциплины</b>	<b>7</b>
<b>2. График самостоятельной учебной работы студентов по дисциплине «Экономика энергетики»</b>	<b>35</b>
<b>3. Практические) занятия. Методические рекомендации.</b>	<b>38</b>
<b>4. Краткий конспект лекций по дисциплине «Экономика энергетики»</b>	<b>39</b>
<b>5. Методические указания по выполнению домашних заданий и контрольных работ</b>	<b>308</b>
<b>6. Методические указания по выполнению домашних заданий и контрольных работ</b>	<b>332</b>
<b>7. Перечень программных продуктов, используемых при изучении курса «Экономика энергетики»</b>	<b>333</b>
<b>8. Методические указания по применению современных информационных технологий для преподавания учебной дисциплины</b>	<b>334</b>
<b>9. Методические указания профессорско-преподавательскому составу по организации межсессионного и экзаменационного контроля знаний</b>	<b>335</b>
<b>10. Карта обеспеченности дисциплины кадрами профессорско-преподавательского состава</b>	<b>336</b>

## ВВЕДЕНИЕ

Изучения данного курса «Экономика энергетики» студентами электроэнергетических специальностей вызвано тем, что деятельность энергетического предприятия (компании, объединения) в рыночных условиях требует от инженера умения компетентно, ответственно и главное эффективно принимать решения в производственном и технологическом процессе, умения и практики организации производства, а также планирования, координирования и контроля работы предприятия в целом, умения управлять реализацией инвестиционного проекта.

Так как профессиональная работа выпускника по направлениям «Электроэнергетика» и «Теплоэнергетика» связана с управленческой деятельностью, а также с проектной деятельностью, то необходимо признать целесообразность изучения курса «Экономика энергетики» студентами, обучающимися по специальностям: 140101 – «Электрические тепловые станции», 140204 – «Электрические станции», 140211 – «Электроснабжение», 140205 (100200) – «Электроэнергетические системы и сети», 140203 (210400) – «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем» в соответствии с требованиями Государственного образовательного стандарта высшего профессионального образования по направлению 140000 «Электроэнергетика».

В процессе изучения данной курса перед студентами ставятся следующие задачи:

- овладение знаниями в области организации энергетического производства;
- изучение основ и методов управления предприятием, методов оптимизации его работы;
- изучение основ управления проектами в области энергетики и энергосбережения;

- применение полученных знаний в практике управленческой работы в организациях и учреждениях электроэнергетики и энергетических подразделениях организаций и предприятий.

Формирование у будущих специалистов теоретических знаний и практических навыков организации и управления деятельностью предприятия энергетической отрасли, а также в подразделениях энергетических служб промышленных и жилищно-коммунальных предприятий во многом зависит от организации преподавателем учебного процесса по отдельной дисциплине, а учебно-методический комплекс учебной дисциплины одна из важных составляющих этого процесса.

Данное пособие составлено с учетом рекомендаций учебно-методического отдела АмГУ

# 1. РАБОЧАЯ ПРОГРАММА ДИСЦИПЛИНЫ

Федеральное агентство по образованию Российской Федерации  
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
Государственное образовательное учреждение высшего  
профессионального образования  
(ГОУВПО «АмГУ»)

«УТВЕРЖДАЮ»

Проректор по учебно-научной работе

\_\_\_\_\_ Е.С. Астапова

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2006 г.

## РАБОЧАЯ ПРОГРАММА

По дисциплине «Экономика энергетики»

для специальностей:

140205 (1002) – «Электроэнергетические системы и сети»

140211 (1004) – «Электроснабжение» (по отраслям)

140203 (2104) – «Релейная защита и автоматизация  
электроэнергетических систем»

140204 (1001) – «Электрические станции»

140101 (1005) – «Тепловые электрические станции»

	140204	140211	140205	140203	140101
Курс 4, семестры	7	7	7	7	7
Лекции часов	32	32	32	32	32
Практ. часов	16	16	16	16	16
Самост. часов	32	52	52	52	24
Курс. раб.					
Экзамен		+	+		+
Зачет	+			+	
Всего часов					

Составитель Судаков Г.В., к.э.н., доцент

Факультет энергетический

Кафедра Энергетики

Благовещенск 2006

Рабочая программа составлена на основании Государственного образовательного стандарта высшего профессионального образования по направлению 140000 (650800) «Электроэнергетика». В рамках данного направления на кафедре Энергетики реализуется подготовка дипломированного специалиста по специальностям: 140101 (100500) – «Электрические тепловые станции», 140204 (100100) – «Электрические станции», 140211 (100400) – «Электроснабжение», 140205 (100200) – «Электроэнергетические системы и сети», 140203 (210400) – «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем»

Рабочая программа обсуждена на заседании кафедры

от «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 200\_ г., протокол № \_\_\_

Зав. кафедрой энергетики

Н.В. Савина

Рабочая программа рассмотрена на заседании учебно-методического совета направления электроэнергетика и теплоэнергетика

от «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 200\_ г. Протокол № \_\_\_

Председатель УМС \_\_\_\_\_ (\_\_\_\_\_)

СОГЛАСОВАНО

Начальник УМУ

\_\_\_\_\_ Г.Н. Торопчина

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 200\_ г.

СОГЛАСОВАНО

Заведующий выпускающей кафедрой

рой

\_\_\_\_\_ «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 200\_ г.

СОГЛАСОВАНО

Председатель УМС факультета

\_\_\_\_\_ «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 200\_ г.



## 1. Цели и задачи дисциплины, ее место в учебном процессе

Государственный образовательный стандарт предусматривает изучение курса "Экономика и организация энергетического производства" для всех энергетических специальностей.

Энергетика является базовой инфраструктурной отраслью, обеспечивающей внутренние потребности народного хозяйства и населения в электро- и теплоэнергии, а также экспорт электроэнергии в страны ближнего и дальнего зарубежья. От ее функционирования зависят состояние систем жизнеобеспечения и развитие экономики России.

Новые сложные задачи, стоящие перед энергетикой (развитие рыночных отношений, разделение энергокомпаний по видам бизнеса; формирование оптового и потребительского рынков электрической энергии и мощности, повышение эффективности работы реформируемых энергокомпаний), требуют подготовки специалистов более высокого уровня квалификации, владеющих вопросами экономики, управления, организации и планирования энергетического производства, анализа финансово-хозяйственной деятельности; управления финансами, инвестициями, рисками компании.

### **Выдержки из государственного стандарта:**

#### **СП.02. (140204) Электрические станции**

#### **СД. 05. Экономика и организация энергетического производства:**

Экономика использования энергетических ресурсов страны; организация проектирования и строительства энергообъектов; финансовое хозяйство энергопредприятия; расчет себестоимости производства и передачи электроэнергии и теплоты; маркетинг на предприятии; ценообразование; методы формирования тарифов на энергию; налоги, прибыль, рентабельность; новые формы управления в энергетике; планирование производственной мощности энергопредприятий; организация труда; организация планирования и ремонтов оборудования; учет и отчетность на энергопредприятиях; бухгалтерский учет.

#### **СП.03. (140205) – Электроэнергетические системы и сети.**

#### **ГСЭ. В.3 Организация энергетического производства:**

Определение экономической эффективности капитальных вложений в объект; составление сметно-финансового расчета; финансирование строительства новых объектов; кредитование строительства; заказчики, подрядные организации, связь заказчиков с подрядными и проектными организациями; основные и оборотные фонды; амортизация основных фондов и их воспроизводство; себестоимость выработки и передачи электроэнергии.

#### **СП.04. (140211) – Электроснабжение**

**ГСЭ.В.3.** Организация энергетического производства:

Определение экономической эффективности капитальных вложений в объект; составление сметно-финансового расчета; финансирование строительства новых объектов; кредитование строительства; заказчики, подрядные организации, связь заказчиков с подрядными и проектными организациями. Фонды; амортизация основных фондов и их воспроизводство; себестоимость выработки и передачи.

#### **СП. 05. (140101) Тепловые электрические станции**

**СД.08.** Экономика и управление энергетическими предприятиями

Структура производства электрической энергии и теплоты и организация управления энергетическими предприятиями, пути их совершенствования; капитальные вложения, источники инвестиций; основные фонды и оборотные средства: структура, динамика, показатели, пути повышения эффективности использования; ценообразование, прибыль, налоги, рентабельность; приведенные затраты; финансирование, кредитование, ценные бумаги; учет и анализ производственно-хозяйственной деятельности энергетических предприятий.

#### **СП.06. (140203) Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем**

**ГСЭ.В.3.** Организация энергетического производства:

Характеристика энергетических предприятий и энергоресурсов, экономика их использования. Особенности структуры основных и оборотных средств в энергетике, инвестирование в энергетическую отрасль. Экономические показатели деятельности энергопредприятий. Особенности ценообразования в энерге-

тике. Критерии финансово-экономической эффективности инвестиций в энергообъекты. Выбор оптимального варианта энергообъекта.

### **1.1. Пояснительная записка**

**Экономика энергетики** – это наука, изучающая особенности функционирования и развития отрасли во взаимосвязи с другими отраслями экономики страны, а также особенности формирования экономических отношений внутри электроэнергетической отрасли.

**Предметом изучения данного курса** являются экономические взаимоотношения субъектов энергетики между собой, с субъектами других отраслей на рынках ресурсов, а также с государственными и региональными органами власти: в том числе: организация проектирования и строительства энергообъектов; организация рыночных отношений в энергетике; изучение основ развития электроэнергетической отрасли РФ, новые формы управления в энергетике; планирование производственной мощности энергопредприятий; организация труда; организация планирования и ремонтов оборудования; финансовый анализ предприятия, управление риском проекта.

**Основная цель дисциплины** – раскрытие экономической природы отношений субъектов рынка, возникающих в процессе их хозяйственной деятельности, на основе экономического анализа факторов производства и реализации энергии, а также знания экономической природы и механизмов формирования себестоимости, рентабельности, ценообразования и эффективности энергетического бизнеса.

**Объектом изучения дисциплины** является энергетическая компания или энергетическое подразделение, основным видом деятельности которых является обеспечение потребителей электрической энергией, а также поддержание энергетического объекта в рабочем состоянии и строительство новых энергетических объектов.

#### **Основные задачи курса:**

- сформировать у студента современные навыки организационной работы на предприятии;

- выработать системный подход к профессиональной работе в организации;
- дать представление о стадиях проектирования энергетических объектов;
- научить применять на практике принципы разработки и бизнес-планирования экономических и проектных решений;
- выработать навыки разработки, реализации управленческих решений.

### **1.2. Принцип построения курса**

В лекционном курсе в целостной форме обобщаются полученные ранее знания по экономике и математике и на их основе формируются задачи изучения данного курса – получение студентами знаний структуры управления энергетическими предприятиями, основ ценообразования на продукцию энергетических предприятий, знание методов оценки эффективности инвестиционных проектов, знаний организации работы энергетических предприятий на энергетическом рынке, знания принципов формирования себестоимости и прибыли, знания основ бизнес-планирования инвестиционных проектов, знания принципов формирования системы планово-предупредительных ремонтов на предприятии.

Курс базируется на использовании материала общенаучных и обще профессиональных дисциплин (математики, экономики, психологии, деловому общению и культуре речи) и специальных дисциплин «Электроснабжение», «Эксплуатация и ремонт электрооборудования».

Курс взаимосвязан с дисциплинами: «Управление персоналом» и «Надежность в энергетике».

### **1.3. Знания и умения студента**

В результате изучения курса студент должен знать:

- цели и задачи реформирования электроэнергетики России,;
- организационную структуру управления отраслью и энергокомпаниями;
- основные экономические категории и понятия ;

- основные методы экономической оценки проектов;
- основы бизнес-планирования инвестиционных проектов;
- основы бухгалтерского учета и отчетности на предприятии;
- основные методы оценки риска;
- основы организации системы планово-предупредительных ремонтов;

Студент должен уметь:

- планировать и прогнозировать спрос на электрическую и тепловую энергию;
- рассчитывать основные технико-экономические показатели;
- составлять график ремонтов оборудования;
- определять себестоимость продукции по экономическим элементам;
- оценивать финансовую состоятельность и экономическую эффективность проекта;
- рассчитывать штатную численность и формировать структуру персонала организации;
- разрабатывать составляющие бизнес-план и резюме проекта;
- оценивать стоимость проектных работ;
- рассчитывать тарифы на электроэнергию

Курс состоит из лекционной части, практических На практических занятиях закрепляются теоретические знания, полученные на лекциях и при самостоятельном изучении нормативных документов.

#### **1.4. Лекционный курс (32 часов)**

### **ТЕМА 1. ВВЕДЕНИЕ В ДИСЦИПЛИНУ. ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС В СОСТАВЕ НАЦИОНАЛЬНОЙ ЭКОНОМИКИ**

Понятие экономики и организации производства в масштабах предприятия (энергокомпании). Объект изучения курса. Предмет и метод курса, его структура, задачи, взаимосвязи с другими дисциплинами учебного плана, роль в подготовке инженеров энергетических специальностей.

Энергетическое хозяйство страны. Энергопроизводящие и энергопотребляющие отрасли национальной экономики, их внутренние и внешние связи.

Энергетическая безопасность национальной экономики и проблемы ее обеспечения. Электрификация и теплофикация экономики. Энергетическое хозяйство промышленности и топливно-энергетический комплекс (ТЭК).

Энергетические ресурсы. Основные термины и определения: энергия; возобновляемые и невозобновляемые источники энергии; энергосбережение; энергетический ресурс (первичный и вторичный - ВЭР); эффективность использования энергетических ресурсов (энергоэффективность); показатель энергоэффективности; энергетический объект; энергопотребление.

Основные положения энергетической стратегии России (ЭС–2020)

## ТЕМА 2. БАЛАНС ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Баланс электроэнергии. Приходная и расходная части баланса. Потребители электроэнергии. Потребность в электроэнергии. Расход электроэнергии на собственные нужды. Технологический расход электроэнергии. Баланс мощности энергосистемы. Резерв мощности в энергосистеме: нагрузочный, аварийный, ремонтный, народнохозяйственный. Установленная и располагаемая мощности. Разрывы мощности. Графики электрических нагрузок (ГЭН): суточные, недельные, месячные, годовые, зимние, весенние, летние, осенние. Показатели ГЭН: максимальная, средняя, минимальная нагрузки; базисная, пиковая и полупиковая нагрузки; коэффициент заполнения, коэффициент минимальной нагрузки, коэффициент роста, годовое число часов использования нагрузки. Баланс тепла. Баланс топлива.

## ТЕМА 3. КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ В ЭНЕРГЕТИКУ

Классификация и средства финансирования капиталовложений. Новое строительство. Реконструкция. Техническое перевооружение. Структура капитальных вложений в энергетике. Смета, или сметно-финансовый расчет: объектные и сводные. Структура сметы. укрупненные показатели стоимости (УПС). Сметная стоимость оборудования. Стоимость строительно-монтажных работ. Прочие расходы. Доход строительной организации. Накладные расходы.

## ТЕМА 4. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЙ

Понятие, состав и структура основных средств. Классификация основных средств. Общероссийский классификатор основных фондов (ОКОФ). Активная и пассивная часть основных средств.

Методы оценки основных средств. Первоначальная стоимость. Восстановительная стоимость. Остаточная стоимость. Ликвидационная стоимость. Переоценка основных средств, методы переоценки

Амортизируемая стоимость. Износ основных средств. Физический износ. Моральный износ. Социальный износ. Экологический износ. Амортизационные отчисления. Срок полезного использования основных средств.

Классификация методов начисления амортизации: линейный; метод уменьшаемого остатка; метод списание стоимости по сумме чисел лет срока полезного использования (кумулятивный метод); метод списания стоимости пропорционально производству продукции (работ); комбинированный метод. Влияние амортизационной политики на экономические результаты работы компании.

Объекты основных средств, по которым амортизация не начисляется. Восстановление, аренда и выбытие основных средств.

Показатели наличия, движения и эффективности использования основных средств. Коэффициент поступления (ввода) основных средств. Коэффициент выбытия основных средств. Коэффициент обновления основных средств. Коэффициент ликвидации основных средств. Коэффициент прироста основных средств. Коэффициент износа основных средств. Коэффициент годности основных средств.

## ТЕМА 5. ОБОРОТНЫЕ СРЕДСТВА ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЙ

Экономическое содержание, состав и особенности оборотного капитала энергетических компаний. Оборотный капитал в сфере производства. Понятие оборотных фондов, их состав и структура.

Оценка материально-производственных запасов (МПЗ) по фактической себестоимости:

- приобретенных за плату,

- при их изготовлении силами организации,
- внесенных в счет вклада в уставный капитал,
- полученных безвозмездно,
  - приобретенных в обмен на другое имущество, отличное от денежных средств.

*Методы учета МПЗ в производство и ином выбытии:*

- по себестоимости каждой единицы,
- по средней себестоимости,
- по себестоимости первых по времени приобретения МПЗ (метод ФИФО),
- по себестоимости последних по времени приобретения МПЗ (метод ЛИФО).

Оборотный капитал в сфере обращения. Фонды обращения. Собственные и заемные оборотные средства. Понятие дебиторской задолженности. Кругооборот и показатели оборачиваемости оборотных средств.

Нормирование оборотного капитала, основные понятия и принципы. Методы нормирования оборотных средств. Нормирование производственных запасов и дебиторской задолженности. Основы управления оборотным капиталом. Управление производственными запасами энергетической компании. Определение оптимального размера заказа и запаса топлива. Системы управления запасами (виды запасов). Методы учета стоимости материальных запасов, списываемых на себестоимость продукции. Управление дебиторской задолженностью энергетической компании.

## ТЕМА 6. ТРУД, КАДРЫ И ОПЛАТА ТРУДА В ЭНЕРГЕТИКЕ

Классификация персонала: рабочие (производственные и непроизводственные и служащие (служащие, ИТР, менеджеры, административно-управленческий персонал). Виды оплаты труда: прямая сдельная, сдельно-премиальная, повременная, повременно-премиальная, аккордная и т.д. Тарифно-квалификационный справочник. Минимальная оплата труда. Тарифные разря-



ды. Показатели премирования рабочих и ИТР. Тарифная и безтарифная, «плавающих окладов», «на комиссионной основе» системы оплаты труда.

Понятие производительности труда и показатели ее измерения. Недостатки стоимостных показателей измерения производительности труда. Показатели эффективности использования трудовых ресурсов в энергетике. Штатный коэффициент.

Содержание тарифной системы: понятие тарифной ставки, тарифной сетки, тарифного коэффициента, тарифно-квалификационного справочника (ТКС). Дифференциация тарифных ставок в зависимости от условий труда: нормальные, тяжелые и вредные, а также по регионам.

## ТЕМА 7. ФИНАНСОВОЕ ХОЗЯЙСТВО ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЙ

Источники финансовых средств энергопредприятий. Собственные источники. Заемные источники. Привлеченные средства. Базовыми формы финансовой оценки. План по прибыли. План движения денежных средств. Плановый баланс. Взаиморасчеты и кредиты.

Прибыль и рентабельность в энергетике. Прибыль от реализации продукции. Выручка от реализации продукции. Чистая прибыль. Уровень чистой прибыли. Объем реализованной продукции. Рабочая мощность электростанции. Точка безубыточности энергокомпании.

Основы финансового анализа в энергетике. Аналитические коэффициенты.

## ТЕМА 8. СЕБЕСТОИМОСТЬ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Себестоимость продукции. Издержки производства. Средства труда, предметы труда, труд. Нормативы отчислений на эксплуатацию. Классификация затрат на производство продукции по экономическим элементам и статьям калькуляции. Смета затрат на производство и реализацию продукции энергетических компаний. Материальные затраты: затраты на сырье и основные материалы, затраты на вспомогательные материалы, услуги производственного характера, затраты на топливо, затраты на покупную энергию. Структура материальных затрат. Затраты на оплату труда и отчисления на социальные ну-

жды (Единый социальный налог). Прочие затраты: налоги (водный, земельный, транспортный, на воспроизводство минерально-сырьевой базы); расходы и затраты: на ремонтное обслуживание, на рекламу, на подготовку и переподготовку кадров, на охрану труда, на оплату процентов по полученным кредитам, экологические платежи, представительские расходы, расходы на НИОКР и другие; отчисления в целевые фонды

Классификация затрат на производство продукции по статьям калькуляции. Калькуляция себестоимости электроэнергии и тепла. Объекты калькуляции для электростанций, для электрических и тепловых сетей, для энергосистемы, для энергохозяйства промышленного предприятия.

Группировка затрат по статьям калькуляции в энергетике. Содержание статей калькуляции себестоимости энергии: топливо на технологические цели, вода на технологические цели; основная оплата труда производственных рабочих, дополнительная оплата труда производственных рабочих, отчисления на социальные нужды с заработной платы производственных рабочих, амортизация производственного оборудования, расходы по содержанию и эксплуатации оборудования, расходы по подготовке и освоению производства, цеховые расходы, общехозяйственные расходы.

Классификация затрат: по экономическому назначению (основные и накладные), по способу распределения на единицу изделия (прямые и косвенные), по связи и характеру влияния на них объема производства (условно-постоянные и переменные), по составу (простые и комплексные).

Зависимость издержек и себестоимости от объемов производства. Материалоемкость и энергоемкость продукции. Себестоимость производства и передачи электроэнергии и теплоэнергии.

## ТЕМА 9. УЧЕТ И ОТЧЕТНОСТЬ НА ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЯХ

Место учета в системе управления. Комплекс задач управления производственно-хозяйственной деятельностью энергетического предприятия. Виды учета: оперативно-технический, статистический, бухгалтерский. Задачи бухгалтерского учета.

Итоговые показатели производственно-хозяйственной деятельности энергообъединения: производственные (ППДХ): расхода материалов, экономические, экологические, оценочные. Анализ показателей.

## ТЕМА 10. ТОВАР «ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЭНЕРГИЯ» И ЕГО ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ. ПОВЕДЕНИЕ ПОТРЕБИТЕЛЯ И СПРОС НА ТОВАР ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЭНЕРГИЯ

Общие сведения о товаре «электрическая энергия». Потребительские товары. Товары производственно-технического назначения. Потребность в товаре «электрическая энергия». Жизненный цикл товара. Спрос, предложение и цена товара. Требования потребителей к качеству электроснабжения. Продукт и его окружение. Конкурентоспособность электрической энергии на рынке. Экономические параметры конкурентоспособности. Потребительские параметры конкурентоспособности. Качество товара.

Поведение потребителя на рынке и спрос на товар «электрическая энергия». Количественный подход к анализу полезности. Предельная полезность. Порядковый подход к анализу полезности. Кривая безразличия. Точка равновесия.

Спрос, предложение и цена товара. Эластичность спроса по цене. Характер изменения спроса на региональном уровне.

## ТЕМА 11. АНАЛИЗ СБЫТА ПРОДУКЦИИ И МАРКЕТИНГОВЫЙ ПЛАН ЭНЕРГОКОМПАНИИ. ПРОБЛЕМА ОЦЕНКИ УЩЕРБОВ ОТ НАРУШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

Прогнозирование электрических нагрузок. Краткосрочное, среднесрочное, долгосрочное прогнозирование. Анализ методов прогнозирования. Методы и модели прогнозирования. Линейно-аддитивная прогностическая модель метод Холта. Метод Холта с модификациями Муира. Метод адаптивного сглаживания Брауна. Сезонно-декомпозиционная прогностическая модель Холта-Винтера. Модель нейронных сетей.

Сегментация рынка и его сущность. Сегмент рынка. Рыночная сегментация. Критерии сегментации. Целевой рынок. Основные понятия и задачи сбыта. Каналы распределения. Ширина канала. Оптовый торговец. Розничный торговец. Торговая биржа. Методы сбыта товаров. Определение оптимального канала сбыта

Правовые и экономические взаимоотношения производителей и потребителей электрической энергии. Энергосбыт. Законы и нормативные акты. Правила доступа потребителей электрической энергии к услугам субъектов электроэнергетики. Договорные отношения.

## ТЕМА 12. БИЗНЕС ПЛАНИРОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ

Инвестиционные проекты. Методы оценки инвестиционного проекта. Инвестиционный цикл. Прединвестиционная, инвестиционная, производственная стадия. Экономическое обоснование.

Бизнес-план инвестиционного проекта. Описание проекта или резюме.

Название проекта; описание предприятия, его специализацию и историю развития. Бизнес-идея проекта, стратегические цели и задачи предприятия, ресурсы и прибыль предприятия, финансовое состояние и риски. Организационный план. Юридический план. Экологическая информация. Социальная реакция. Финансовый план. Стратегия финансирования.

## ТЕМА 13. ОРГАНИЗАЦИОННЫЙ ПЛАН

Организационная схема предприятия. Характеристика персонала. Вопросы оплаты труда и стимулирования труда руководящего персонала. Организационная структура предприятий. Звено управления. Степень (уровень) управления. Аппарат (орган) управления. Структурное подразделение. Функциональное структурное подразделение. Производственное структурное подразделение.

Организация энергетического хозяйства предприятия. Организация инструментального хозяйства. Организация транспортного хозяйства предприятия. Организация складского хозяйства предприятия

Оценка эффективности изменения организационной структуры

## ТЕМА 14. ЭКСПЛУАТАЦИОННО-РЕМОНТНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И СЕТЕВОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ

Износ и восстановление оборудования. Физический износ. Система планово-предупредительного ремонта. Организация ремонтной службы предприятия. Задачи и функции ремонтной службы. Межремонтное обслуживание. Периодические плановые ремонт. Капитальный, средний и текущий ремонт. Продолжительность ремонтного цикла. Категория ремонтной сложности. Затраты на ремонт. Покупная электроэнергия и ее потери в системах электроснабжения.

Правила сетевого планирования. Сетевой график ИП. Работа. Событие.. Соотношение предшествования. Путь. Длина пути. Критический путь.

Способы ремонтного обслуживания

## ТЕМА 15. ФОРМИРОВАНИЕ ТАРИФОВ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ ЭНЕРГИЮ

Понятие цена и тариф. Одноставочные, двухставочные и дифференцированные по зонам (времени) суток тарифы. Штрафные и льготные тарифы. Нормативная прибыль. Преимущества и недостатки различных тарифных систем. Органы регулирующие тарифы: Федеральная служба по тарифам (ФСТ) и ее региональные отделения. Состав ФСТ. Тарифы по диапазонам напряжения. Средний тариф энергоснабжающей организации. Фиксируемые и регулируемые тарифы. Инвестиционные тарифы. Индексация тарифов. Формирование тарифов на конкурентном рынке. Заявленная и фактическая получасовая мощность потребителя. Отклонения или небаланс.

## ТЕМА 16. ОЦЕНКА СТОИМОСТИ ПРОЕКТНЫХ РАБОТ И ЭКСПЕРТИЗА ПРОЕКТА

Стадии проектирования. Характеристика затрат. Проектные организации. Порядок разработки документации на строительство зданий и сооружений. Технический проект (проектное задание). Рабочая документация. Стадии проектирования. Руководящие материалы для проектирования. Оценка стоимости проектных работ. Правила расчетов цен на проектные работы. Базовая цена на проектные работы. Индекс цен на проектные работы.

Экспертиза проекта. Порядок проведения государственной экспертизы.  
Экспертное заключение.

### **1.5. Содержание практических занятий (15 часов)**

ТЕМА 1. КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ В ЭНЕРГЕТИКУ. (2 часа)

ТЕМА 2. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА И ОБОРОТНЫЕ СРЕДСТВА ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЙ. (2 часа)

ТЕМА 3. РАСЧЕТ ЗАТРАТ НА ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБЪЕКТА. (2 часа)

ТЕМА 4. АНАЛИЗ СБЫТА ПРОДУКЦИИ И МАРКЕТИНГОВЫЙ ПЛАН ЭНЕРГОКОМПАНИИ. (2 часа)

ТЕМА 5. ПРОБЛЕМА ОЦЕНКИ УЩЕРБОВ ОТ НАРУШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ (2 часа)

ТЕМА 6. ОРГАНИЗАЦИОННЫЙ ПЛАН. РАСЧЕТ ПОТРЕБНОСТИ В ТРУДОВЫХ РЕСУРСАХ. (2 часа)

ТЕМА 7. СЕТЕВОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ (2 часа)

ТЕМА 8. РАСЧЕТ ЗАРАБОТНОЙ ПЛАТЫ. РАСЧЕТ СЕБЕСТОИМОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ (2 часа)

Цель практических занятий – научить студентов эффективно принимать управленческие и проектные решения, рассчитывать себестоимость, расчитать разделы бизнес-плана и показатели проекта и пр.

## 1.6. Учебно-методическая (технологическая) карта дисциплины

Таблица 1

Номер недели	Номер темы	Вопросы, изучаемые на лекции	Занятия (номера)		Используемые нагляд. и метод. пособия	Самостоятельная работа студентов		Формы контроля
			практич. (се-мин.)	лаборат.		содерж.	часы	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	1	Введение в дисциплину. Топливо-энергетический комплекс в составе национальной экономики.			Компьютерные слайды			
2	2	Баланс энергии и мощности энергосистемы.	1		Компьютерные слайды	Тема 1. Капитальные вложения в энергетику.	2	контрольная работа
1	3	Капитальные вложения в энергетику.			Компьютерные слайды			
2	4	Основные средства энергопредприятий.	2		Компьютерные слайды	Тема 2. Основные средства и оборотные средства энергопредприятий.	2	контрольная работа
1	5	Оборотные средства энергопредприятий.			Компьютерные слайды			
2	6	Труд, кадры и оплата труда в энергетике	3		Компьютерные слайды	Тема 3. Расчет затрат на эксплуатации энергетического объекта.	2	контрольная работа
1	7	Финансовое хозяйство энергопредприятий			Компьютерные слайды			
2	8	Себестоимость в энергетике	4		Компьютерные слайды	Тема 4. Анализ сбыта продукции и маркетинговый план энергокомпании.	2	контрольная работа
1	9	. Учет и отчетность на энергопредприятиях.			Компьютерные слайды			
2	10	Товар «электрическая энергия» и его основные характеристики. Поведение потребителя и спрос на товар электрическая энергия.	5		Компьютерные слайды	Тема 5. Проблема оценки ущерба от нарушения надежности энергоснабжения	2	контрольная работа
1	11	Анализ сбыта продукции и маркетинговый план энергокомпании. Проблема оценки ущерба от нарушения надежности энергоснабжения (2 часа)			Компьютерные слайды			
2	12	Бизнес планирование инвестиционных проектов.	6		Компьютерные слайды	Тема 6. Организационный план. Расчет потребности в трудовых ресурсах.	2	контрольная работа

1	13	Организационный план	7		Компьютерные слайды		2	контрольная работа
2	14	Эксплуатационно-ремонтное обслуживание и сетевое планирование			Компьютерные слайды	Тема 7. Сетевое планирование		
1	15	Формирование тарифов на электрическую энергию	8		Компьютерные слайды		2	контрольная работа
2	16	Оценка стоимости проектных работ и экспертизы проекта			Компьютерные слайды	Тема 8. Расчет заработной платы. Расчет себестоимости электроэнергии		



## 1.7. Распределение часов по темам дисциплины

Таблица 2

Наименование тем дисциплины	Объем в часах	
	Лекции	Практ.
Тема 1. Введение в дисциплину. Топливо-энергетический комплекс в составе национальной экономики. (2 часа)	2	2
Тема 2. Баланс энергии и мощности энергосистемы. (2 часа)	2	
Тема 3. Капитальные вложения в энергетику. (2 час)	2	2
Тема 4. Основные средства энергопредприятий. (2 часа)	2	
Тема 5. Оборотные средства энергопредприятий. (2 часа)	2	2
Тема 6. Труд, кадры и оплата труда в энергетике (2 часа).	2	
Тема 7. Финансовое хозяйство энергопредприятий. (2 часа)	2	2
Тема 8. Себестоимость в энергетике	2	
Тема 9. Учет и отчетность на энергопредприятиях. (2 часа)	2	2
Тема 10. Товар «электрическая энергия» и его основные характеристики. Поведение потребителя и спрос на на товар электрическая энергия.	2	
Тема 11. Анализ сбыта продукции и маркетинговый план энергокомпании. Проблема оценки ущербов от нарушения надежности энергоснабжения (2 часа)	2	2
Тема 12. Бизнес планирование инвестиционных проектов. (2 часа)	2	
Тема 13. Организационный план (2 часа)	2	2
Тема 14. Эксплуатационно-ремонтное обслуживание и сетевое планирование (2 часа)	2	
Тема 15. Формирование тарифов на электрическую энергию (2 часа)	2	2
Тема 16. Оценка стоимости проектных работ и экспертиза проекта (2 часа)	2	

## 1.8. Входной контроль

Тестирование по базовым дисциплинам.

## 1.9. Индивидуальная работа студента

Проработка содержания дисциплины по всем темам.

Подготовка к практическим занятиям и семинарам, решение задач.

Подготовка докладов по темам практических и семинарских занятий.

### **1.10. Контролирующие материалы**

Опрос студентов на практических занятиях по темам дисциплины.

Проверка выполненных домашних заданий.

Зачет.

### **1.11. Критерии оценки**

Студент получает допуск к экзамену при условии выполнения индивидуальной работы и контрольных работ, выдаваемой на практических и семинарских занятиях.

Положительная оценка ставится при показанных студентом не менее 80% основных знаний и умений по данному предмету

### **1.12. Вопросы к экзамену**

1. Предмет изучения, цели и задачи курса.
2. Электроэнергетика и ее основные функции.
3. Понятие организационно-правовой формы предприятия.
4. Юридические и физические лица; коммерческие и некоммерческие организации.
5. Понятие акционерного общества. Открытые и закрытые акционерные общества.
6. Устав акционерного общества; понятие уставного капитала акционерного общества.
7. Органы управления акционерным обществом и их функции.
8. Закон РФ "Об акционерных обществах".
9. Топливоснабжение тепловых электростанций
10. Экономическая природа, состав и структура основного капитала.
11. Основные средства: понятие, их классификация и структура. Состав и структура основных производственных средств энергетики.
12. Физический и моральный износ основных средств. Экономическая природа амортизации основных средств, функции амортизации. Сроки полезного использования объектов основных средств, порядок их определения. Норма амортизации основных средств и нематериальных активов.

13. Оценка основных средств. Виды оценки стоимости основных средств и нематериальных активов.

14. Первоначальная стоимость основных средств, приобретенных за плату; внесенных в счет вклада в уставный капитал организации; полученных организацией по договору дарения; приобретенных в обмен на другое имущество, отличное от денежных средств. 15. Восстановительная стоимость основных средств. Переоценка основных средств, методы переоценки.

16. Виды амортизации основных средств. Классификация методов начисления амортизации: линейный; метод уменьшаемого остатка; метод списание стоимости по сумме чисел лет срока полезного использования (кумулятивный метод); метод списания стоимости пропорционально производству продукции (работ); комбинированный метод.

17. Восстановление, аренда и выбытие основных средств. Показатели использования основных средств.

18. Экономическое содержание, состав и особенности оборотного капитала энергетических компаний. Оборотный капитал в сфере производства.

19. Понятие оборотных фондов, их состав и структура. Состав материально-производственных запасов; понятие малоценных быстро изнашивающих предметов (МБП).

20. Оборотный капитал в сфере обращения. Фонды обращения. 21. Собственные и заемные оборотные средства. Понятие дебиторской задолженности. 22. Кругооборот и показатели оборачиваемости оборотных средств.

23. Нормирование оборотного капитала, основные понятия и принципы.

24. Методы нормирования оборотных средств. Нормирование производственных запасов и дебиторской задолженности.

25. Основы управления оборотным капиталом. Управление производственными запасами энергетической компании. Определение оптимального размера заказа и запаса топлива. Управление дебиторской задолженностью энергетической компании.

26. Понятие, состав и структура кадров энергетики. Классификация персонала по отношению к производственной деятельности, по сфере деятель-

ности, по характеру выполняемых функций в производственном процессе, по характеру и степени сложности выполняемой работы.

27. Характеристика промышленно-производственного персонала энергопредприятий: эксплуатационный, ремонтный, административно-управленческий. Понятие профессии, специальности, квалификации. Особенности структуры персонала энергетических компаний.

28. Оборот и текучесть рабочей силы, высвобождение работников в связи с сокращением численности рабочих.

29. Понятие производительности труда и показатели ее измерения. Недостатки стоимостных показателей измерения производительности труда. Показатели эффективности использования трудовых ресурсов в энергетике. Штатный коэффициент.

30. Заработная плата и основные принципы ее организации. Основные элементы организации заработной платы: нормы затрат труда, тарифная система, формы и системы заработной платы.

31. Содержание тарифной системы: понятие тарифной ставки, тарифной сетки, тарифного коэффициента, тарифно-квалификационного справочника (ТКС). Дифференциация тарифных ставок в зависимости от условий труда: нормальные, тяжелые и вредные, а также по регионам.

32. Формы и системы оплаты труда. Тарифная система оплаты труда в энергетике. Система тарифных соглашений в отрасли. Повременная оплата труда и ее разновидности. Сдельная оплата труда, понятие сдельной расценки.

33. Штатное расписание: содержание и порядок утверждения.

34. Понятие и содержание производственной программы энергокомпании. Роль договора электроснабжения в формировании производственной программы энергетической компании.

35. Производственная мощность энергетических компаний. Понятие установленной, располагаемой и рабочей мощности. Показатели использования производственной мощности.

36. Расход электроэнергии и мощности на собственные нужды электростанций.

37. Потери мощности и электроэнергии в электрических сетях.
38. Методы определения спроса на электрическую энергию.
39. Графики электрической нагрузки.
40. Баланс электрической энергии и мощности.
41. Баланс тепловой энергии.
42. Баланс топлива.
43. Производственные показатели электростанций.
44. Понятие себестоимости продукции и ее виды. Влияние особенностей энергетического производства на себестоимость электроэнергии и тепла.
45. Классификация затрат на производство продукции по экономическим элементам и статьям калькуляции.
46. Смета затрат на производство и реализацию продукции энергетических компаний. Материальные затраты: затраты на сырье и основные материалы, затраты на вспомогательные материалы, услуги производственного характера, затраты на топливо, затраты на покупную энергию. Структура материальных затрат. Затраты на оплату труда и отчисления на социальные нужды (Единый социальный налог). Прочие затраты: налоги (водный, земельный, транспортный, на воспроизводство минерально-сырьевой базы); расходы и затраты: на ремонтное обслуживание, на рекламу, на подготовку и переподготовку кадров, на охрану труда, на оплату процентов по полученным кредитам, экологические платежи, представительские расходы, расходы на НИОКР и другие; отчисления в целевые фонды.
47. Классификация затрат на производство продукции по статьям калькуляции. Калькуляция себестоимости электроэнергии и тепла. Объекты калькуляции для электростанций, для электрических и тепловых сетей, для энергосистемы, для энергохозяйства промышленного предприятия.
48. Группировка затрат по статьям калькуляции в энергетике. Содержание статей калькуляции себестоимости энергии: топливо на технологические цели, вода на технологические цели; основная оплата труда производственных рабочих, дополнительная оплата труда производственных рабочих, отчисления на социальные нужды с заработной платы производственных рабочих, амортизация производственного оборудования, расходы по со-

держанию и эксплуатации оборудования, расходы по подготовке и освоению производства, цеховые расходы, общехозяйственные расходы.

49. Особенности состава и структуры себестоимости энергии энергетических объектов.

50. Методы распределения затрат между электроэнергией и теплом при их комбинированном производстве на ТЭЦ.

51. Затраты на передачу и распределение электроэнергии по сетям.

52. Затраты на транспорт тепла по тепловым сетям. Управление затратами энергокомпании: цели и задачи.

53. Классификация затрат: по экономическому назначению (основные и накладные), по способу распределения на единицу изделия (прямые и косвенные), по связи и характеру влияния на них объема производства (условно-постоянные и переменные), по составу (простые и комплексные).

54. Основные функции и параметры налоговой системы.

55. Классификация налогов. Основы налогообложения энергетических компаний.

56. Доходы энергетических компаний.

57. Понятие валовой выручки от реализации продукции (работ, услуг).

58. Понятие расходов энергокомпании.

59. Прибыль и ее виды. Убытки энергокомпании.

60. Внереализационные и операционные доходы и расходы энергокомпании. Отчет о прибылях и убытках предприятия (приложение № 2 к бухгалтерскому балансу предприятия).

61. Понятие и показатели рентабельности. Пути снижения себестоимости производства и передачи энергии и повышения рентабельности в АО-энерго.

62. Энергетический рынок и его задачи. Классификация энергетических рынков.

63. Оптовый рынок электрической энергии: субъекты оптового рынка, технологическая и коммерческая структура оптового рынка, принципы организации оптового рынка.

64. Розничный рынок электрической и тепловой энергии

65. Особенности ценообразования в энергетике.

66. Понятие тарифов на электрическую и тепловую энергию; основные принципы формирования тарифов.

67. Система тарифов на электрическую энергию. Одноставочные и двухставочные тарифы на электрическую энергию и мощность. Дифференциация тарифов по сезонам года, по месяцам года, по дням недели, по часам суток, по зонам графика нагрузок, по территориальным зонам.

68. Система тарифов на тепловую энергию.

69. Понятие энергоснабжающей организации, потребителя федерального оптового рынка электрической энергии и мощности (ФОРЭМ), потребительского (регионального) рынка электрической и тепловой энергии и мощности. Особенности отношений между поставщиками и потребителями электрической энергии.

70. Сущность государственного регулирования тарифов. Цели и принципы государственного регулирования тарифов. Полномочия Федеральной службы по тарифам и органов исполнительной власти субъектов РФ в области государственного регулирования тарифов.

71. Методы установления тарифов.

72. Ценообразование на оптовом рынке энергии и мощности: в регулируемом секторе оптового рынка, в секторе свободной торговли оптового рынка, в секторе отклонений.

73. Ценообразование на розничном рынке энергии и мощности.

74. Тарифы на услуги, оказываемые на рынке энергии и мощности: по передаче электроэнергии по Единой национальной сети, по оперативному диспетчерскому управлению, по организации функционирования и развитию ЕЭС России, по организации функционирования торговой сети оптового рынка электрической энергии и мощности, по обеспечению системной надежности, плата за технологические присоединения к электрическим

## **1.12. Библиографический список**

### **Источники**

1. Гражданский кодекс Российской Федерации
2. Трудовой кодекс Российской Федерации.

3. Общероссийский классификатор профессий рабочих, должностей служащих и тарифных разрядов (ОК 016-94), принятый постановлением Госстандарта России от 26 декабря 1994 г. № 367 и введенный в действие с 1 января 1996 года, с последующими изменениями.
4. Квалификационный справочник должностей руководителей, специалистов и других служащих, утвержденный постановлением Минтруда России от 21 августа 1998 г. № 37, с последующими изменениями.
5. Налоговый Кодекс РФ от 31.07.98г. № 146-ФЗ.
6. Методические указания по бухгалтерскому учету основных средств, утв. Приказом Минфина РФ от 20.07.98г. № 33 н.
7. Положение по бухгалтерскому учету "Учет материально - производственных

#### Основная литература

1. Экономика и управление энергетическими предприятиями: Учеб. для выс. учеб заведений / Т.Ф. Басова, Е.И. Борисов, В.В. Бологова и др.: Под ред. Н.Н. Кожевникова. – М.: Изд-во центр «Академия», 2004. – 432, с.
2. Судаков Г.В. Экономическая эффективность внедрения информационных автоматизированных систем и продуктов: Учебное пособие / Благовещенск.: Изд-во АмГУ, 2006. – 151 с.
3. Судаков Г.В., Галушко Т.А. Оценка экономической эффективности проектов по строительству реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов: Учебное пособие / Благовещенск.: Изд-во АмГУ, 2006. – 191 с.
4. Непомнящий В.А. Рябов В.С. Экономические проблемы государственного управления топливно-энергетическим комплексом. СПб.: Энергоатомиздат, 2002. – 398 с.
5. Максимов Б.К., Молодюк В.В. Формирование тарифов в условиях развития рынка электрической энергии в России: Учеб. пособие. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Изд-во МЭИ, 2004. – 168 с.



6. Максимов Б.К., Молодюк В.В. Государственное регулирование тарифов и развитие конкурентного рынка в России: Учеб. пособие. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Изд-во МЭИ, 2006. – 176 с.
7. Раппорт А.Н. Реструктуризация Российской электроэнергетики: методология, практика, инвестиции. – М.: ЗАО «Изд-во Экономики», 2005. – 213 с.
8. Хлебников В.В. Рынок электрической энергии в России: Учеб. пособие для вузов / В.В. хлебников. – М.: Гуманитарно-издательский центр «ВЛАДОС», 2005. – 206 с.
9. Гителман Л.Д., Ратников Б.Е. Энергетический бизнес: Учеб. пособие. – М.: Изд-во. «Дело», 2006. – 600с.
10. Самсонов В.С. Экономика предприятий энергетического комплекса/ Учеб. для вузов /В.С. Самсонов, М.А. Вяткин. – М.: Высш. шк., 2001. – 416 с.:ил

#### Дополнительная литература

1. Новицкий Н.И., Пашутко В.П. Организация, планирование и управление производством / Под. ред. Н.И. Новицкого: Учебно-методическое пособие. – М.: Финансы и статистика, 2006 – 576 с. ил.
2. Милгром П., Робертс Дж. Экономика. Организация, менеджмент: В 2-х Т., Т-2 / Пер. с англ., под ред И.И. Елисеевой, В.Л. Тамбовцева. – СПб.: «Экономическая школа», 2004. – 422 с.
3. Милгром П., Робертс Дж. Экономика. Организация, менеджмент: В 2-х Т., Т- / Пер. с англ., под ред И.И. Елисеевой, В.Л. Тамбовцева. – СПб.: «Экономическая школа», 2004. – 468 с.
4. Складенко В.К., Прудников В.М. Экономика предприятия. Учебник. – М.: ИНФРА-М, 2007. – 528 с.
5. РД 34.12.102-96. Правила организации работы с персоналом на предприятии и в учреждениях энергетического производства. – М.: РАО «ЕЭС России». – 1996. – 57 с.
6. Экономика промышленности. Учеб. пособие для вузов. – В 3-х т. Т. 3. Экономика машиностроительного комплекса / Под ред. А.И. Бара-

новского, Н.Н. Кожевникова, Н.В. Пирадовой. – М.: Издательство МЭИ, 2000. – 432 с.: ил.

7. Теплоэнергетика и теплотехника: Общие вопросы: Справочник / Под ред. А.В. Клименко и В.М. Зорина. – 3-е изд. Кн. 1 (Теплоэнергетика и Теплотехника)– М.: Изд-во МЭИ, 1999 – 528 с. ил.
8. Теплоэнергетика и теплотехника: Общие вопросы: Справочник / Под ред. А.В. Клименко и В.М. Зорина. – 3-е изд. Кн. 3 (Тепловые и атомные станции)– М.: Изд-во МЭИ, 1999 – 528 с. ил.

#### Периодические издания (профессиональные журналы)

1. Энергетик.
2. Промышленная энергетика.
3. Электрика.
4. Новости электротехники.
5. Менеджмент и кадры.

### **1.13. Информационное обеспечение дисциплины**

1. Центральное Диспетчерское управление (ЦДУ) ЕЭС России  
<http://www.cdu.elektra.ru/>
2. Служба релейной защиты и автоматики ЦДУ ЕЭС России  
<http://www.cdu.elektra.ru/rza/>
3. Объединённое Диспетчерское Управление энергосистемами Востока (ОДУ Востока) <http://www.oduv.ru/>
4. ОАО «АМУРЭНЕРГО» <http://www.ae.amur.ru/>
5. ОАО «ДАЛЬЭНЕРГО» <http://www.dalenergo.org/>
6. ОАО «ЗЕЙСКАЯ ГЭС» <http://www.rao-ees.ru/zges/>

## 2. ГРАФИК САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ УЧЕБНОЙ РАБОТЫ СТУДЕНТОВ ПО ДИСЦИПЛИНЕ «ЭКОНОМИКА ЭНЕРГЕТИКИ»

*Таблица 3*

№ тем ы	Содержание	Объем, час	Форма контроля
1.	Введение в дисциплину. Топливо-энергетический комплекс в составе национальной экономики. (2 часа)	2	защита докладов, оформление результатов практических работ
2.	Баланс энергии и мощности энергосистемы. (2 часа)	2	защита докладов, оформление результатов практических работ
3.	Капитальные вложения в энергетику. (2 час)	2	защита докладов, оформление результатов практических работ
4.	Основные средства и оборотные средства энергопредприятий. (4 часа)	4	защита докладов, оформление результатов практических работ
5.	Основные средства и оборотные средства энергопредприятий. (4 часа)	4	защита докладов, оформление результатов практических работ
6.	Труд, кадры и оплата труда в энергетике (2 часа).	2	защита докладов, оформление результатов практических работ
7.	Финансовое хозяйство энергопредприятий. (2 часа)	2	защита докладов, оформление результатов практических работ
8.	Себестоимость в энергетике	2	защита докладов, оформление результатов практических работ
9.	. Учет и отчетность на энергопредприятиях. (2 часа)	2	защита докладов, оформление результатов практических работ
10.	Товар «электрическая энергия» и его основные характеристики. Поведение потребителя и спрос на товар электрическая энергия.	2	защита докладов, оформление результатов практических работ
11.	Анализ сбыта продукции и маркетинговый план энергокомпаниии. Проблема оценки ущербов от нарушения надежности энергоснабжения (2 часа)	2	защита докладов, оформление результатов практических работ
12.	Бизнес планирование инвестиционных проектов. (2 часа)	2	защита докладов, оформление результатов практических работ
13.	Организационный план (2 часа)	2	защита докладов, оформление результатов практических работ
14.	Эксплуатационно-ремонтное обслуживание и сетевое планирование (2 часа)	2	защита докладов, оформление результатов практических работ
15.	Формирование тарифов на электрическую энергию (2 часа)	2	защита докладов, оформление результатов практических работ
	Итого	32	

Примечание. Список рекомендуемой литературы для изучения вопросов, вынесенных на самостоятельную работу, приведен в рабочей программе дисциплины.

## **Темы докладов на самостоятельную работу**

- 1 Проблемы развития производственного комплекса электроэнергетики России: электроэнергетика и ее основные функции
2. Особенности производственного процесса в энергетике и их влияние на организационно-производственную структуру энергокомпаний. Организационно-производственная структуры энергокомпаний, создаваемых в процессе реформирования отрасли.
3. Управление производственными запасами энергетической компании. Определение оптимального размера заказа и запаса топлива. Системы управления запасами (виды запасов). Управление дебиторской задолженностью энергетической компании.
4. Оборот и текучесть рабочей силы, высвобождение работников в связи с сокращением численности рабочих.
5. Показатели эффективности использования трудовых ресурсов в энергетике.
6. Производственная мощность энергетических компаний. Показатели использования производственной мощности.
7. Расход электроэнергии и мощности на собственные нужды электростанций. Потери мощности и электроэнергии в электрических сетях. Графики электрической нагрузки.
8. Влияние особенностей энергетического производства на себестоимость электроэнергии и тепла. Классификация затрат: по экономическому назначению (основные и накладные), по способу распределения на единицу изделия (прямые и косвенные), по связи и характеру влияния на них объема производства (условно-постоянные и переменные), по составу (простые и комплексные).
9. Методы распределения затрат между электроэнергией и теплом при их комбинированном производстве на ТЭЦ.
10. Основные формы разделения труда в энергетике: технологическое, функциональное, квалификационное, профессиональное. Трудовой Кодекс РФ.
11. Назначение, структура и содержание бизнес-плана энергокомпаний.

Принципы и методы планирования. Методы планирования: статистический, нормативно-расчетный, программно-целевой, оптимального планирования.

12. Характеристика потребительского рынка электрической и тепловой энергии и мощности. Способы энергоснабжения потребителей. Потребители – перепродавцы.

13. Этапы планирования инвестицией: составление перечня проектов и мероприятий, требующих вложения инвестиций; капитализация затрат, отбор инвестиционных проектов

14. Инвестиционные риски. Учет и анализ рисков. Управление рисками.

15. Методы оценки эффективности инвестиций.

Возможен также выбор докладов по желанию студента с утверждение темы у преподавателя.

### 3. ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАНЯТИЯ. МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ.

**Общая цель занятия:** закрепить на практике знания полученные в лекционных курсах «Экономика энергетики» и «Организация энергетического производства».

Практические занятия предусмотрены в рабочей программе в объеме 16 часов. Тематика практических занятий представлена ниже:

Тема 1. Капитальные вложения в энергетику. (2 часа)

Тема 2. Основные средства и оборотные средства энергопредприятий. (2 часа)

Тема 3. Расчет затрат на эксплуатации энергетического объекта. (2 часа)

Тема 4. Анализ сбыта продукции и маркетинговый план энергокомпании. (2 часа)

Тема 5. Проблема оценки ущербов от нарушения надежности энергоснабжения (2 часа)

Тема 6. Организационный план. Расчет потребности в трудовых ресурсах. (2 часа)

Тема 7. Сетевое планирование (2 часа)

Тема 8. Расчет заработной платы. Расчет себестоимости электроэнергии (2 часа)

Практические занятия проводятся согласно методическим указаниям по проведению практических занятий.

На практических занятиях предусматривается решения задач по темам практик, проверка самостоятельной работы студентов, проверка знаний с помощью тестов.

#### 4. КРАТКИЙ КОНСПЕКТ ЛЕКЦИЙ ПО ДИСЦИПЛИНЕ «ЭКОНОМИКА ЭНЕРГЕТИКИ»

##### ТЕМА 1. ВВЕДЕНИЕ В ДИСЦИПЛИНУ. ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС В СОСТАВЕ НАЦИОНАЛЬНОЙ ЭКОНОМИКИ

###### *Энергетическое хозяйство*

Энергетическое хозяйство представляет собой комплекс устройств и процессов, предназначенных для обеспечения народного хозяйства топливно-энергетическими ресурсами в виде непосредственно топлива, электрической и тепловой энергии, горячей и холодной воды, сжатого и кондиционированного воздуха и т. п.

В энергетике существуют связи и системы внутри энергетического хозяйства и **внешние связи** с другими хозяйственными и отраслевыми системами и структурами. Можно выделить два направления энергетике: первое объединяет энергодобывающие (нефтяная, газовая, угольная, атомная и т.п.) и энергопроизводящие (электроэнергетика и теплоэнергетика) отрасли; второе – энергопотребляющие, т.е. потребляющие непосредственно топливо, электроэнергию, тепло и другие энергоресурсы.

Для обеспечения различными видами энергоресурсов отраслей народного хозяйства и населения страны (потребителей) используются: транспорт (железнодорожный, автомобильный, трубопроводный и др.), электрические и тепловые сети, склады топливных ресурсов, генерирующие, аккумулирующие, трансформирующие, передающие и распределительные устройства. Все эти системы взаимосвязаны и призваны обеспечивать предусмотренное энергоснабжение с достаточным уровнем надежности. Последнее вызывается тем, что элементы или звенья снабжения каким-либо энергоресурсом (например, углем) от добычи ресурса до его потребления представляют собой единую цепь, в которой изменение в одном из звеньев приводит к изменению всех других звеньев.

Внешние связи энергетике проявляются в двух направлениях: оперативном и обеспечивающем.

**Оперативные внешние связи** осуществляются с технологическими процессами промышленности, транспорта, сельским хозяйством, коммунально-бы-

товым хозяйством. Неразрывность этих связей определяется практическим совпадением во времени процессов производства, передачи и потребления электроэнергии и теплоты. Отсутствие возможности запастись энергией в ощутимых объемах приводит к необходимости создания резервов в генерирующих мощностях, топливе на тепловых и атомных электростанциях, воде на гидростанциях.

**Обеспечивающие внешние связи** необходимы для заблаговременного согласования развития топливной промышленности, металлургии, машиностроения, строительной индустрии, транспортных устройств.

Совокупность предприятий, установок и сооружений, обеспечивающих добычу и переработку первичных топливно-энергетических ресурсов, их преобразование и доставку потребителям в удобной для использования форме образует **топливно-энергетический комплекс (ТЭК)**.

Особенности энергетического хозяйства привели к необходимости применения системного метода экономического исследования. Оптимизационные технико-экономические расчеты в энергетике особенно важны из-за широкой взаимозаменяемости отдельных энергетических установок, видов энергетической продукции и сравнительно высокой капиталоемкости энергоустановок. Так, для производства электроэнергии могут быть использованы конденсационные электростанции (КЭС), теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), гидроэлектростанции (ГЭС), атомные электростанции (АЭС) и др. Для производства теплоты используются ТЭЦ, котельные, утилизационные установки. На них могут быть установлены агрегаты различных типов, работающие на разных параметрах пара и использующие различные виды органического топлива, газа, угля, мазута и т.п., и нетрадиционные источники энергии. Большое число вариантов имеется также на стадиях транспорта энергии и использования ее у потребителей. Взаимозаменяемость видов продукции определяется возможностью использования различных энергоносителей в данных установках, например использование природного газа или электроэнергии в нагревательных печах, парового или электрического привода компрессора и др.



Топливо-энергетический комплекс является весьма капиталоемким. На развитие топливной промышленности и электроэнергетики расходуется до 40 % суммарных капиталовложений в промышленность.

Существенную роль может иметь энергетический фактор при решении задачи по размещению предприятий в районах страны. Расположение электростанций, особенно крупных гидроэлектростанций, нередко оказывает большое влияние на формирование вокруг них промышленных комплексов.

Характерной особенностью энергетического хозяйства является наличие в нем разнообразных установок, использование не только первичных, но и вторичных энергоресурсов.

К *вторичным энергетическим ресурсам* относится энергетический потенциал отходов, побочных и промежуточных продуктов, образующихся в технологических агрегатах (установках), который не используется в самом агрегате, но может быть частично или полностью использован для энергоснабжения других агрегатов.

Анализ обеспеченности энергоресурсами отдельных районов указывает на ее неравномерность. Большинство остальных районов страны не обеспечено в достаточном количестве собственными энергоресурсами, при этом возникает проблема энергетической безопасности этих районов.

*Энергетическая безопасность* – состояние защищенности экономик страны, отдельных регионов, предприятий, граждан от угрозы надежному топливо- и энергообеспечению.

Можно выделить следующие обобщенные факторы повышения энергетической безопасности стран с различным уровнем обеспеченности энергетическими ресурсами:

- развитие стратегии, методологии оценки и мониторинг энергетической безопасности.
- модернизация и реструктуризация топливно-энергетического комплекса.
- расширение списка стран-поставщиков и номенклатуры экспортируемых энергетических ресурсов.

- повышение надежности функционирования энергетических установок.
- диверсификация топливно-энергетических ресурсов, использование альтернативных источников энергии.
- повышение эффективности использования энергии за счет разработки и внедрения новых технологий и оборудования в промышленности, сельском хозяйстве, транспорте и социальной сфере.
- реализация существующего потенциала энергосбережения, включая уменьшение потерь энергии, использование вторичных энергетических ресурсов и т.д.
- частичная переориентация на собственные топливно-энергетические ресурсы, включая:
  - долевое участие в разработке и эксплуатации и (или) акционирование предприятий энергетического сектора стран-партнеров.
  - разработка совместных со странами-партнерами программ повышения коллективной энергетической безопасности.

В качестве дополнительного критерия энергетической безопасности следует рассматривать наличие национальной информационно-аналитической системы, включая подсистемы мониторинга показателей энергетической безопасности, определения текущих пороговых уровней кризисности состояния энергетической безопасности и составления долгосрочных и среднесрочных прогнозов развития энергетической составляющей экономики.

### ***Электрификация народного хозяйства страны***

Энергетическое хозяйство имеет два направления: теплофикация и электрификация. Особенно большое значение имеет электрификация. Это определяется ее особыми свойствами: легкостью превращения в другие виды (тепловую, механическую, световую), возможностью обеспечить необходимые параметры протекания производственных процессов, комплексностью механизации и автоматизации производства, повышением производительности труда. Электроэнергия может быть распределена на отдельные потоки и передана на значительные расстояния. Без применения электроэнергии невозможны электрохи-

мические и электрофизические процессы, привод станков-автоматов, манипуляторов, роботов и другие производственные процессы.

Требуемая мощность электростанций России определяется максимальными электрическими нагрузками потребителей, экспортом мощности за пределы России, потерями мощности в электрических сетях и расчетным резервом мощности. В настоящее время промышленность остается основным потребителем электроэнергии в народном хозяйстве.

Для характеристики уровня электрификации используется система показателей, выраженных в стоимостной или натуральной форме. Один из основных показателей – *электроемкость продукции*, определяемая отношением потребляемой электроэнергии к объему выпускаемой продукции за одинаковый период времени. Динамика показателя указывает на степень опережения темпов роста потребления электроэнергии над темпами роста производства продукции. Несовершенство этого показателя определяется условностью расчета объема продукции в стоимостном выражении. Важный показатель – *электровооруженность труда*, которая может быть подсчитана в натуральных единицах по мощности или энергии. В качестве обобщающего показателя часто используется *показатель электропотребления* на душу населения по стране в целом или по крупному региону.

Система показателей электрификации может рассматриваться как инструмент анализа динамики энергетического и экономического использования энергии.

### ***Промышленная энергетика в системе энергетического хозяйства***

Промышленность является основным потребителем энергетических ресурсов, потребляя около 60 % всего добываемого в стране топлива, более 51 % вырабатываемого тепла и 53 % вырабатываемой электроэнергии.

Энергетическое хозяйство промышленности включает:

- собственно энергетические установки (ТЭЦ, котельные, компрессорные и кислородные станции, утилизационные и холодильные установки, систему водоснабжения и др.);
- энергетические части многочисленных технологических установок;

- энергетические части комбинированных энерготехнологических установок, производящих технологическую и энергетическую продукцию.

Экономическая эффективность технического решения в промышленной энергетике должна определяться с учетом изменений во всех взаимосвязанных звеньях энергетического хозяйства.

Так, применение природного газа в доменных печах уменьшает потребность в коксе и, следовательно, в добыче коксующихся углей. В то же время увеличивается потребность в кислороде, для получения которого необходима электроэнергия и, следовательно, дополнительная добыча энергетических углей. Применение электропечи вместо печи, использующей природный газ, приводит: к увеличению передачи мощности по электрической сети, что вызывает необходимость усиления существующих сетей, строительства новых генерирующих мощностей; изменениям в области транспорта энергетических ресурсов и в топливном балансе. Исследование взаимосвязей между энергетикой и технологией производственных процессов позволяет выявить возможность совершенствования производственных процессов промышленности.

Промышленная теплоэнергетика занимает ведущее место в промышленности по потреблению энергетических ресурсов (более 65 % общего расхода энергетических ресурсов).

Комплексный подход к нахождению оптимального сочетания электрификации, теплофикации и газификации, раскрытию взаимосвязей между энергетикой и технологией производственных процессов является характерной особенностью отечественной энергетической научной школы, созданной академиком Г.М.Кржижановским.

### *Энергетические ресурсы и их использование*

*Энергетическими ресурсами* называют выявленные природные запасы различных видов энергии, пригодные для использования в широких масштабах для народного хозяйства. К основным видам энергетических ресурсов в современных условиях относятся: уголь, газ, нефть, торф, сланцы, гидроэнергия и атомная энергия. Энергетические ресурсы используют для получения того или иного вида энергии. Под **энергией** понимается способность какой-либо систе-

мы производить работу или тепло. Получение требуемого количества энергии связано с затратой какого-либо рода энергетического ресурса.

Энергоресурсы, также как и энергия, могут быть первичными и вторичными. **Первичные ресурсы** имеются в природе в начальной форме. Среди них выделяют возобновляемые и невозобновляемые.

**Возобновляемые ресурсы** восстанавливаются постоянно. К ним относятся: излучение солнца, энергия ветра, волн, морских течений, приливов, биомассы, гидроэнергия, геотермальная и гравитационная энергии.

**Невозобновляемыми ресурсами** являются те, запасы которых по мере их добычи необратимо уменьшаются, а именно: каменный и бурый уголь, торф, горючие сланцы, нефть, природный газ, ядерная энергия.

Если исходная форма первичных энергоресурсов в результате превращения или обработки изменяется, то образуются **вторичные энергоресурсы (ВЭР)** и соответственно вторичная энергия. К таким ресурсам относятся все первичные энергоресурсы после одного или нескольких превращений:

1.Топливные формы: твердые – торф (брикеты), бурый уголь (обогащенный), кокс; газообразные – искусственный и жидкий газ, водород; жидкие – мазут, дизельное топливо, горючие масла.

2.Электричество.

3.Тепловая энергия – пар, горячая вода, отходы тепла.

4.Потери на превращение энергии, ее транспорт (передачу) и распределение.

Для соизмерения ресурсов и определения действительной экономичности их расходования принято использовать понятие «условное топливо». Его низшую рабочую теплоту сгорания  $Q_p$  принимают равной 29 300 ГДж/кг (7000 Гкал/кг). Зная теплоту сгорания и количество натурального топлива (н.т.), можно определить эквивалентное число тонн условного топлива, т у.т.:

$$B_{\text{усл}} = \frac{B_{\text{нат}} \cdot Q_p}{29300 \cdot 10^3} \quad (1.1)$$

где  $B_{\text{нат}}$  – количество натурального топлива, т н.т.

При оценке ресурсов газа в условном топливе  $V_{nat}$  измеряется в тыс. м<sup>3</sup>, а теплота сгорания натурального топлива – в кДж на 1 м<sup>3</sup>. При необходимости оценки энергоресурсов, в том числе гидроресурсов, 1 кВт-ч приравнивается к 340 т у.т.

В современных условиях 80... 85 % энергии получают, расходуя невозобновляемые энергоресурсы. Преобразование топлива в конечные виды энергии связано с вредными выбросами твердых частиц, газообразных соединений, а также большого количества тепла, воздействующих на окружающую среду.

Возобновляемые энергоресурсы (исключая гидроэнергетические) не нуждаются в транспортировке к месту потребления, но обладают низкой концентрацией энергии, поэтому преобразование энергии большинства возобновляемых источников требует больших затрат материальных ресурсов и, следовательно, больших удельных затрат денежных средств (р./кВт) на каждую установку. В экологическом отношении возобновляемые источники энергии обладают наибольшей чистотой. Из возобновляемых энергоресурсов в настоящее время в основном используются гидроэнергия и в относительно малых количествах энергия солнца, ветра, геотермальная энергия. Из всех видов потребляемой энергии наибольшее распространение получила электроэнергия.

### ***Количественная оценка энергетических ресурсов мира***

Количественные оценки видов энергоресурсов, приводимые в разных источниках, в значительной мере расходятся, однако порядок цифр и количественные соотношения в основном совпадают. Наиболее достоверной, по-видимому, следует считать информацию, исходящую от Мировых энергетических конференций (МИРЭК) и Мирового энергетического совета (МИРЭС). Прогнозируемая количественная оценка потенциальных мировых запасов первичных невозобновляемых энергетических ресурсов по данным МИРЭК-ХІ приведена в табл. 2.1.

Потенциальные мировые запасы возобновляемых энергоресурсов мира приведены ниже, 10<sup>12</sup> кВт-ч:

Энергия Солнца	.....665000
Энергия океанов	.....350 218
Энергия ветра	.....17 360

Геотермальная энергия (глубина до 3 км) .....25

Гидроэнергия .....33

Анализируя приведенные данные, можно увидеть, что потенциальные запасы ископаемых углей в несколько раз выше потенциальных запасов нефти и газа, при этом добыча последних обходится значительно дороже.

Распределение по планете запасов органического топлива крайне неравномерно. Осредненные данные МИРЭС по запасам углей приводятся ниже, % от общих запасов:

Территория бывшего СССР .....45

Северная Америка .....23

Азия (главным образом, Китай) .....14,5

Европа .....5,5

При кажущейся грандиозности запасов энергоресурсов в действительности невозобновляемые запасы ограничены, а возобновляемые далеко не полностью пригодны к использованию. Кроме того, сложными являются задачи транспорта энергии в больших количествах (угля, газа от места добычи до электростанции, электроэнергии от места ее производства до потребителя). Они связаны с большими затратами на собственно транспорт и компенсацию потерь по мере ее транспортировки.

*Таблица 1*

#### Первичные невозобновляемые энергоресурсы мира

Вид ресурсов		Достоверно извлекаемые запасы, 10 <sup>9</sup> ту.т./10 <sup>12</sup> кВт-ч	Потенциально извлекаемые запасы, 10 <sup>9</sup> ту.т./10 <sup>12</sup> кВт-ч
Природные уран и тории	С использованием реакторов: на тепловых нейтронах на быстрых нейтронах	1200/3530 325 000/955 000	1800/5300 590 000/1 735 000
Каменный уголь		3000/8800	11 200/32 900
Природный газ		500/1500	740/2200
Нефть		400/1200	630/1850

Расширение применения органического топлива (кроме прочих вредных выбросов) приводит к увеличению выброса в атмосферу углекислого газа (CO<sub>2</sub>), которого уже сегодня вследствие сжигания топлива выбрасывается больше, чем он может быть поглощен в процессе фотосинтеза. Выбросы CO<sub>2</sub> и других парниковых газов, а значит и их абсолютная концентрация, будут расти, в результате чего происходит дополнительный нагрев атмосферы. К середине следующего столетия концентрация CO<sub>2</sub>, по сравнению со временем, предшествующим индустриализации, может удвоиться, что вызовет повышение температуры примерно на 5 °С.

## ***Топливо-энергетический комплекс России и его роль в экономике страны***

Топливо-энергетический комплекс России – один из межотраслевых народнохозяйственных комплексов, представляющий собой совокупность тесно связанных и взаимозависимых отраслей топливной промышленности и электроэнергетики, действующих как единое целое для удовлетворения потребностей народного хозяйства и населения страны в топливно-энергетических ресурсах. Он является стержнем экономики страны, обеспечивающим жизнедеятельность всех отраслей национального хозяйства и населения, а также интеграцию регионов и стран СНГ.

Важнейшая задача энергетической политики – повышение эффективности использования всех видов энергии внутри страны. В этом случае экспорт в основном поддерживался бы не простым увеличением объемов добычи нефти и газа, а за счет энергосбережения внутри страны, огромного потенциала, составляющего примерно 450...500 млн т у.т.

В топливо-энергетический комплекс как объект народного хозяйства входят электроэнергетика, топливная промышленность, включающая в себя угольную и торфяную промышленность, а также геологоразведочные работы на нефть, газ, уголь и урановые руды.

***Электроэнергетика.*** Производственный потенциал отрасли объединяет тепловые и атомные электростанции, гидроэлектростанции, электрические сети, магистральные тепловые сети, котельные и установки нетрадиционной энергетики.

Установленная мощность электростанций в 2000 г. составила 215,3 млн кВт, производство электроэнергии – 860 млрд кВт·ч, в том числе на ТЭС произведено 583,4 млрд кВт·ч, на ГЭС – 177 млрд кВт·ч и на АЭС – 99,3 млрд кВт·ч. В стране создана и продолжает развиваться Единая энергетическая система (ЕЭС), доля которой в общереспубликанской выработке электроэнергии составляет около 90 %. Электростанции России в целом обеспечивают потребность страны в мощности и электроэнергии, а также экспорт электроэнергии в страны СНГ и дальнего зарубежья.



**Нефтяная и нефтеперерабатывающая промышленность.** Это базовая отрасль ТЭК России. В нефтяной промышленности страны функционирует множество вертикально интегрированных компаний, объединяющих разведку, добычу, переработку и распределение нефти и нефтепродуктов (АО «Роснефть», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Сургутнефтегаз», АО «Сибнефть» и др.).

Эксплуатационный фонд нефтяных скважин насчитывает около 150 тыс. ед. В 1998 г. добыча нефти составила 303,2 млн. т. На нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ) России было переработано 163,7 млн т, более 100 млн т нефти экспортировано в страны дальнего и ближнего зарубежья. Основная задача на перспективу – стабилизация добычи нефти на период до 2000 г., с последующим ее плавным ростом до 320 млн. т к 2005 г.

**Газовая промышленность.** Газовая отрасль – одна из наиболее стабильно работающих отраслей ТЭК. Стабилизация добычи газа в краткосрочном плане определяется объемами внутреннего спроса на газ, а также возможностями поставки его на экспорт. Перспектива увеличения добычи газа на территории России в решающей мере будет зависеть от темпов освоения газовых месторождений полуострова Ямал, региона Тюменской области и на шельфе морей. Эксплуатационный фонд газовых скважин составляет около 5 тыс. ед., а добыча газа – 600 млрд. м<sup>3</sup>. В стране создана и продолжает развиваться Единая система газоснабжения (ЕСГ), которая объединяет основную часть месторождений. В настоящее время магистральные газопроводы только по России протянулись на 144 тыс. км. Транспортировку газа обеспечивают 236 компрессорных станций, на которых установлены более 4 тыс. газоперекачивающих агрегатов. Имеются подземные хранилища газа с активной емкостью свыше 40 млрд. м<sup>3</sup>.

Для бытовых нужд газом пользуется население более 2800 городов и поселков городского типа и более 90 000 сельских населенных пунктов. Российский газ поставляется на экспорт через Украину и Белоруссию в 13 стран Европы. Поставки на экспорт составляют более 20 % добычи газа, в том числе более 20 % в дальнее зарубежье и страны Балтии. Надежность этих поставок обеспечивается взаимосвязанной, целостной работой всей Единой системы газоснабжения России.

**Угольная промышленность.** Российская угольная промышленность как отрасль народного хозяйства формировалась в основном в предвоенные годы. Наибольший объем добычи угля в России был обеспечен в 1988 г. – 425,4 млн т. В настоящее время шахтный и карьерный фонд в значительной мере изношен. Для вхождения в рыночную экономику отрасль нуждается в коренной реструктуризации, основными целями которой являются: формирование конкурентоспособных угольных компаний, последовательное снижение государственной поддержки предприятий отрасли, социальная защищенность работников отрасли.

Перспектива наращивания добычи угля связана с освоением новых перспективных месторождений в Кузбассе (Ерунаковский р-н), Восточной Сибири (Канско-Ачинский бассейн) и на Дальнем Востоке (Приморский и Хабаровский края), преимущественно обрабатываемых наиболее эффективным открытым способом. **Роль ТЭК в экономике страны.** В жизнедеятельности общества всегда была очень весомой. За годы реформ доля ТЭК возросла. Это объясняется тем, что темпы спада производства в других отраслях промышленности были существенно выше, чем в топливно-энергетическом комплексе. Топливо-энергетический комплекс производит более четверти промышленной продукции России, оказывает существенное влияние на формирование бюджета страны, обеспечивает почти половину валютных поступлений государства. Основные фонды ТЭК составляют третью часть производственных фондов промышленности, на предприятиях ТЭК трудится более трех миллионов человек. За счет разумного использования имеющегося богатого ресурсного и технологического потенциала ТЭК России может и должен стать «локомотивом» экономики.

### ***Вторичные энергетические ресурсы и энергосбережение***

Экономия энергетических ресурсов в промышленности может осуществляться путем повышения коэффициента полезного действия (КПД) технологических агрегатов, а также за счет использования экономически целесообразных вторичных энергоресурсов (ВЭР) для удовлетворения потребностей в топливе, теплоте, электрической и механической энергии других агрегатов и процессов. Поэтому наряду с первичными топливными ресурсами заметную

роль в промышленности играют ВЭР, получаемые из продукции, отходов, побочных или промежуточных продуктов технологических процессов.

Вторичные энергетические ресурсы по техническим характеристикам могут быть разделены на три вида:

**горючие** (топливные) – вторичные горючие газы плавильных Печей (доменных, колошниковых, конверторных и т.д.), горючие отходы процессов химической и термохимической переработки сырья, неиспользуемые (непригодные) для дальнейшей технологической переработки отходы деревообработки и др.;

**тепловые** – физическая теплота отходящих газов технологических агрегатов, физическая теплота основной и побочной продукции, теплота рабочих тел систем принудительного охлаждения технологических агрегатов и установок, теплота горячей воды и пара, отработавших в технологических и силовых установках;

**вторичные энергетические ресурсы избыточного давления** – потенциальная энергия газов и жидкостей, покидающих технологические агрегаты с избыточным давлением, которое необходимо снижать перед последующей ступенью использования этих жидкостей (газов) или при выбросе их в атмосферу.

Вторичные энергетические ресурсы могут использоваться либо непосредственно для удовлетворения потребности в теплоте и топливе, либо в утилизационных установках для производства теплоты, электроэнергии, холода, механической работы. С народнохозяйственной точки зрения необходимо стремиться к максимальному сокращению выхода ВЭР путем лучшего использования первичного энергетического топлива в самом технологическом агрегате, а также установления рациональных режимов его работы. Однако особенности некоторых технологических процессов приводят к образованию ВЭР, что вызывает необходимость установления рациональных направлений их использования. Возможны четыре основных направления использования ВЭР:

- **топливное** – непосредственное использование горючих ВЭР в качестве топлива, например использование доменного газа для отопления мартеновских, прокатных и других печей;

- **тепловое** – использование теплоты, получаемой непосредственно в виде ВЭР или вырабатываемой за счет ВЭР в утилизационных установках. К этому направлению относится также выработка холода за счет ВЭР в абсорбционных холодильных установках, например использование физической теплоты уходящих газов (после печей) для сушки сырья, материалов, для выработки пара в котлах-утилизаторах, использование утилизированной теплоты отработавших газов газовых турбин, компрессорных станций, магистральных газопроводов для получения пресной воды и др.;

- **силовое** – использование потребителями механической или электрической энергии, вырабатываемой в утилизационных установках (станциях) за счет ВЭР, например использование избыточного давления доменного газа для производства электроэнергии;

- **комбинированное** – использование теплоты и электроэнергии, одновременно вырабатываемых за счет ВЭР в утилизационных установках (утилизационных ТЭЦ) по теплофикационному циклу. Основное количество ВЭР получается на тех предприятиях, где производится пирогенетическая переработка топлива и высокотемпературная обработка металлов и сырья. Такие процессы происходят в металлургии, нефтеперерабатывающей, нефтехимической, целлюлозно-бумажной, химической промышленности, промышленности строительных материалов и т.д.

Использование ВЭР обеспечивает большой экономический эффект. На металлургических комбинатах с полным циклом выход ВЭР настолько велик, что за их счет может быть удовлетворена большая часть потребности в энергетическом топливе. На нефтеперерабатывающих заводах с глубокой переработкой нефти и выходом масел за счет использования ВЭР расход энергетического топлива может быть сокращен примерно на 80...85 %. Теплота, вырабатываемая в утилизационных установках, в 2...2,5 раза дешевле теплоты, получаемой на ТЭЦ и в котельных, работающих на первичном топливе. Капиталовложения в утилизационные установки, отнесенные к 1 т сэкономленного топлива, в 2...2,5 раза меньше капиталовложений в добычу и транспорт первичного топлива.

Для проектируемых предприятий со значительным выходом ВЭР рациональная схема энергоснабжения должна разрабатываться с учетом их использования. В условиях действующего предприятия рациональная доля и направление использования ВЭР зависят от сложившейся схемы энергоснабжения предприятия. При раздельном централизованном энергоснабжении (электроэнергия из энергосистемы и теплоснабжение от котельной предприятия) и использовании ВЭР для производства теплоты получаем экономию топлива в котельной, а при их применении для производства электроэнергии – экономию топлива в энергосистеме.

При энергоснабжении предприятия от ТЭЦ (основной случай для теплоемких производств) использование ВЭР для производства теплоты приводит в первый период к сокращению отпуска теплоты из отборов турбин ТЭЦ и, следовательно, к уменьшению выработки электроэнергии по теплофикационному режиму. Это уменьшение компенсируется дополнительной выработкой электроэнергии в энергосистеме по конденсационному циклу с большим расходом топлива. Достигаемая в этом случае экономия топлива от использования ВЭР будет соответственно ниже, чем при раздельной схеме. В дальнейшем с ростом тепловой нагрузки района теплоснабжения перерасход топлива, связанный с использованием ВЭР, будет снижаться.

Экономия теплоты топлива при использовании ВЭР  $\Delta Q$ , приводящая к снижению отпуска теплоты из промышленной котельной  $\Delta Q_k$ , составит

$$\Delta Q = \Delta Q_k \Psi_n \quad (1.2)$$

где  $\Psi_n$  - коэффициент, учитывающий среднее снижение потерь теплоты в котлах, соответствующее диапазону их разгрузки от  $Q_1$  до  $Q_2$ . Величина  $\Psi_n$ , определяется из выражения:

$$\Psi_n = \frac{Q_1 \eta_2 - Q_2 \eta_1}{(Q_1 - Q_2) \eta_1 \eta_2} \quad (1.3)$$

где  $\eta_1, \eta_2$  – КПД котельной при нагрузках  $Q_1$  и  $Q_2$  соответственно.

Если использование ВЭР приводит к остановке части котлов или уменьшению числа котлов в котельной (в условиях проектирования), то  $\Psi_n$  представ-

ляет собой величину, обратную среднему значению КПД котлов, которые не будут участвовать в работе ( $\Psi_n > 1$ ). Таким образом, количество сэкономленной теплоты в исходном топливе котельной будет больше теплоты, получаемой от утилизационной установки.

Если использование ВЭР приводит к сокращению отпуска теплоты из отборов турбин ТЭЦ  $\Delta Q_{omb}$ , то экономия теплоты топлива составит

$$\Delta Q = \Delta Q_{omb} \Psi(\Psi_{n.m} - \rho) - \Delta Q_c \quad (1.4)$$

где  $\Psi_{n.m}$  – коэффициент, учитывающий снижение потерь теплоты в котлах, соответствующее диапазону их разгрузки от промышленной ТЭЦ;

$\rho$  – коэффициент, учитывающий снижение выработки электроэнергии на ТЭЦ по теплофикационному режиму и соответствующее повышение выработки электроэнергии по конденсационному циклу в энергосистеме в первый период эксплуатации;

$\Delta Q_c$  – дополнительный расход теплоты, вызываемый изменением потерь в электрических и тепловых сетях. Величина  $\rho$  определяется из следующего выражения:

$$\rho = y_э \Psi(r_k \Psi_{n.k} - r_m \Psi_{n.m}) \quad (1.5)$$

где  $y_э$  – снижение выработки электроэнергии по теплофикационному циклу, приходящееся на 1 ГДж снижаемого отпуска теплоты от турбины, тыс. кВт·ч/ГДж;

$r_k$  – средний относительный прирост расхода теплоты на производство электроэнергии в энергосистеме по конденсационному режиму агрегатами, нагрузка которых повышается в связи с использованием ВЭР и снижением мощности ТЭЦ по теплофикационному режиму, ГДж/тыс. кВт·ч;

$\Psi_{n.k}$  – коэффициент, учитывающий снижение потерь теплоты в котлах конденсационных электростанций;

$r_m$  – средний относительный прирост расхода теплоты на производство электроэнергии по теплофикационному режиму, ГДж/тыс. кВт·ч.

При использовании ВЭР для производства электроэнергии в конденсационных утилизационных паротурбинных установках экономия топлива в системе составит:

$$\Delta B = (\mathcal{E}_y \pm \Delta \mathcal{E}_{э.с}) \cdot r_c \quad (1.6)$$

где  $\mathcal{E}_y$  – количество электроэнергии, отпущенное утилизационной установкой, тыс. кВт·ч;

$\Delta \mathcal{E}_{э.с}$  – изменение потерь электроэнергии в электрических сетях, тыс. кВт·ч;

$r_c$  – средний относительный прирост расхода топлива в энергосистеме, соответствующий ее разгрузке при использовании утилизационной установки, т.у.т./(МВт·ч).

Экономичность и рациональное направление использования ВЭР зависит от большого числа динамичных во времени факторов, связанных с характеристиками технологических процессов, технико-экономическими показателями утилизационных установок, замещаемого топлива, замещаемых установок, схемой энергоснабжения предприятия и т.п. Выбор наивыгоднейшего направления и степени использования ВЭР производится на основе технико-экономических расчетов.

### ***Вопросы энергосбережения на промышленных предприятиях***

Источником любого вида энергии являются природные ресурсы, которые после различных стадий обработки и преобразований, включая добычу, обогащение, транспорт и распределение, поступают в виде энергии к потребителям. Экономия единицы энергии на конечной стадии ее потребления приводит к экономии 3...4, а иногда и 10...15 единиц первичного энергоресурса, что зависит от эффективности всех стадий преобразования, транспорта и распределения, которые проходят первичные ресурсы на пути к конечным потребителям.

Теплоснабжение и прямое использование топлива в теплотехнологических системах промышленных предприятий являются самыми крупными потребителями органического топлива в России. Только доля потребления органического топлива всеми источниками теплоты составляет 46 % общего объема по-

требления топлива в целом по стране, что равно потребности в топливе всех остальных отраслей народного хозяйства и примерно в 1.5 раза больше, чем потребность в нем электроэнергетики. На энергоемких промышленных предприятиях затраты топлива на выработку тепловой энергии и прямое использование в технологиях составляют от 74 (производство минеральных удобрений) до 96 % (черная металлургия) общего его потребления. В то же время основными потерями энергии на промышленных предприятиях являются тепловые. Это связано с низкой степенью преобразования энергии в технологических процессах, несовершенством тепло-технологического оборудования, нерациональными тепловыми схемами теплотехнологических систем и слабым использованием избыточных внутренних энергоресурсов технологий во внешних системах потребления тепловой энергии. В рамках отдельного предприятия существуют теплотехнологические и теплоэнергетические системы, которые разрабатываются и проектируются различными отраслевыми организациями. При разработке теплотехнологических систем, как правило, не учитываются особенности той энергосистемы предприятия, структурными элементами которой они являются, а при проектировании теплоэнергетических систем промышленных предприятий практически не используются избыточные энергоресурсы применяемых технологий. Это приводит к значительному дисбалансу между выработкой и потреблением энергоносителей, уменьшение которого возможно при составлении топливно-энергетического баланса и реализации разработанных на его основе организационно-технических мероприятий.

Энергетические балансы промышленных предприятий предназначены для решения следующих основных задач:

- планирование энергосбережения предприятия и его подразделений;
- отчетность о потреблении и использовании энергоресурсов на предприятии;
- оценка фактического состояния энергоиспользования на предприятии, выявление причин возникновения, определение потерь энергоресурсов и энергоносителей;



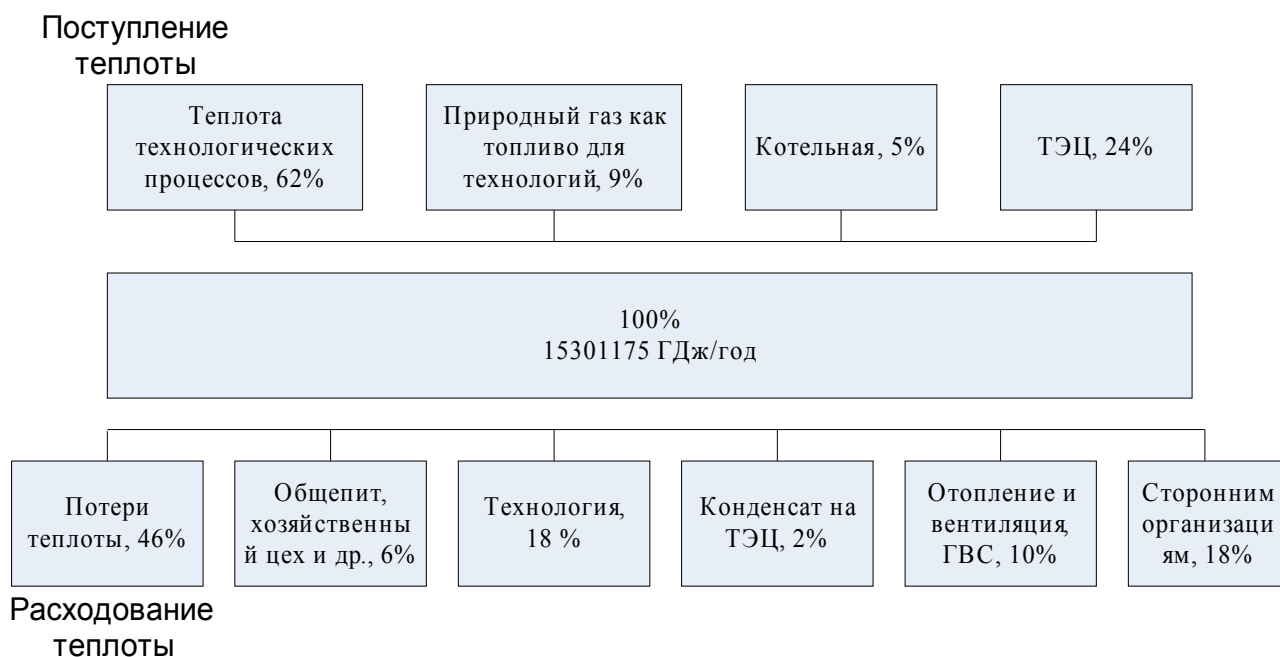
- выявление и оценка резервов экономии топлива и энергии, разработка плана мероприятий, направленных на снижение потерь энергоресурсов;
- улучшение режимов работы технологического и энергетического оборудования;
- определение рациональных размеров энергопотребления в производственных процессах и установках;
- совершенствование методики нормирования и разработки норм расхода топлива и энергии на производство продукции;
- определение требований к организации и совершенствованию системы учета и контроля расхода энергоресурсов и энергоносителей;
- получение исходной информации для создания новых высокоэффективных технологических систем, интенсификации технологических процессов, разработки нового оборудования в целях экономии энергетических затрат, оптимизации структуры энергетического баланса предприятия путем выбора оптимальных направлений, способов и размеров использования подведенных и вторичных энергоресурсов, совершенствования внутрипроизводственного хозяйственного расчета и системы стимулирования экономии энергоресурсов.

Основным документом, регламентирующим работу энергохозяйства предприятия, является *текущий синтетический энергобаланс* по видам потребляемой энергии, объектам энергопотребления с разбивкой по целевому назначению и стадиям энергетического потока.

После окончания отчетного периода (квартала, года) по данным внутризаводских отчетных документов (журналов учета, ведомостей, справок и т.п.) составляется *отчетный (фактический) энергобаланс* (по статистическим и другим формам), показывающий распределение подведенных и произведенных энергоносителей внутри предприятия. По данным баланса, а также с учетом других сведений (полученных путем испытаний, расчетов) составляется с той или иной степенью детализации по объектам, целевому назначению, видам энергии *фактический энергобаланс*, отображающий разделение общего расхода энергоносителей на полезный расход и потери энергии. На основе проведенного анализа фактического энергобаланса разрабатывается *перспективный*

*энергобаланс* с учетом проведения работ по нормализации расходов энергоресурсов, мероприятий по рационализации и оптимизации структуры энергобаланса.

В качестве примера топливно-энергетического баланса рассмотрим диаграмму теплового баланса одного из предприятий по производству минеральных удобрений (рис.1). Из рисунка видно, что потери тепловой энергии значительно превышают ее поступление от промышленной ТЭЦ и котельной предприятия.



**Рис. 1.** Тепловой баланс предприятия

Следовательно, при рациональном использовании теплоты от котельной и ТЭЦ можно отказаться. Применяемый в качестве топлива для технологических целей природный газ также в определенных условиях (новые технологии, схемы и т.п.) можно в значительной мере или полностью вывести из теплового баланса. В этом случае суммарное снижение поступления теплоты составит  $24 + 5 + 9 = 38 \%$ , что значительно ниже имеющихся потерь теплоты (46 %).

Комплекс возможных энергосберегающих мероприятий в теплотехнологии можно классифицировать по трем группам: утилизационной, энергетической модернизации и интенсивного энергосбережения.

При внедрении *утилизационных мероприятий* решаются задачи использования отходов теплоты потенциальной энергии в действующих тепло-

энергетических установках (ТЭУ), теплотехнологических системах (ТТС) и теплотехнологических комплексах (ТТК). К мероприятиям *энергетической модернизации* относятся мероприятия, снижающие отходы теплоты, энергии в действующих ТЭУ, ТТС, ТТК, реализуемой без изменения принципиальных основ технологии, техники, управления и использования технологической продукции.

*Интенсивное энергосбережение* включает в себя мероприятия, которые реализуют предельно высокий энергосберегающий эффект, называемый *потенциалом резерва интенсивного энергосбережения*. Этот потенциал определяется как разность между расходом топливно-энергетических ресурсов в действующем объекте и их расходом в термодинамически идеальной модели этого объекта. Потенциал резерва интенсивного энергосбережения достигается в общем случае на базе изменения принципиальных основ технологии, техники, управления, повышения качества технологической продукции и полноты ее полезного использования, а также на основе перехода к альтернативным сырьевым материалам и альтернативной малоэнергоёмкой технологической продукции.

#### *Основные положения энергетической стратегии России (ЭС–2020)*

Топливо-энергетический комплекс России оказывает определяющее влияние на функционирование и развитие экономики страны. Это обусловлено не только значимостью ТЭК как инфраструктурного фактора обеспечения жизнедеятельности общества, но и его существенным влиянием на финансово-экономическую деятельность производительных сил страны и государства в целом. Такое положение ТЭК в большой мере предопределяется наличием в России богатых природных топливно-энергетических ресурсов и его крупным производственным потенциалом.

В настоящее время для ТЭК в структуре экономики страны характерно следующее: продукция комплекса составляет около четверти всей промышленной продукции, доля налоговых поступлений в бюджет государства от его деятельности превышает 50 % налоговых доходов всей промышленности, почти половина валютных поступлений в страну формируется от экспорта энергоно-

сителей. Топливо-энергетический сектор экономики является наиболее инерционной и капиталоемкой структурой, поэтому необходимо своевременное прогнозирование и формирование долгосрочной стратегии его развития с учетом перспектив социально-экономической политики страны, которая определяет требования к ТЭК.

В настоящее время ТЭК является одним из наиболее устойчиво работающих производственных комплексов российской экономики. Он определяющим образом влияет на состояние и перспективы развития национальной экономики: на его долю приходится порядка 26 % ВВП, около 30 % объема промышленного производства России, 29 % налоговых доходов консолидированного бюджета, порядка 45 % валютных поступлений в страну.

В Энергетической стратегии на основе анализа состояния отраслей топливно-энергетического комплекса и прогнозных параметров ожидаемого социально-экономического развития страны, а также конъюнктуры мирового энергетического рынка оценены роль и возможности энергетики России, а также задачи государства в формировании и реализации долгосрочной энергетической политики. Стратегия исходит из предложенных Минэкономразвития России двух сценариев развития экономики страны – оптимистического и умеренного.

**Оптимистический вариант** характеризуется: ростом ВВП к 2020 г. в 3,3 раза по отношению к уровню 2000 г; увеличением физического объема инвестиций в основной капитал за рассматриваемый период в семь раз, высокими мировыми ценами на нефть марки *Urals* (до 30 долл./баррель в 2020 г.) и газ (138 долл./тыс. м<sup>3</sup> в 2020 г.). Вариант исходит из интенсивного проведения экономических реформ и ускоренной либерализации цен и тарифов на продукцию и услуги естественных монополий, предусматривает быстрое создание конкурентной среды на рынках товаров и услуг естественных монополий, отличается активным использованием энергосберегающих и энергоэффективных технологий и высокими темпами снижения энергоемкости.

**Умеренный вариант** характеризуется ростом ВВП к 2020 г. в 2,3 раза по отношению к уровню 2000 г., увеличением физического объема инвестиций в основной капитал за рассматриваемый период в 3,6 раза, стабильными мировыми

ми ценами на нефть марки *Urals* на уровне 18,5 долл./баррель, средними контрактными ценами на газ, не превышающими к 2020 г. 119 долл./тыс. м<sup>3</sup>.

Стратегическими ориентирами долгосрочной государственной энергетической политики являются энергетическая безопасность, энергетическая эффективность, бюджетная эффективность и экологическая безопасность энергетики.

Достижение указанных ориентиров, превышение управляемости процесса развития энергетики требуют формирования и осуществления основных составляющих государственной энергетической политики, к числу которых относятся: недропользование и управление государственным фондом недр, формирование рационального топливно-энергетического баланса, развитие внутренних топливно-энергетических рынков, внешняя энергетическая политика, региональная и социальная, научно-техническая и инновационная политика в энергетическом секторе.

Главным инструментом их осуществления будет комплекс мер экономического регулирования: тарифного, ценового, налогового, таможенного, инвестиционного, антимонопольного.

Для достижения этих параметров развития экономики необходимо кардинально повысить эффективность использования энергии. Энергоемкость ВВП к 2020 г. по сравнению с 2000 г., по расчетам, должна снизиться в два раза. Эта задача вполне реальна. Анализ зарубежного опыта показывает, что прогнозируемое увеличение энергоэффективности в России сопоставимо со снижением энергоемкости ВВП в развитых странах в период нефтяного кризиса 1970-х гг. Причем структурная перестройка экономики обеспечит примерно 2/3 снижения энергоемкости ВВП, а 1/3 – меры организационного и технологического энергосбережения. Однако мировой опыт показывает, что без поддержания в течение длительного времени относительно высоких цен на топливно-энергетические ресурсы (ТЭР) проблему снижения энергоемкости ВВП не решить.

Развитие ТЭК будет более эффективно при улучшении инвестиционного климата, позволяющего обеспечить экономически обоснованную доходность капитала, стабильность и предсказуемость налогового режима в отраслях ТЭК. Обеспечение достаточного уровня доходности на инвестированный капитал в

электроэнергетике и газовой промышленности потребует постепенной либерализации рынка электроэнергии и газа, последовательного осуществления структурных реформ в этих отраслях, что необходимо также для сдерживания цен на услуги естественных монополий. Предельный рост цен на электроэнергию и газ в реальном исчислении в период до 2006 г. составит до 15% в год, что не вызовет недопустимых инфляционных возмущений и позволит ограничить годовой прирост потребительских цен в стране по этой причине в пределах 2...3 %.

Предлагаемая ценовая политика в ГЭК создаст условия:

- для ликвидации диспропорций между ценами основных энергоносителей на основе приближения цен на природный газ к уровню, учитывающему его потребительские и экологические качества;

- дальнейшей дифференциации цен, в наибольшей степени отражающей различие издержек при транспортировке ТЭР и реализации продукции ТЭК различным категориям потребителей (время суток, сезонность, объем потребления, мощность и т.д.).

Сдерживание цен на услуги естественных монополий и другие ТЭР (мазут, уголь) потребует совершенствования механизмов мониторинга и антимонопольного контроля за ценами, создания механизмов биржевой торговли ТЭР.

Сравнительно высокий уровень расходов на энергообеспечение в доходах малообеспеченных слоев населения, недостаточный уровень социальной поддержки реформ обуславливают необходимость проведения активной социальной политики, целью которой является минимизация негативных последствий повышения цен на энергоресурсы для социально незащищенных групп населения.

Для достижения этой цели необходимо обеспечить:

- рост в рассматриваемом периоде среднедушевых доходов населения не менее чем в 3,4...3,7 раз, в том числе для компенсации расходов на топливо и энергообеспечение (в 2,3...2,4 раза);

- согласованность реформ, проводимых в жилищно-коммунальном хозяйстве, межбюджетных отношений и ликвидации перекрестного субсидирования;

- создание институтов, ответственных за снабжение необходимыми объемами энергоресурсов населения, объектов жизнеобеспечения, стратегических объектов (гарантирующих поставщиков);

- создание государством эффективной системы адресной социальной защиты малоимущих слоев населения.

В целях поддержания энергетической и экономической безопасности Россия будет стремиться диверсифицировать направления экспорта энергоресурсов с развитием северного, восточного и южного направлений экспортных потоков российских энергоносителей (прежде всего в страны Северной Америки и Северо-Восточной Азии) и последующим увеличением удельного веса этих направлений в географической структуре экспорта энергоресурсов.

Россия заинтересована в масштабном долгосрочном вовлечении в свой топливно-энергетический баланс углеводородных ресурсов (особенно природного газа) государств Центральной Азии. Это позволит экономить ресурсы северных газовых месторождений для будущих поколений и избежать необходимости форсированных капиталовложений в их разработку. В интересах России участие отечественных компаний в проектах по расширению энерготранспортной инфраструктуры по территории стран – участниц СНГ.

Россия, как один из крупнейших в мире производителей, экспортеров и потребителей топливно-энергетических ресурсов, будет активно вести диалог и со странами – производителями энергоресурсов, и с государствами, потребляющими их, участвуя в работе Международных энергетических конференций, сотрудничая с промышленно развитыми странами на основе декларации о сотрудничестве с международными энергетическими организациями и в рамках «большой восьмерки», а также взаимодействуя с ведущими странами – экспортерами нефти.

В соответствии с принятой динамикой макроэкономических показателей развития России рассчитаны параметры прогнозной потребности страны в топливе и энергии. В предстоящем двадцатилетии общая величина внутреннего потребления первичных энергоресурсов увеличится до 1145... 1270 млн т у.т. Внешний спрос на российские ТЭР, прежде всего на нефть и газ, также будет

расти и может составить к 2020 г. 755... 855 млн т у.т, в том числе нефть – 268...309 млн т, газ – 236...245 млрд м<sup>3</sup>. В перспективе можно ожидать существенную географическую диверсификацию экспорта углеводородов.

Объем добычи нефти может возрасти к 2020 г. до 450...520 млн т. Добыча будет осуществляться и развиваться как в традиционных нефтедобывающих районах, таких как Западная Сибирь, Поволжье, Северный Кавказ, так и в новых нефтегазовых провинциях Европейского Севера (Тимано-Печорский регион), Восточной Сибири и Дальнего Востока. Важное значение имеет освоение Северо-Каспийской нефтегазовой провинции.

Развитие нефтедобычи потребует существенного увеличения прироста запасов жидкого топлива. Предусматривается рост объемов переработки нефти к 2020 г. до 190...215 млн т/год с одновременным увеличением глубины переработки до 85 %.

Приоритетной задачей отрасли является обеспечение сырьем (прямогонным бензином, бензином для химии, сжиженными нефтяными газами, ароматическими углеводородами, мономерами и др.) нефтехимической промышленности, стоимость продукции которой на порядок выше стоимости продукции собственно нефтепереработки. Предусматривается полностью обеспечить прогнозируемый рост (в два раза) потребности нефтехимической промышленности в сырье.

Добыча газа может составить 680...730 млрд м<sup>3</sup>. При этом увеличится прирост запасов газа, прежде всего в Восточной Сибири, на Дальнем Востоке и на шельфе морей. Либерализация европейского рынка газа не позволяет прогнозировать более высокие объемы добычи природного газа в России для поставок его на экспорт в европейские страны. Тем не менее, экспорт газа за рассматриваемый период прогнозируется увеличить на 17...26% и наряду с традиционными направлениями этого экспорта в Европу прогнозируются его поставки в страны Дальнего Востока.

Экономически эффективным в рассматриваемый период может быть импорт природного газа из государств Центральной Азии (в первую очередь Туркмении) для газоснабжения южных регионов России, объем которого может со-



ставить до 80 млрд. м<sup>3</sup>. Объемы добычи угля по стране могут составить к 2020 г. 375 ...445 млн. т.

Основными районами добычи угля будут Кузнецкий и Канс-Ачинский угольные бассейны. Межрегиональное значение будет иметь добыча угля на месторождениях Восточной Сибири, Бурятии, Печоры, Восточного Донбасса, Дальнего Востока и Якутии.

В последнее десятилетие проведены реструктуризация и приватизация угольной промышленности. В период 1999 – 2001 гг. в отрасли появилась тенденция инвестиционного и производственного роста. Однако проблемы развития отрасли далеко еще не решены. Это подтверждает и резкое падение добычи в прошлом году, и продолжающийся оставаться высоким износ основных фондов (в отдельных случаях до 90%), и крайне низкая инвестиционная активность.

К 2020 г. суммарное производство электроэнергии должно возрасти до 1215... 1365 млрд кВт·ч. Энергетическая стратегия ориентируется на приоритетное развитие атомной энергетики. В результате этого в структуре производства электрической энергии увеличится удельный вес энергии, вырабатываемой АЭС, с 15 % в 2000 г. до 24 % в 2020 г.

Развитие электроэнергетики будет исходить из следующих экономически обоснованных приоритетов территориального размещения генерирующих мощностей в отрасли:

- в Европейской части России – техническое перевооружение ТЭС на газе с замещением паросиловых турбин на парогазовые и максимальное развитие АЭС;
- Сибири – развитие ТЭС на угле и гидроэлектростанций;
- на Дальнем Востоке – развитие ГЭС, угольных КЭС, газовых ТЭЦ в городах и в отдельных районах – АЭС, АТЭЦ.

Для развития единой национальной электрической сети как основного элемента Единой энергосистемы России и укрепления единства экономического пространства страны предусматривается:

- сооружение ЛЭП в объеме, обеспечивающем устойчивое и надежное функционирование ЕЭС России и устранение технических ограничений, сдерживающих развитие конкурентного рынка электрической энергии и мощности;
- создание электрической связи между восточной и европейской частями ЕЭС России;
- усиление межсистемных связей транзита между Объединенными энергетическими системами (ОЭС) европейской части страны;
- развитие электрической связи между ОЭС Сибири и Востока с применением ЛЭП сверхвысоких напряжений. Состояние отрасли и параметры развития требуют продолжить работу по реформированию электроэнергетики и сформировать конкурентный рынок электроэнергии и мощностей.

Инвестиционные потребности отраслей ТЭК оцениваются в 540...630 млрд долл., что является приемлемым с точки зрения прогнозируемых макроэкономических параметров долгосрочного развития экономики России

## ТЕМА 2. БАЛАНС ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

### *Основы формирования баланса электроэнергии*

Энергетический баланс охватывает все элементы энергетического хозяйства от источника получения первичных энергетических ресурсов до полезного использования всех видов энергии потребителями.

Термин «энергетический баланс» означает полное количественное соответствие (равенство) на данный момент времени между Расходом и приходом топлива и энергии в энергетическом хозяйстве.

В соответствии с этим энергетический баланс содержит две части: расходную и приходную. Расходная часть определяет потребность в электроэнергии, теплоте, топливе и других энергоносителях, приходная – отображает уровни добычи и производства Топливо-энергетических ресурсов, необходимых для удовлетворения этой потребности. Наиболее полную характеристику энергетического хозяйства дает общий (единый) энергетический баланс, который может быть разделен на частные балансы топлива, теплоты и электрической энергии.

Электроэнергетический баланс представляет собой баланс по потребности народного хозяйства в электроэнергии и производства ее различными типами электростанций. Баланс электроэнергии неразрывно связан с балансом электрической мощности балансом максимальной нагрузки потребителей и генерирующих мощностей с учетом рациональной величины резерва

По периодам времени различают следующие балансы: текущие (плановые и отчетные) - на один год и перспективные - на несколько лет.

Плановый баланс производства и поставок электрической энергии и мощности разрабатывается РАО «ЕЭС России», а в последствии ФСК, СО «ЦДУ ЕЭС России» и энергосбытовых организаций, при участии АТС на основании:

- предложений поставщиков оптового рынка электроэнергии (ОГК, ТГК, независимых ТЭС, ГЭС, АЭС) по поставке электрической энергии и мощности и ориентировочных расчетов тарифов на электрическую (тепловую) энергию и мощность;

- предложений покупателей оптового рынка по балансу электрической энергии и мощности (для потребителей - субъектов оптового рынка предложений по объему покупки электрической энергии и мощности)

При формировании баланса электрической энергии и мощности учитываются:

- потребности отраслей промышленности и населения в электрической энергии и мощности;

- платежеспособность потребителей;

- объемы и структура производства электрической энергии по типам генерирующих источников, электрические мощности электростанции и энергосистем, необходимые для покрытия нагрузок потребителей;

- потоки электрической энергии и мощности между регионами, странами СНГ, Балтии и Закавказья, а также экспортные (импортные) поставки.

### ***Баланс электроэнергии***

В общем виде баланс электроэнергии для энергосистемы (энергообъединения) может быть представлен следующим образом:

$$\sum_{i=1}^m W_{i \text{ индк}} W = \sum_{j=1}^n W_{j \text{ ном}} W + W_{c.н} + W_{.эк} + W \quad (2.1)$$

где  $W_i$  – выработка электроэнергии, производимой  $i$ -м типом электростанции;

$W_{\text{нок}}$  – покупная электроэнергия;

$W_j$  – полезное потребление электроэнергии  $j$ -м потребителем;

$W_{\text{ном}}$  – энергия, расходуемая на покрытие потерь;

$W_{c.н}$  – энергия, расходуемая на покрытие собственных нужд электростанций и передающих устройств;

$W_{\text{эк}}$  – электроэнергия, продаваемая соседним регионам или идущая на экспорт.

**Приходная часть баланса.** Суммарная электроэнергия, вырабатываемая электростанциями данного энергообъединения и получаемая от других энергосистем ( $W_{\text{нок}}$ ), составляет приходную часть баланса электроэнергии.

Электричество вырабатывается на тепловых, гидро- и атомных станциях.

**Расходная часть баланса.** Составление расходной части электроэнергетических балансов – основа для развития энергосистем, энергообъединений и Единой энергетической системы страны. Задача проектирования развития электроэнергетической системы (энергообъединения, Единой энергосистемы) состоит в том, чтобы определить объемы развития электропотребления по группам потребителей и на этой основе найти рациональные пути увеличения мощностей и выработки электростанций, или в составлении перспективного баланса энергообъединения.

Потребителями электроэнергии являются:

- промышленные предприятия ( $W_{\text{промпр}}$ );
- железнодорожный транспорт ( $W_{\text{тр}}$ );
- жилищно-коммунальное хозяйство ( $W_{\text{жск}}$ );
- сельское хозяйство ( $W_{\text{сх}}$ );
- непромышленные предприятия.

Для расчета электропотребления используется метод прямого счета, основанный на применении укрупненных удельных или обобщенных показателей расхода электроэнергии и плановых или прогнозных данных по объемам производства отраслей народного хозяйства.

Потребность в электроэнергии для действующих (нереконструируемых и нерасширяемых) предприятий определяется на основании отчетного электропотребления с учетом тенденции прогнозов его изменения в перспективе. Для реконструируемых и вновь сооружаемых предприятий – по данным специализированных проектных институтов.

Для промышленных предприятий потребность в электроэнергии вычисляется по следующей формуле:

$$W_{\text{пром.пр}} = e \cdot W_{\text{пр}i} \cdot V_{\text{пр}i} \quad (2.2)$$

где  $W_{\text{пр}i}$  – расход электроэнергии на единицу продукции  $i$ -го промышленного производства;

$V_{\text{пр}i}$  – планируемый годовой объем продукции  $i$ -го промышленного производства.

Удельный расход электроэнергии, как правило, устанавливается на единицу натуральной готовой продукции (например, 1 кВт·ч на 1 т проката). Для производств, характеризующихся большой номенклатурой изделий, устанавливают общезаводской удельный расход с отнесением его в промышленности к 1 млн р. валовой продукции предприятия, а в строительстве – к 1 млн р. объема выполняемых строительного-монтажных работ.

Потребление энергии магистральным железнодорожным транспортом зависит от протяженности электрифицированных дорог и рассчитывается на основе удельного электропотребления.

Для ориентировочной оценки перспективного потребления электроэнергии на производственные нужды сельскохозяйственных потребителей используется обобщенный показатель удельного электропотребления  $W_{\text{с.ж}}^{\text{уд}}$  на одного сельского жителя, кВт·ч:

$$W_{\text{с.ж}} = W_{\text{с.ж}}^{\text{уд}} \cdot c_{\text{с.ж}} \quad (2.3)$$

где  $Ж_{с.х}$  – число жителей, занятых в сельскохозяйственном производстве.

Расход электроэнергии на нужды быта и сферы обслуживания оценивается на основании данных о числе жителей города или сельского населенного пункта  $Ж$  и удельных норм расхода электроэнергии  $W_{ж.к}^{уд}$  и рассчитывается по формуле:

$$W_{ж.к} = W_{ж.к}^{уд} \cdot Ж \quad (2.4)$$

Численные значения удельных норм расхода электроэнергии в жилом и общественном секторе зависят от экономического района и должны корректироваться с учетом местных условий и фактически достигнутого в данном городе удельного электропотребления.

Расход электроэнергии на собственные производственные нужды электростанций  $\mathcal{E}_{с.н}$  в значительной мере зависит от выработки электрической и тепловой энергии на электростанциях и колеблется от 0,3 до 10 % в зависимости от типа электростанции, ее мощности и вида сжигаемого топлива.

Технологический расход электроэнергии на передачу и распределение (потери в сетях) включает в себя омические потери электрической энергии в линиях электропередачи (ЛЭП) и распределительных линиях разных напряжений, а также элементах подстанций. Величина потерь в электросетях  $W_{ном}$  может быть определена как разница между всей электрической энергией, поступившей в сеть энергообъединения,  $W_c$  и общим полезным отпуском из этих сетей  $W_{пол}$ :

$$W_{ном} = W_c - W_{пол} \quad (2.5)$$

Потери в электросетях составляют, %

$$\Delta W_{ном} = \frac{W_{ном}}{W_c} \cdot 100 \quad (2.6)$$

### **Баланс мощности энергосистемы**

Баланс предусматривает соответствие (равенство) между приходной и расходной частью. Баланс мощности строится отдельно для активной и реактивной мощности.

Баланс активной мощности сетевой компании в момент времени  $t$  может быть представлен в следующем виде:

$$\sum_{i=1}^n P_{расн,i(t)} + \sum_{j=1}^m P_{n,j(t)} = P_{max(t)} + \sum P_{с.н(t)} + \sum P_{ном(t)} + \sum P_{рез(t)} + \sum_{l=1}^L P_{o,l(t)} \quad (2.7)$$

где  $i$  – порядковый номер электростанции;

$j$  – порядковый номер энергообъединения, передающего активную мощность в рассматриваемое;

$l$  – порядковый номер энергообъединения, получающего активную мощность от рассматриваемого.

Приходная часть баланса активной мощности включает в себя суммарную располагаемую активную мощность электростанций от ТГК, работающей на розничном рынке электроэнергии данной сетевой компании в момент времени  $t$

$\sum_{i=1}^n P_{расн,i(t)}$ , а так-же величину активной мощности, получаемой с федерального оптового рынка от ФСК либо по двухсторонним договорам от ОГК с

посредничеством ФСК,  $\sum_{j=1}^m P_{n,j(t)}$ . Расходная часть баланса активной мощности

складывается из максимальной активной нагрузки данной сетевой компании

$P_{max(t)}$ , расхода активной мощности на собственные нужды  $\sum P_{сн(t)}$ , потерь в

электрических сетях  $\sum P_{ном(t)}$ , величины активной резервной и транзитной

мощности, уходящей на оптовый рынок,  $\sum_{l=1}^L P_{o,l(t)}$ .

Аналогичное выражение может быть записано для баланса реактивной мощности:

$$\sum_{i=1}^n Q_{pi(t)} + \sum Q_{...} + \sum Q_{...} + \sum Q_{...} + \sum Q_{...} \quad (2.8)$$

где  $\sum_{i=1}^n Q_{pi(t)}$  – реактивная мощность, генерируемая  $i$ -ми электростанциями;

- е  $Q_{к.у(t)}$  – мощность компенсирующих устройств сетевой компании;
- е  $Q_{з.л(t)}$  – зарядная мощность линий электропередачи;
- е  $Q_{р.п(t)}$  – реактивная мощность потребителей (с учетом собственных компенсирующих устройств);
- е  $Q_{ном(t)}$  – потери реактивной мощности.

### ***Расходная часть баланса***

Для составления баланса мощности используют графики электрических нагрузок, отображающие изменение потребляемой мощности в течение рассматриваемого периода времени. Графики на грузки могут выражать режим электропотребления отдельных предприятий, подотраслей, районов, районных и объединенных энергосистем. От режимов потребления электроэнергии зависят режимы работы энергетических установок: основного оборудованш электростанций, линий электропередачи и трансформаторных подстанций. Режимы электропотребления могут быть представлены і форме таблиц или в виде графиков. Графики электрической нагрузки рассматриваются как для активной нагрузки, так и для реактивной. Несовпадение конфигураций этих графиков определяется различиями в режимах потребления активной и реактивной мощности отдельными видами потребителей.

В зависимости от длительности рассматриваемого периода различают:

- суточные, недельные, месячные и годовые графики нагрузок;
- зимние, весенние, летние и осенние.

При планировании нагрузок пользуются типовыми (усредненными) графиками. Их составляют для разных групп потребителей (промышленных, сельскохозяйственных, коммунально-бытовых) и заданных периодов времени. В типовом графике каждая ордината нагрузки является среднеарифметической величиной для рассматриваемого периода.

Конфигурация графиков нагрузок энергосистемы определяется структурой потребителей электроэнергии и их режимами работы.



Графики нагрузки характеризуются: конфигурацией; максимальной, средней и минимальной нагрузками; соотношениями этих нагрузок.

Характерные графики нагрузок энергосистемы для суток, недели, месяца, года приведены на рис. 2.

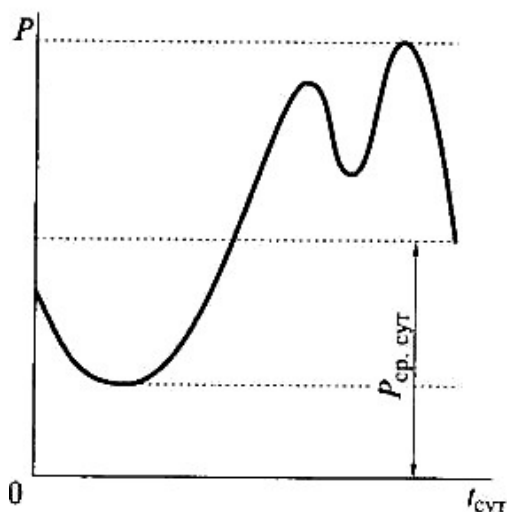


Рис. 2. Суточный график нагрузки

**Показатели суточного графика нагрузки энергосистемы.** Для анализа участия генерирующих мощностей в покрытии суточного графика нагрузки энергосистемы в нем различают три части: пиковую, полупиковую и базисную. Часть суточного графика нагрузки, находящаяся между максимальной и средней нагрузкой, относится к пиковой; полупиковая — между средней и минимальной нагрузкой; базисная — ниже минимальной нагрузки суточного графика (рис. 3.).

Суточный график электрической нагрузки энергосистемы характеризуется минимальной  $P_{\min}$ , средней  $P_{cp}$ , максимальной  $P_{\max}$  нагрузками и их соотношениями.

Рассматриваются следующие соотношения: коэффициент заполнения суточного графика

$$\beta_{сут} = P_{cp} / P_{\max} = 24 \text{ ч} P_{cp} / 24 \text{ ч} P_{\max} = W_{сут} / W_n \quad (2.9)$$

где  $W_{сут}$  — суточное потребление энергии, млн кВт·ч/сут;

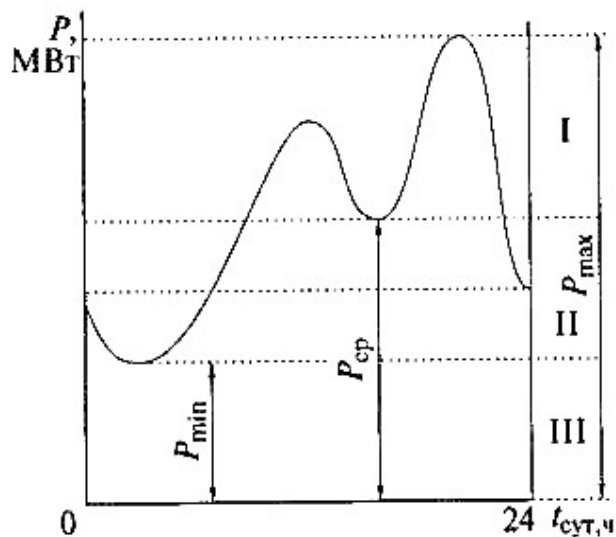
$W_n$  — потенциальное потребление энергии;

средняя нагрузка  $P_{cp} = W_{сут} / 24$

коэффициент минимальной нагрузки

$$\alpha_{\min} = P_{\min} / P_{\max} \quad (2.10)$$

Показатели  $\beta_{сут}$  и  $\alpha_{\min}$  отражают режим электропотребления и дают возможность сопоставлять и анализировать графики разных масштабов.



**Рис. 3.** Составляющие части суточного графика нагрузки: I, II, III – пиковая, полупиковая, базисная

Повышение удельного веса жилищно-коммунальной и сельскохозяйственной нагрузок, сокращение ночных смен приводят к Разуплотнению графиков. Повышение удельного веса непрерывных производств, улучшение загрузки оборудования – к уплотнению графиков. Значения показателей графика зависят от структуры промышленности, климата и других факторов. Так, по разным объединениям  $\alpha_{min}$  и  $\beta_{сут}$  (за декабрь 1991 г.) имели значения, представленные в табл. 2.

*Таблица 2*

Региональные показатели режима электропотребления за месяц

Объединение	$\alpha_{min}$	$\beta_{сут}$
Северо-Запад	0,64	0,84
Центр	0,67	0,86
Юг	0,75	0,89

Создание объединенных энергосистем, использование двухставочных тарифов за потребление электроэнергии, ввод в действие потребителей-регуляторов (например, работа гидроаккумулирующей электрической станции в насосном режиме), увеличение коэффициента сменности предприятий, искусственное смещение начала суток – все это мероприятия, позволяющие снизить неравномерность суточных графиков нагрузки.

Недельный график электрических нагрузок отображает колебание нагрузки по дням недели, главным образом за счет выходных и праздничных дней.

Помимо колебаний нагрузки внутри отдельных недель существуют колебания между неделями, вызываемые изменениями продолжительности светлых часов суток, приростом нагрузки. Внутри каждого месяца еженедельное электропотребление неодинаково:

$$\mathcal{E}_{нед1i} \neq \mathcal{E}_{нед2i} \neq \mathcal{E}_{нед3i} \neq \mathcal{E}_{нед4i} \quad (2.11)$$

где  $\mathcal{E}_{нед1i}$ ,  $\mathcal{E}_{нед2i}$  и т.д. – количество электроэнергии, потребляемой в первую и вторую недели рассматриваемого  $i$ -го месяца.

График недельного электропотребления представлен на рис. 4. Месячные графики электрической нагрузки энергосистемы (рис.5.) отображают колебание средненедельной нагрузки по неделям месяца. Годовые графики электрической нагрузки показывают колебание среднемесячных  $P_{ср.мес}$  или среднемесячных регулярных максимумов  $P_{ср.мес}^{рег}$ , регулярных наибольших месячных максимумов  $P_{maxi}$ , абсолютных месячных максимумов  $P_{max}^{\check{}}$  по месяцам года (рис. 6.).

Основными показателями годового графика являются:

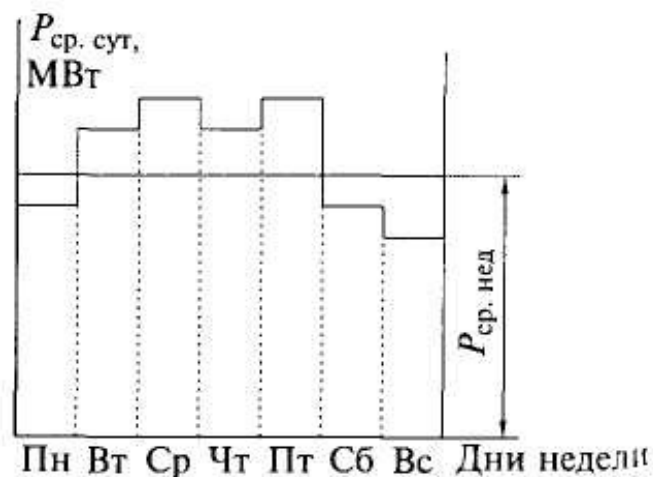
- коэффициент заполнения годового графика

$$\beta_{год} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{max.месi}}{12 \cdot P_{max.год}} = \frac{P_{max.ср.год}}{12 \cdot P_{max.год}} \quad (2.12)$$

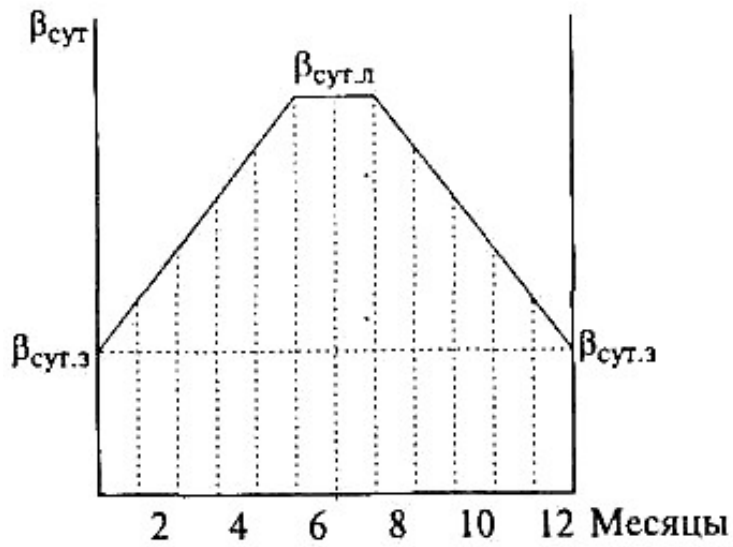
где  $P_{max.месi}$  – максимальная нагрузка энергосистемы за каждый месяц;

$P_{max.год}$  – годовой максимум нагрузки энергосистемы;

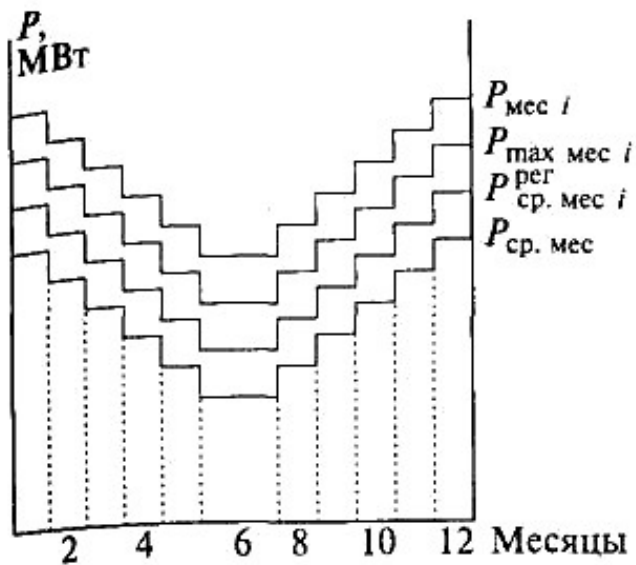
$P_{max.ср.год}$  – среднегодовая максимальная нагрузка;



**Рис. 4.** График недельного электропотребления



**Рис. 5.** Годовые графики нагрузки



**Рис. 6.** Изменение значений коэффициента заполнения суточного графика  
 - коэффициент роста, характеризующий увеличение максимальной нагрузки рассматриваемого года по сравнению с предшествующим:

$$k_p = \frac{P_{\max 12}}{P_{\max 1}} \quad (2.13)$$

где  $P_{\max 1}, P_{\max 12}$  – максимальные месячные нагрузки в январе и декабре рассматриваемого года.

Если  $k_p = 1$ , то годовой график нагрузки энергосистемы называется статическим, если  $k_p > 1$  – динамическим, отражающим внутригодовой рост нагрузки;

- годовое число часов использования максимума нагрузки энергетической системы

$$h_c = \frac{W_{год}}{P_{max c}} \quad (2.14)$$

где  $W_{год}$  – количество энергии, потребляемое энергетической системой за год;  
 $P_{max c}$  – максимальная нагрузка системы.

Показатель  $h_c$  характеризует расчетное число часов, при котором годовая потребность в электроэнергии покрывается при постоянной нагрузке. Он может быть определен как произведение числа часов в году и коэффициентов заполнения суточного, недельного, месячного и годового графиков нагрузки (рис. 3.6), ч:

$$h_{сут} = 8760 \beta_{нед} \beta_{мес} \beta_{год} \beta \quad (2.15)$$

где  $\beta_{нед}$  и  $\beta_{мес}$  – коэффициенты заполнения недельного и месячного графиков нагрузки соответственно.

**Расчет и построение совмещенных графиков электрической нагрузки энергосистемы.** Существует несколько методов построения суточных графиков нагрузки энергосистемы. Для графиков на ближайший период при незначительном изменении структуры потребления электроэнергии применяют метод аналогий, в котором за основу принимается отчетный график с необходимыми уточнениями. Для построения графиков более далекой перспективы, а также для новых быстро развивающихся энергосистем используются: интегральный, синтезированный методы и метод обобщенных характеристик, который получил наибольшее распространение.

Метод обобщенных характеристик, разработанный в институтах «Энергосетьпроект» и ЭНИН им. Г.М.Кржижановского, использует характеристики для определения числа часов использования максимальной нагрузки энергосистемы в зависимости от района расположения, удельного веса коммунально-бытового

электропотребления и числа часов использования максимальной промышленно-транспортной нагрузки энергообеспечения. Это позволяет определить величину максимальной нагрузки энергосистемы для зимнего и летнего характерного дня. По типовым графикам нагрузки энергообъединения и показателям суточной нагрузки рассчитывается график нагрузки энергосистемы для зимних и летних суток.

Годовой график месячных максимумов нагрузок может быть выражен уравнением следующего вида, МВт:

$$P_{\max} = \left[ 1 + \alpha_{\text{л}} + (1 - \alpha_{\text{л}}) \cos 30 \frac{P_{\text{max12}}}{P_{\text{max12}}} k_p^{i/12} \right] 0.5 \quad (2.16)$$

где  $\alpha_{\text{л}}$  – соотношение между летним и зимним максимумами электрической нагрузки;

$i$  – порядковый номер месяца;

$P_{\text{max12}}$  – суточный максимум нагрузки декабря года, предшествующего рассматриваемому.

Кроме этого графика для баланса энергии и топлива системы строится годовой график среднемесячных нагрузок. Для его построения используют годовые графики максимальных месячных нагрузок и коэффициенты суточной и месячной неравномерности.

$$P_{\text{ср.мес}i} = P_{\text{max}i} \beta_{\text{сут}} \sigma_{\text{мес}} \quad (2.17)$$

Как правило,  $\sigma_{\text{мес}} \text{ а}_{\text{мес}} = 0,96...0,97$ ;  $\beta_{\text{сут}}$  изменяется по месяцам и может быть определен при построении вспомогательного графика (рис. 3.6), применяя  $\beta_{\text{сут.л}}$ ,  $\beta_{\text{сут.з}}$ , для определенного числа часов использования максимума системы, расположенной в определенном географическом районе. Провал годового графика максимальных месячных нагрузок (в основном весенне-летнем периоде) используется для проведения капитальных видов ремонта оборудования.

Совпадение во времени производства и потребления электроэнергии, а следовательно, невозможность «работы на склад» определяют необходимость создания резервов мощности в энергетических системах, находящихся в эксплуатации. Основной задачей резервирования в энергетике является обеспече-

ние максимальной надежности и бесперебойности энергоснабжения, а также стабильности качественных параметров энергии как при аварийном выходе из строя агрегатов, так и при проведении плановых капитальных и текущих видов ремонта оборудования. Нарушение электроснабжения приводит к экономическому ущербу и потребителей, и самой энергосистемы. Наличие общесистемного резерва мощности, которым маневрирует диспетчерская служба энергосистемы, и создание крупных энергообъединений значительно повышает надежность электроснабжения потребителей.

Необходимый резерв мощности энергосистемы  $P_p$  складывается из следующих видов резервов: нагрузочного  $P_{p.нагр}$ , аварийного  $P_{p.ав}$ , ремонтного  $P_{p.рем}$ , народнохозяйственного  $P_{p.нх}$ , т.е.

$$P_p = P_{p.нагр} + P_{p.ав} + P_{p.рем} + P_{p.нх} \quad (2.18)$$

Нагрузочный резерв необходим для поддержания в системе заданного уровня частоты при нерегулярных отклонениях (колебаниях) нагрузки. Величина резерва зависит от масштаба и характеристик потребителей и колеблется в следующих пределах: 4...5 % для энергосистем с максимальной нагрузкой 3... 5 млн кВт; 1... 1,5 % для систем с нагрузкой, превышающей 25...30 млн кВт. Нагрузочный резерв должен быть постоянно готов к использованию и размещается на агрегатах, работающих с некоторой недогрузкой (это крупные электростанции с высокоманевренным оборудованием, в первую очередь – гидроэлектростанции).

Ориентировочно величина нагрузочного резерва подсчитывается по следующей формуле:

$$\Delta P_{p.нагр} = 0,014P_{\max p} + 1,264\sqrt{P_{\max p}} \quad (2.19)$$

где  $P_{\max p}$  – регулярный (расчетный) максимум нагрузки (математическое ожидание средневзвешенной максимальной нагрузки энергосистемы в нормальные рабочие дни, какими считаются вторник, среда, четверг и пятница), МВт.

Аварийный резерв компенсирует снижение мощности, вызванное аварийным простоем оборудования из-за его повреждения и предназначен для быстрого

го ввода генерирующих мощностей взамен выбывшей из строя в результате аварий на станции и в линиях электропередачи. Величина аварийного резерва должна приниматься исходя из общей мощности всей энергосистемы, числа установленных на электростанциях агрегатов и быть не меньше мощности самого крупного агрегата в системе.

Ремонтный резерв необходим в энергосистеме для проведения планово-предупредительного ремонта (капитального и текущего) основного оборудования электрических станций без отключения потребителей и снижения надежности энергоснабжения.

Народнохозяйственный резерв предполагает обеспечение энергией досрочно вводимых новых объектов или сверхплановой потребности в энергии действующих предприятий. Величину этой резервной мощности принимают равной 1...2 % от ожидаемого максимума нагрузки энергообъединения.

### ***Приходная часть баланса***

Приходная часть баланса включает в себя располагаемую мощность собственных электростанций энергосистемы и мощность, получаемую от других энергосистем. Как правило, располагаемые мощности электростанций существенно отличаются от их установленных мощностей.

Под **установленной мощностью электростанций**  $P_{уст}$  понимается сумма номинальных (заводских или перемаркированных) мощностей всех установленных и находящихся в эксплуатации генераторов (агрегатов).

**Располагаемая мощность электростанций**  $P_{расп}$  – это установленная мощность за вычетом разрывов и ограничений электрической мощности.

Снижение мощности из-за несоответствия между отдельными элементами электростанции называется **разрывами мощности**. Причинами этих несоответствий могут быть:

- конструктивные и технологические недостатки оборудования;
- недостаточная производительность механизмов собственных нужд, топливоподдачи, котельной установки и др.;
- несоответствие используемого топлива топочным устройствам и т.д.



Существуют временные режимные технологические ограничения мощности, вызываемые отклонением фактических условий эксплуатации электростанций от проектных. Эти ограничения образуют так называемую **связанную мощность**  $P_{св}$ . Тогда

$$P_{уст} = P_{расп} + P_{св} \quad (2.20)$$

Если учесть мощности агрегатов, находящихся в ремонте  $P_{рем}$ , на реконструкции  $P_{рек}$  и демонтаже  $P_{дем}$ , получаем рабочую (диспетчерскую) мощность.

$$P_{раб} = P_{расп} - P_{дем} - P_{рек} - P_{рем} \quad (2.21)$$

Полная установленная мощность энергосистемы

$$P_{уст.с} = e P_{max.раб} + e P_p + e P_{дубл} \quad (2.22)$$

где  $e P_{max.раб}$  – максимальная рабочая мощность электростанции;

$e P_p$  – резерв мощности;

$e P_{дубл}$  – дублирующая мощность электростанции, т.е. дополнительная мощность, используемая для замены части мощности энергосистемы, которая по каким-либо причинам не имеет нагрузки и, следовательно, не работает.

Дублирующую мощность устанавливают на ГЭС с низким уровнем зарегулированности стока. Она позволяет получить дополнительную сезонную выработку электроэнергии в период паводка и, следовательно, уменьшить выработку энергии тепловыми электростанциями, т.е. получить экономию топлива.

Баланс по мощности энергосистемы может быть записан в следующем виде:

$$P_{расп.с} = P_{раб.с} + P_{р.с} \quad (2.23)$$

где  $P_{расп.с}$ ,  $P_{раб.с}$  и  $P_{р.с}$  – располагаемая, рабочая и резервная мощности энергосистемы соответственно.

### **Баланс тепла**

Баланс тепла представляет собой взаимное соотношение потребности в тепле и его производстве. Потребность в тепле складывается из технологиче-

ского теплоснабжения, а также расходов тепла на отопление, вентиляцию, кондиционирование воздуха и горячее водоснабжение. К наиболее теплоемким относятся химическая, нефтеперерабатывающая, целлюлозно-бумажная и пищевая отрасли промышленности, а также черная металлургия.

Тепло, расходуемое на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение в общем расходе тепла по отдельным отраслям промышленности составляет: в машиностроении – от 30 до 90%; металлургии – от 40 до 50%; химической и нефтехимической отраслях – 20%; пищевой промышленности от 10 до 30%; целлюлозно-бумажной – 10 %. При относительно малой теплоемкости продукции машиностроение в целом по объему теплоснабжения занимает одно из первых мест среди других отраслей промышленности.

Примерная структура расходной части баланса тепла включает <sup>в</sup> себя следующие отрасли народного хозяйства, %:

Промышленность	.....51,2
Строительство	.....2,6
Транспорт	.....1,6
Сельское хозяйство (производственные нужды)	.....5,1
Жилищно-коммунальное хозяйство	.....38,0
Потери	.....1,5
Итого	.....100,0

Ведущее место в покрытии потребности страны в тепле занимает централизованное теплоснабжение, которое осуществляется от районных и промышленных теплоэлектроцентралей, котельных, а также от крупных отопительных котельных производительностью от 83,7 ГДж в сутки и более.

Ориентировочная структура приходной части баланса тепла включает в себя, %:

Источники централизованного теплоснабжения:

ТЭЦ	.....37,3
котельные	.....30,9
утилизационные установки	.....4,0
электродкотлы	.....1,7

Источники децентрализованного теплоснабжения .....	26,1
Итого .....	100,0

Структура приходной части баланса тепла указывает на повышение удельного веса источников централизованного теплоснабжения, среди которых основную роль играют теплоэлектростанции.

### ***Баланс топлива***

Баланс топлива представляет собой соотношение потребления топлива с его добычей, переработкой и транспортировкой. Расходная часть баланса топлива представляет собой сводную характеристику потребности в топливе, непосредственно используемом в установках, группировку потребителей по их требованиям, предъявляемым к качеству топлива. Поскольку некоторые энергетические и технологические установки могут использовать только определенные виды топлива, то, кроме сводных топливных балансов, составляются также балансы по отдельным видам топлива.

Примерная структура потребления топлива в нашей стране включает в себя следующих потребителей, %.

Электростанции:

на производство электроэнергии.....	19,0
производство тепла.....	11,0
Промышленные отопительные котельные.....	9,2
Промышленность (без электростанций и промышленных котельных)..	27,8
Транспорт (без расхода на производство электроэнергии).....	9,3
Сельское хозяйство.....	5,4
Коммунальное хозяйство (централизованные поставки) .....	9,5
Сырьевые нужды.....	8,8
Итого.....	100,0

## ТЕМА 3. КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ В ЭНЕРГЕТИКУ

### ***Классификация и средства финансирования капиталовложений***

Совокупные материальные, трудовые и финансовые ресурсы необходимы для создания и расширения предприятия, его реконструкции и технического перевооружения называют капиталовложениями.

К новому строительству относится возведение зданий и сооружений, осуществляемое на новых площадках. К расширению предприятия относится строительство последующих очередей существующего предприятия, возведение дополнительных комплексов и производств. Реконструкция предприятия – полное или частичное переоборудование производства, а также строительство новых энергетических объектов для замены ликвидируемых, дальнейшая эксплуатация которых признана нецелесообразной. Техническое перевооружение или модернизация – повышение технического уровня отдельных участков производства, агрегатов и установок, которое осуществляется без существенного изменения существующих структур технологического процесса и производства.

Строительные и монтажные работы являются неотъемлемой частью затрат включаемых в капиталовложения, они могут осуществляться подрядным и хозяйственным способами. В первом случае привлекается внешняя, независимая организация или фирма, специализирующаяся на сооружении и возведении энергетических и иных строительных объектов, во втором предприятие создает временную организационную структуру, которая проводит строительные-монтажные работы.

Капиталовложения финансируются за счет следующих средств:

1) собственных финансовых ресурсов:

прибыли;

амортизационных отчислений;

финансовых средств инвесторов, полученных от продажи акций, паевых и иных взносов;

денежных накоплений, полученных в виде возмещения потерь от аварий, стихийных бедствий и органов страхования и др.;

2) заемных:

банковских кредитов;

облигационных займов;  
коммерческих кредитов и др.;

3) привлеченных:

финансовых средств централизуемых союзами предприятий в установленном порядке;

средств внебюджетных фондом;  
средств федерального бюджета;  
средств иностранных инвесторов.

Следует отметить, что обычно финансирование капитальных вложения осуществляется в основном за счет собственных средств, а суммарная величина заемного и привлеченного капитала обычно не превышает 30% от общего объема финансирования. Такое соотношение привлеченного и заемного капитала связано с тем, что высокой доле заемных и привлеченных средств, особенно в случае банкротства предприятия, значительно повышается риск потери инвестором финансовых средств.

Таблица 3

Структура капиталовложений по различным типам энергообъектов

Объекты	Строительно-монтажные работы, %	Оборудование и прочие затраты, %
Электростанции:		
атомные	40	60
тепловые	60	40
гидро	80	20
Электрические сети (с подстанциями) 35 кВ и выше	65	35

*Сметы на строительство энергопредприятий*

Стоимость строительства определяется его сметой. **Смета**, или **сметно-финансовый расчет (СФР)**, – это документ, характеризующий предел допустимых затрат на сооружение объекта. В сметах на строительство определяются денежные, трудовые и материальные затраты, необходимые для выполнения определенного объема строительно-монтажных работ. Смета является исходным Документом для финансирования капитального строительства. На ее осно-

ве организуются взаимоотношения между заказчиком и подрядными организациями. Сметы до их утверждения согласовываются с подрядными организациями и передаются им до начала строительства.

Сметы подразделяют на объектные и сводные, составленные на основе объектных.

**Объектные сметы** составляют по отдельным объектам строительства.

**Сводная смета** к техническому проекту состоит из двух разделов: раздел А – капиталовложения в промышленное строительство и раздел Б – капиталовложения в объекты непромышленного назначения.

Смета по разделу А в общем виде состоит из 12 глав:

1. Подготовка территории строительства. Сюда относятся средства, связанные с отводом и освоением застраиваемой территории.

2. Объекты основного производственного назначения.

3. Объекты подсобного и обслуживающего назначения. Для промышленного строительства в эту главу включаются здания ремонтно-технических мастерских (гидроцех, электроцех), заводоуправлений, проходные и складские помещения.

4. Объекты энергетического хозяйства.

5. Объекты транспортного хозяйства и связи.

6. Внешние сети и сооружения водоснабжения, канализации, теплофикации, газификации.

7. Благоустройство и озеленение территории предприятия.

8. Временные здания и сооружения (на период строительства), средства на возведение временных зданий и сооружений, необходимых для обеспечения производственных нужд строек, а также размещения и обслуживания работников строительства.

9. Прочие работы и здания, затраты, не учтенные в сметных нормативах, которые определяются не для одного сооружения, а в целом по стройке. Перечень и объем этих затрат зависит, прежде всего, от природно-экономических условий района строительства; они тем больше, чем сложнее эти условия.

10.Содержание дирекции строящегося предприятия и авторский надзор.

11.Подготовка эксплуатационных кадров.

12.Проектные и изыскательские работы.

В главы 2, 4...7 – объекты, чей перечень соответствует наименованиям глав.

По каждой главе отдельно отражается стоимость: общая, строительно-монтажных работ, оборудования, приспособлений и производственного инвентаря. В конце сметы отдельной строкой указывают резерв на непредвиденные работы и затраты, который определяется в следующих пределах: для ТЭС – 3...5 %; АЭС – до 10 %. Для электростанций, имеющих в своем составе водохранилища (например, ГЭС), предусматривается гл. 13, в которой учитываются работы и затраты по созданию водохранилища.

Смета по разделу Б включает в себя затраты на создание фондов непромышленного назначения (жилищное, гражданское и коммунально-бытовое строительство), связанные со строительством данного производственного комплекса. Затраты на создание производственно-технической базы строительной индустрии стройки учитываются отдельно за счет специальных средств, выделяемых на развитие строительной индустрии в стране и оснащение механизмами строительных организаций. Эти затраты определяются в процентах от суммы затрат по гл. 1... 12 (10...12 %).

За итогом сметы указываются возвратные суммы, получаемые в процессе строительства и после завершения его (ликвидная часть стоимости временных зданий и сооружений, амортизационные отчисления по этим сооружениям и др.). Если из общей стоимости  $K_{общ}$  вычесть возвратные суммы  $K_{возвр}$ , то получим проектную первоначальную стоимость основных фондов (производственных и непромышленных):

$$K_{о.ф} = K_{общ} - K_{возвр} \quad (3.1)$$

Для определения сметной стоимости используются: сметные нормативы, т.е. сметные нормы на строительные работы (ч. 4 СНиП); прейскуранты на оборудование; ценники на монтаж оборудования; единичные расценки, т.е. норма-

тивы, характеризующие сметную стоимость единицы строительных работ и включающие в себя стоимость материалов, заработную плату рабочих, затраты на эксплуатацию используемых механизмов и нормы накладных расходов.

Стоимость типовых строительных работ определяется по единичным районным единым расценкам (ЕРЕР), в которые вносятся поправки, следующие из конкретных условий строительства (они отображены в ЕРЕР поправочными коэффициентами). В ЕРЕР не учтены затраты на транспорт материалов, которые зависят от расстояния между карьером и строительной площадкой. Для учета затрат на транспорт материалов также вносятся поправки. Если для какого-либо вида работ расценки отсутствуют, то создаются индивидуальные расценки.

Для расчетов на предварительной стадии проектирования применяют **укрупненные показатели стоимости (УПС)** – осредненные стоимости укрупненных единиц объемов работ или отдельных конструкций, позволяющих получить сметную стоимость всех работ без калькуляции стоимости всех строительных процессов. В УПС на строительные работы в качестве удельных измерителей принимаются: 1 м<sup>3</sup> здания, 1 м<sup>2</sup> площади, 1 м<sup>3</sup> железобетона, 1 км наружных трубопроводов, 1 м туннеля; отдельные объекты (фундамент, градирня и т.п.). По оборудованию в УПС измерителями являются: агрегат, турбина, трансформатор, кран, комплект и т. д. В УПС указываются **базисные цены**, т.е. стоимость изделий без стоимости транспорта и заготовительных операций.

Местная расценка (показатель стоимости)  $\Pi_m$  определяется на основании базисной  $\Pi_b$  с учетом поправок. Виды поправок, их значения и учет рассматриваются в соответствующих разделах по ТЭС, ГЭС и электросетевым предприятиям.

Стоимость группы однотипных работ определяется по формуле:

$$K_{o.p} = \Pi_m \cdot V \quad (3.2)$$

где  $V$  – объем работ в единицах, для которых определена  $\Pi_m$ .

Сметную стоимость можно подразделить на следующие составляющие:

$$K_{смет} = K_{об} + K_{с.м.р} + K_{пр} + Д \quad (3.3)$$

где  $K_{об}$  – сметная стоимость оборудования;



$K_{с.м.р}$  – стоимость строительного-монтажных работ;

$K_{пр}$  – прочие расходы;

$D$  – доход строительной организации.

В ряде случаев используются укрупненные стоимостные показатели строительства, которые учитывают сметную стоимость строительства, стоимость строительного-монтажных работ и большинство прочих расходов.

Стоимость оборудования включает в себя оптовую цену  $C_o$  и транспортные расходы  $P_{тр}$  :

$$K_{об} = C_o + P_{тр} \quad (3.4)$$

Стоимость строительного-монтажных работ может быть определена по формуле

$$K_{с.м.р} = Z_m + Z_{з.л} + Z_{з.м} + P_{накл} + P_{пр} \quad (3.5)$$

где  $Z_m$  – материальные затраты (55 %), определяемые на основе СНиП, ценников;

$Z_{з.л}$  – затраты на заработную плату строительных рабочих (15 %);

$Z_{з.м}$  – затраты на эксплуатацию строительных машин (10 %);

$P_{накл}$  – накладные расходы (около 16 %);

$P_{пр}$  – прочие расходы.

Накладные расходы складываются из следующих составляющих:

$$P_{накл} = P_{адм} + P_{обсл} + P_{т.б} + P_{ж.к} + P_{непр} + P_{пр} \quad (3.6)$$

где  $P_{адм}$  – административные расходы, включающие в себя расходы на заработную плату административно-управленческого персонала, амортизацию и ремонт административных зданий, канцелярские и другие расходы;

$P_{обсл}$  – расходы по обслуживающим производствам;

$P_{т.б}$  – расходы по охране труда и технике безопасности;

$P_{ж.к}$  – расходы по жилищно-коммунальному хозяйству;

$P_{непр}$  – непроизводственные расходы;

$P_{пр}$  – прочие накладные расходы.

Если из общей сметной стоимости вычесть возвратные суммы, то получится первоначальная стоимость основных средств (производственных и непроизводственных), т.е. капитальные вложения в строительный комплекс.

Капитальные вложения  $K$  в строительный комплекс связаны со сметными затратами  $Z_{см}$  следующим соотношением:

$$K = Z_{см} - e Z_{возврi} + Z_{бюд} + Z_{пред} + K_{об.ср} \quad (3.7)$$

где  $e Z_{возврi}$  – возвратные суммы, представляющие собой затраты в смежные объекты, и т.д., подлежащие возмещению из местного бюджета (10...20% сметных затрат);

$Z_{бюд}$  – капитальные затраты будущих периодов;

$Z_{пред}$  – затраты на предыдущие строительству работы (геологоразведочные, проектные и т.п.);

$K_{об.ср}$  – минимально необходимая стоимость оборотных средств для сдачи объекта в эксплуатацию.

Энергетика является отраслью большой капиталоемкости. Размер капиталовложений в энергетические установки и их структура зависят от многих факторов: типа оборудования и его мощности, числа и параметров устанавливаемых агрегатов, применяемых схем технологических связей. На стоимость строительства энергообъектов оказывают также влияние местные условия строительства (климат, степень освоенности, развитие средств связи, транспорта и пр.). Это влияние учитывается так называемыми **территориальными коэффициентами**.

Таблица 4

Примерный уровень удельных капиталовложений для электростанций различных типов

электростанции	1991 г.	1994 г.	1996 г.	2000 г.
	р./кВт	тыс. р./кВт	млн. р./кВт	долл./кВт
кэс	180...300	600... 900	1,5...2,5	950...1150
ТЭЦ	300...450	900... 1300	3,0...4,0	1700... 2000
ГЭС	350...500	1200... 1300	3,5...5,0	600... 1200
АЭС	700... 800	2100...2400	6,0...7,0	1300
ГТУ	100	–	–	400

Как видим, на стоимость энергетического объекта оказывает влияние большое число факторов. В связи с этим удельные капиталовложения разнятся в значительных пределах. Особое влияние на них оказали проводимые в стране реформы и связанные с ними инфляционные процессы. Динамика удельных капиталовложений в энергетические объекты представлена в табл. 4.

#### ТЕМА 4. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЙ (4 часа)

##### *Понятие, состав и структура основных средств*

**Основные средства** – это материально-вещественные ценности (средства труда), которые многократно участвуют в производственном процессе, не изменяют своей натурально-вещественной формы и переносят свою стоимость на готовую продукцию по частям по мере износа.

С точки зрения учета и оценки основные средства представляют собой часть имущества, которая используется в качестве средств труда, при производстве продукции, выполнении работ и оказании услуг или для управления организаций в течение периода, который превышает 12 месяцев.

##### **Классификация основных средств:**

1. По назначению и сфере применения:
  - основные производственные средства;
  - основные непроизводственные средства.
2. По степени использования:
  - находящиеся в эксплуатации основные средства;
  - находящиеся в резерве основные средства;
  - находящиеся в стадии достройки, реконструкции, частичной ликвидации;
  - находящиеся на консервации.
3. В зависимости от имеющихся прав на имущество:
  - объекты, принадлежащие предприятию на правах собственности;
  - объекты, находящиеся в оперативном управлении или хозяйственном ведении;

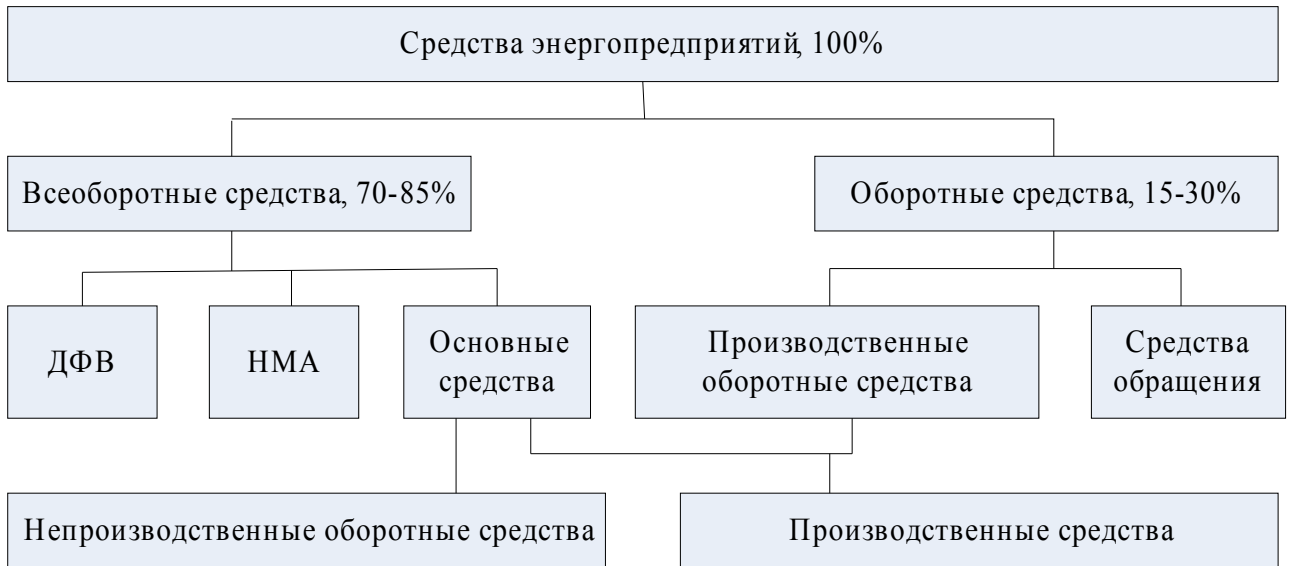
- объекты, полученные в аренду.
- 4. По натурально-вещественному составу (далее приводится состав для энергопредприятия):
  - здания (производственно-технические, служебные и др.) – 14 %;
  - сооружения (водопроводные, гидротехнические, канализационные и др.) – 16%;
  - передаточные устройства (электросети, теплосети, трубо- и газопроводы) – 33 %;
  - машины и оборудование, в том числе: силовые машины и оборудование (генераторы, двигатели, котлы, турбины, электродвигатели, трансформаторы и т.д.) – 33%, рабочие машины и оборудование (металлорежущее, прессовое, химическое, электросварочное, электротермическое и т.д.) – 1 %, измерительные и регулирующие приборы и устройства, лабораторное оборудование – 1 %, вычислительная техника – 2 %;
  - транспортные средства (автомобили, конвейеры, электрокары, электровозы и т.д.);

инструменты, производственный и хозяйственный инвентарь.

В настоящее время при классификации основных средств рекомендуется использовать **общероссийский классификатор основных фондов (ОКОФ)**.

В составе основных средств учитываются находящиеся в собственности предприятий земельные участки и объекты природопользования.

- В структуре основных средств в зависимости от конкретной их роли принято выделять активную и пассивную части.



**Рис. 7.** Классификация средств энергопредприятий

**Активная часть** непосредственно воздействует на предмет труда и определяет количество и качество выпускаемой продукции.

**Пассивная часть** создает необходимые условия для функционирования активной части.

Соотношение отдельных групп основных средств по стоимости характеризует их структуру. Структура определяется путем расчета удельного веса отдельных групп основных средств в общей совокупности и выражается процентами.

#### **Методы оценки основных средств.**

Основные средства учитываются в натуральных и стоимостных показателях.

Натуральные необходимы для установления количества и состава основных средств, расчета производственной мощности, организации ремонта и замены оборудования.

Стоимостные показатели необходимы для определения общей стоимости структуры и динамики основных средств, расчета амортизационных отчислений, себестоимости, рентабельности и т. д.

Существуют 3 метода оценки основных средств:

1. По первоначальной стоимости – это сумма фактических затрат организации на приобретение, доставку и доведения до рабочего состояния основных средств.

**Первоначальная стоимость** – это фактическая стоимость создания основных средств. По первоначальной стоимости основные средства учитываются и оцениваются в ценах тех лет, когда они были созданы.

2. По восстановительной стоимости.

**Восстановительная стоимость** – это стоимость воспроизводства основных средств в современных конкретных эксплуатационных условиях. Восстановительная стоимость показывает, сколько денежных средств пришлось бы затратить предприятию в данный момент времени для замены имеющихся изношенных в той или иной степени основных средств такими же, но новыми.

Восстановительная стоимость определяется путем переоценки основных средств.

В настоящее время предприятие имеет право самостоятельно не чаще 1 раза в год (на начало отчетного периода) производить переоценку основных средств. Переоценка может производиться:

- по официально-публикуемым индексам (например, индексы изменения сметной стоимости, индекс дефлятор ВВП и пр.) ;
- прямым пересчетом по документально подтвержденным рыночным ценам.

Начиная с 1 января 1998 г. организация имеет право не чаще одного раза в год (на начало отчетного года) переоценивать объекты основных средств по восстановительной стоимости путем индексации или прямого пересчета по документально подтвержденным рыночным ценам. При этом до вступления в силу указанной нормы переоценка основных средств осуществлялась организациями исключительно в соответствии с постановлениями Правительства Российской Федерации.

Переоценка осуществляется организацией самостоятельно либо с привлечением специалистов-экспертов. Метод прямой оценки полной восстановительной стоимости основных фондов является наиболее точным и позволяет исправить погрешности, накопившиеся в результате применения среднегрупповых индексов в ходе предшествующих переоценок.

Для документального подтверждения полной восстановительной стоимости объектов при применении метода прямой оценки по состоянию на 1 января 1997 г. могут быть использованы: данные о ценах на аналогичную продукцию, полученные в письменной форме от организаций-изготовителей; сведения об уровне цен, имеющихся у органов государственной статистики, торговых инспекций и организаций; сведения об уровне цен, опубликованные в средствах массовой информации и специальной.

### 3. По остаточной стоимости.

**Остаточная стоимость** – это стоимость, еще не перенесенная на готовую продукцию. Остаточная стоимость определяется как разность между первоначальной (восстановительной) стоимостью и суммой начисленной амортизацией.

Основные средства учитываются на предприятии по первоначальной стоимости, а после переоценки по восстановительной стоимости.

В балансе предприятия основные средства отражаются по остаточной стоимости.

Кроме этого можно выделить два вида оценки основных средств. **Ликвидационная стоимость** – это стоимость возможной реализации, выбывающих, полностью изношенных основных средств.

**Амортизируемая стоимость** – это стоимость, которую необходимо перенести на готовую продукцию. В Российской экономической практике – это первоначальная (восстановительная) стоимость, в мировой практике – разность между первоначальной и ликвидационной стоимостью.

Для расчета целого ряда экономических показателей необходимо знать среднегодовую стоимость основных средств.

$$\Phi_{cp.g.} = \frac{0,5\Phi_n + e \Phi_{mi} + 0,5\Phi_k}{12} \quad (4.1)$$

где  $\Phi_{mi}$  – суммарная стоимость основных средств на первое число каждого месяца (с февраля по декабрь).

$$\Phi_{cp.g.} = \Phi_n + \frac{e \Phi_{пост} - t_э}{12} - \frac{e \Phi_{выб} (12 - t_э)}{12} \quad (4.2)$$

где  $t_3$  – число полных месяцев эксплуатации основных средств;

$\Phi_{пост.}$  – стоимость поступивших в течение года основных средств;

$\Phi_{выб.}$  – стоимость выбывших в течение года основных средств.

### **Износ основных средств.**

В процессе эксплуатации основные средства подвергаются износу, который может быть вызван воздействием как материальных, так и нематериальных факторов.

С точки зрения экономики **износ** – это потеря стоимости основных средств.

Виды износа:

1). **Физический износ** – это потеря стоимости в результате изменения физических, механических и т.п. свойств основных средств.

2). **Моральный износ** делится на:

- моральный износ I-го рода – это удешевление новых средств труда и потеря стоимости у действующих средств труда;
- моральный износ II-го рода – это потеря стоимости из-за появления более производительных и технически совершенных новых средств труда.

3). **Социальный износ** – это потеря стоимости в результате того, что новые основные средства обеспечивают более высокий уровень социальных требований (комфортность, безопасность, эргономичность).

4). **Экологический износ** – это потеря стоимости в результате ужесточения стандартов в области охраны окружающей среды.

Кроме этого, можно выделить частичный и полный износ.

**Частичный** наступает вследствие неравномерного износа отдельных элементов основных средств и возмещается путем ремонта.

**Полный износ** соответствует полному обесцениванию основных средств, когда их дальнейшее использование убыточно или невозможно. В этом случае основные средства ликвидируются и замещаются новыми.

### **Амортизация основных средств.**



**Амортизация** – это процесс переноса стоимости основных средств на готовую продукцию и возмещение этой стоимости в процессе реализации продукции.

**Амортизационные отчисления** – это денежное выражение размера амортизации, которое должно соответствовать степени износа основных средств. Амортизационные отчисления включаются в себестоимость продукции.

В соответствии со статьей 258 Налогового кодекса Российской Федерации и постановлением Правительства РФ в настоящее время при исчислении амортизации предприятие самостоятельно определяет норму амортизации и метод амортизации, при этом основную роль играет **срок полезного использования основных средств** – это период, в течение которого использование объекта основных средств призвано приносить доход или служить для выполнения целей деятельности организации, для большинства основных средств он определяется исходя из приложения к постановлению Правительства Российской Федерации от 01 января 2002 г. № 1.

Начисление амортизации может производиться одним из четырех следующих методов, при этом годовая сумма амортизационных отчислений ( $A_{г.}$ ) определяется:

1). Линейный метод (способ равномерного, пропорционального списания стоимости основных средств),  $A_{г.}$  определяется исходя из первоначальной стоимости объекта основных средств и нормой амортизации, исчисленной исходя из срока полезного использования этого объекта.

$$A_{г.} = \frac{\Phi_n \cdot H_a}{100\%} \quad (4.3)$$

где  $\Phi_n$  – срок полезного использования;

$H_a$  – норма амортизации.

2). Способ уменьшения остатка.  $A_{г.}$  определяется, исходя из остаточной стоимости объекта основных средств на начало года, нормы амортизации, определенной на основе срока полезного использования и коэффициента ускорения (утверждается Законодательством РФ).

$$A_2 = \Phi_{ост} \Psi_{(H_A)_{лин}} \Psi \frac{K_y}{100} \quad (4.4)$$

где  $K_y$  – коэффициент ускорения

$(H_A)_{лин.}$  – норма амортизации, исчисленная при линейном способе.

3). Способ списания стоимости по сумме чисел лет срока полезного использования (кумулятивный способ)  $A_r$  определяется, исходя из первоначальной стоимости и соотношения между  $n$  и  $S$ :  $n/S$

$$A_r = \Phi_n \Psi \frac{n}{S} \quad (4.5)$$

где  $n$  – число лет до окончания нормативного срока эксплуатации объекта, включая год, за который начисляется амортизация;

$S$  – сумма чисел лет.

$$S = \frac{T_n(T_n + 1)}{2} \quad (4.6)$$

4). Способ списания стоимости пропорционально объему продукции (работ).

$$A_{r\phi} = Q \Psi \frac{\Phi_n}{Q_{nl}} \quad (4.7)$$

где  $Q_{\phi}$  – фактический объем продукции в отчетном периоде;

$Q_{nl}$  – предполагаемый объем продукции за весь срок полезного использования.

Амортизационные отчисления производятся ежемесячно в размере 1/12 суммы годовой амортизации, независимо от способа начисления амортизации.

На введенные в действие основные средства амортизация начинает начисляться с 1-го числа следующего за датой введения месяца. На выбывающие основные средства начисления амортизации прекращается с 1-го числа следующего за датой выбытия месяца.

Особенности начисления амортизации и исчисления прибыли.

Порядок расчета амортизации и определения прибыли регламентируется Налоговым кодексом (25 глава).

Разрешается использовать как линейные методы начисления амортизации, так и нелинейные (2 и 3).

Для исчисления полезного срока использования основных средств предусмотрена их классификация на 10 групп:

- 1) все недолговечное имущество со сроком полезного использования от 1 года до 2-х лет включительно;
- 2) 2-3 года;
- 3) 3-5 лет;
- 4) 5-7 лет;
- 5) 7-10 лет;
- 6) 10-15 лет;
- 7) 15-20 лет;
- 8) 20-25 лет;
- 9) 25-30 лет;
- 10) свыше 30 лет.

Классификация основных средств, включаемых в амортизируемые группы, утверждается Правительством РФ. В целях налогообложения прибыли исчисляется не годовые суммы и нормы амортизации, а месячные.

### ***Показатели наличия, движения и эффективности использования основных средств***

Основные средства учитываются ежемесячно в натуральных и стоимостных показателях. При этом стоимость основных средств на конец года определяется по балансовой формуле.

$$\Phi_k = \Phi_n + \Phi_{\text{пост}} - \Phi_{\text{выб}} \quad (4.8)$$

Показатели движения основных средств:

1. Коэффициент поступления (ввода) основных средств:

$$K_{\text{пост}} = \frac{\Phi_{\text{пост}}}{\Phi_k} \quad (4.9)$$

2. Коэффициент выбытия основных средств:

$$K_{\text{выб}} = \frac{\Phi_{\text{выб}}}{\Phi_n} \quad (4.10)$$

3. Коэффициент обновления основных средств:

$$K_{обн} = \frac{\Phi_{нов}}{\Phi_{к}} \quad (4.11)$$

4. Коэффициент ликвидации основных средств:

$$K_{ликв} = \frac{\Phi_{ликв}}{\Phi_{н}} \quad (4.12)$$

5. Коэффициент прироста основных средств:

$$K_{пр} = \frac{\Phi_{пост} - \Phi_{выб}}{\Phi_{к}} \quad (4.13)$$

Показатели степени годности основных средств:

1) коэффициент износа основных средств:

$$K_{изн} = A_{\Sigma} / \Phi_{перв} \quad (4.14)$$

где  $\Phi_{перв}$  – первоначальная стоимость

2) коэффициент годности основных средств:

$$K_{годн} = \frac{\Phi_{ост.}}{\Phi_{перв}} \quad (4.15)$$

При этом  $K_{изн} + K_{годн} = 1$

Показатели эффективности использования основных средств.

Для оценки эффективности использования основных средств используется система показателей, которая включает в себя общие и частные показатели.

Общие показатели характеризуют эффективность использования всей совокупности основных средств. При этом используется их стоимостная оценка.

1. Показатель фондоотдачи:

$$\Phi_{отд} = \Phi / Q, \quad (4.16)$$

где  $Q$  - объем произведенной продукции;

$\Phi$  – средний показатель стоимости основных средств.

2. Показатель фондоемкости.

$$\Phi_{емк} = \Phi / Q = 1 / \Phi_{отд}. \quad (4.17)$$

Частные показатели используются для оценки эффективности использования отдельных элементов основных средств:

- коэффициент загрузки площадей;

- коэффициент сменности работы оборудования;
- коэффициент интенсивной, экстенсивной и интегральной загрузки оборудования;
- число часов использования установленной мощности  $N_{уст}$  (показатель характерен для энергетики).

Характеристикой стоимости основных средств является **коэффициент фондовооруженности**, показывающий стоимость основных средств, приходящуюся на одного работника:

$$\beta_{\phi в} = \Phi / n_n \quad (4.18)$$

где  $\Phi$  – среднегодовая стоимость основных средств энергопредприятия;

$n_n$  – численность промышленно-производственного персонала.

Для энергетики характерен высокий уровень коэффициента фондовооруженности, который зависит от типа оборудования, вида используемого топлива, масштаба производства и уровня автоматизации.

**Коэффициент экстенсивного использования оборудования** представляет собой отношение фактического времени работы  $T_p$  к календарному  $T_k$ .

$$\beta_{э} = T_p / T_k \quad (4.19)$$

Повышение этого коэффициента для энергетического оборудования возможно при сокращении времени простоя оборудования в ремонте и удлинении межремонтных периодов.

**Коэффициент интенсивного использования оборудования:**

$$\beta_u = N_{cp} / N_{уст} \quad (4.20)$$

где  $N_{cp}$  – средняя загруженная мощность энергооборудования;

$N_{уст}$  – установленная мощность энергооборудования.

Для энергетических объектов этот коэффициент зависит от технических параметров энергооборудования, состава, вида используемого топлива и экологических характеристик. Последние два показателя комплексно характеризуют степень использования оборудования.

**Интегральный коэффициент** – это произведение экстенсивного и интенсивного коэффициентов:

$$\beta_{инт} = \beta_{э} \cdot \beta_u = \mathcal{E}_2 / (8760 \cdot N_{уст}) \quad (4.21)$$

где  $\mathcal{E}_2$  – годовая выработка электроэнергии.

Разновидностью интегральной характеристики является **число часов использования установленной мощности** энергооборудования. Этот показатель, в отличие от рассмотренных, определяется не в относительных единицах, а в часах. Он вычисляется как отношение годовой выработки электроэнергии (теплоты) к установленной электрической (тепловой) мощности энергооборудования:

$$H_{уст} = \mathcal{E}_2 / N_{уст} \quad (4.22)$$

Таким образом, взаимосвязь интегральных показателей видна из следующего соотношения:

$$H_{уст} = 8760 \cdot \beta_{инт} \quad (4.23)$$

### ***Нематериальные активы и их амортизация.***

**Нематериальные активы** – это затраты предприятия на не имеющие материально-вещественные формы активы, используемые в течение длительных периодов и приносящие доход.

К нематериальным активам относятся права, возникающие:

- 1) из авторских и иных договоров на производство искусства, науки, литературы, программы ЭВМ, базы данных и т.д.;
- 2) из патентов на изобретение, свидетельств на полезные модели, промышленные образцы, товарные знаки или лицензионные договоры на их использование.

Учет нематериальных активов регламентируются положением по бухгалтерскому учету и Налоговым Кодексом (25 глава).

В составе нематериальных активов учитываются также организационные расходы и деловая репутация фирмы (ее цена).

**Организационные расходы** – это долгосрочные затраты, связанные с созданием фирмы.

Деловая репутация фирмы возникает в результате купли-продажи действующих предприятий. Также предприятия покупаются и продаются по ры-

ночной цене. Отклонение рыночной цены от стоимости активов и составляет величину деловой репутации фирмы или ее цену.

Нематериальные активы переносят свою стоимость на готовую продукцию или на издержки производства и обращение путем начисления амортизации.

Амортизация может начисляться линейным способом, способом списания стоимости пропорционально объему продукции, способом уменьшаемого остатка.

Срок полезного использования нематериальных активов определяется предприятием самостоятельно с учетом следующего:

- 1) срок полезного использования совпадает со сроком действия нематериальных активов, который устанавливается в соответствующем договоре;
- 2) срок использования нематериальных активов определяется на предприятии;
- 3) если срок полезного использования определить невозможно, то он устанавливается в 20 лет.

## ТЕМА 5. ОБОРОТНЫЕ СРЕДСТВА ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЙ

*Понятие, состав и структура оборотных средств.*

**Оборотными средствами** называется постоянно находящиеся в движении совокупность оборотных производственных фондов и фондов обращения. Это означает, что оборотные средства призваны обслуживать как сферу производства, так и сферу обращения.

**Оборотные производственные фонды** – это предметы труда, которые полностью потребляются в течение одного производственного цикла и полностью переносят свою стоимость на готовую продукцию.

Фонды обращения призваны обслуживать процесс реализации продукции и включают:

- готовую продукцию;
- денежные средства;

- средства в расчетах.

По своей экономической природе оборотные средства представляют собой денежные средства, вложенные (авансированные) в оборотные производственные фонды и фонды обращения.

Основное назначение оборотных средств – это обеспечение непрерывности и ритмичности производства.

По назначению в производственном процессе (по элементам) оборотные средства делятся на:

1) материально-производственные запасы:

- сырье, основные материалы, покупные полуфабрикаты и комплектующие изделия;
- вспомогательные материалы;
- топливо;
- тара;
- запасные части.

2) находящиеся в процессе производства средства:

- незавершенное производство;
- расходы будущих периодов – это расходы, произведенные сейчас, но относящиеся к будущим периодам (заранее уплаченная арендная плата);

3) готовая продукция:

- готовая продукция на складе предприятия;
- готовая продукция отгруженная;

4) денежные средства и средства в расчетах:

- дебиторская задолженность;
- краткосрочные финансовые вложения;
- денежные средства.

Структура оборотных средств характеризуется удельным весом отдельных элементов оборотных средств в общей совокупности и выражается в процентах и для предприятий энергетики представлена в табл.5.

*Таблица 5*



Структура нормируемых оборотных средств в энергетике, %

Элементы	Тип энергетического объекта			
	АО-Энерго	ТЭС	ГЭС	ПЭС
Материалы:				
основные	1,0	0	0	0
вспомогательные	25,0	23,4	30,8	54,0
Топливо	18,0	21,6	0,3	0,9
Запасные части для ремонта	19,0	30,4	39,4	5,1
Незавершенное производство	0,7	0	0	0
Прочие нормируемые оборотные средства	36,3	24,6	29,5	40,0

**Кругооборот и оборачиваемость оборотных средств.**

По характеру участия в торгово-производственном обороте предприятия оборотные производственные фонды и фонды обращения тесно взаимосвязаны и постоянно переходят из сферы производства в сферу обращения и наоборот.

**Схема кругооборота:**

Д (деньги) - Т (товар) - ... - П (пр-во) - ... - Т' (новый товар) - ... - Д' (новые деньги)

Д – МПЗ - ... - НП - ... - ГП – Д' –

МПЗ – материально-производственные запасы

НП – незавершенное производство

ГП – готовая продукция

Д' – выручка от реализации

Принято выделять три стадии кругооборота:

I этап – оборотные средства выступают в денежной форме и используются для создания материально-производственных запасов.

II этап – производственные запасы потребляются в процессе производства, образуя сначала незавершенное производство, а затем готовую продукцию.

III этап – реализация готовой продукции, в результате которой получают денежные средства, которые восполняют запасы предприятия и создают необходимый прибавочные продукт.

Затем кругооборот повторяется и, таким образом, создаются необходимые условия для обеспечения непрерывности производства.

Для оценки эффективности использования оборотных средств применяют следующие показатели:

1. Коэффициент оборачиваемости:

$$K_{об} = \frac{Q}{\overline{ОС}} \quad (5.1)$$

где  $Q$  – объем выпущенной продукции (издержки производства по реализованной продукции);

$\overline{ОС}$  – средний размер оборотных средств.

Этот коэффициент показывает количество оборотов, совершенных оборотными средствами за отчетный период.

Коэффициент оборачиваемости может быть посчитан как для всей совокупности оборотных средств, так и для отдельных элементов оборотных средств.

Величина коэффициента оборачиваемости зависит от длительности периода. Если предприятие работает стабильно, то величина ОС из месяца в месяц будет одинакова, а  $Q$  увеличивается с увеличением периода.

2. Коэффициент закрепления оборотных средств:

$$K_{закр} = \frac{\overline{ОС}}{Q} \quad (5.2)$$

Показывает, сколько оборотных средств используется для производства 1 руб. продукции.

3. Длительность одного оборота:

$$DT_{об} = \frac{T_n}{K_{об}} = t_{закр} \quad (5.3)$$

где  $T_n$  – длительность периода (30, 90, 360 дней).

4. Длительность одного оборота:

**Оборачиваемость запасов** – другой показатель того, насколько хорошо энергопредприятие распоряжается своим оборотным капиталом. Оценка проводится по отдельным элементам материальных запасов, в основном по топливу,

запасным частям, вспомогательным материалам или в целом по всем видам запасов, и используемым на энергопредприятии:

$$\beta_{об} = \frac{Z_{pi}}{\overline{OC}_i} \quad (5.4)$$

где  $Z_{pi}$  – затраты  $i$ -го вида материалов на производство реализованной продукции за год;

$\overline{OC}$  – среднегодовая стоимость оборотных средств  $i$ -го вида.

Длительность оборота можно сравнивать вне зависимости от величины расчетного периода.

Ускорение оборачиваемости равносильно дополнительному вовлечению денежных средств в хозяйственный оборот.

Чем меньше продолжительность одного оборота (больше количество оборотов), при одинаковом объеме производства, тем меньше оборотных средств требуется предприятию.

Замедление оборачиваемости сопровождается отвлечением денежных средств из хозяйственного оборота и их относительно более длительным омертвлением в производственных запасах, незавершенном производстве и готовой продукции.

**Задача.** В отчетном периоде предприятие выпустило продукции на 2400 тыс. руб. при среднем размере оборотных средств 120 тыс. руб. В следующем периоде предполагается увеличить выпуск продукции на 10 %. Сколько требуется оборотных средств, если: 1) оборачиваемость не измениться; 2) длительность одного оборота сократиться на 1 день?

$$1) z = 2640 / x \text{ тыс. руб.} \quad OC = x = 1320$$

#### **Методы оценки отдельных элементов оборотных средств.**

При поступлении на предприятие материально-производственные запасы учитываются по фактической себестоимости. Фактическая себестоимость складывается из затрат на приобретение материальных ресурсов и включает в себя стоимость этих ресурсов, наценки и комиссионное вознаграждение, уплаченное

снабженческим организациям; таможенные пошлины; расходы на транспортировку, хранение и доставку, выполняемые сторонними организациями.

Стоимость потребленных в процессе производства материальных ресурсов и стоимость запасов на конец периода определяется следующими способами:

- 1) по себестоимости каждой единицы запаса (для уникальных материалов);
- 2) по средней себестоимости – оценка производится по средней стоимости имеющихся в наличии материальных ресурсов на начало периода плюс средняя стоимость приобретенных в течение периода материалов;
- 3) по себестоимости первых по времени закупок ФИФО (FIFO – First-in, First-out). Оценка запасов основана на допущении, что ресурсы в течение отчетного периода используются в последовательности из закупки с учетом стоимости ресурсов на начало периода.
- 4) по себестоимости последних по времени закупок ЛИФО (LIFO – last-in, list-out) – ресурсы, первыми поступившие в производство, должны быть оценены по себестоимости последних по времени закупок.

В условиях роста цен метод ФИФО показывает наибольший размер прибыли, а ЛИФО – наименьший. Метод оценки по средней себестоимости учитывает все цены на ресурсы и в значительной мере сглаживает их колебания.

**Нормирование оборотных средств** (определение потребности в оборотных средствах).

**Нормирование оборотных средств** – это процесс разработки обоснованных норм и нормативов, т.е. определение расчетных величин оборотных средств, необходимых для создания постоянных минимальных запасов, достаточных для бесперебойной работы предприятия.

**Норма** – это минимальный запас, установленный в относительных величинах.

**Норматив** – это минимальный размер материально-производственных запасов в денежном выражении.

Для материально-производственных запасов между нормой и нормативом существует следующая взаимосвязь.

$$H_{oc} = H_z \cdot P_{од} \quad (5.5)$$

где  $H_{oc}$  – норматив оборотных средств;

$H_z$  – норма запаса;

$P_{од}$  – стоимость однодневного расхода топлива (материала).

Нормативы бывают общие и частные.

**Частный норматив** определяет размер денежных средств, необходимых для формирования отдельных элементов оборотных средств.

**Общий норматив** характеризует общую потребность предприятия в оборотных средствах.

Нормативы можно рассчитать по запасам материалов, незавершенному производству и готовой продукции.

СОС (собств. оборот. ср-ва) = СК (собств. капитал) + ДЗ (долгосроч. источники финансирования) – ВА (внеоборот. активы)

#### **Методы нормирования:**

1. Аналитический метод (опытно-статистический или отчетно-статистический). Этот метод основан на статистических данных по использованию оборотных средств. Учитывает сложившуюся на предприятии практику организации производства, труда и управления. Точность расчетов зависит от имеющихся на предприятии отчетных данных и опыта работников.
2. Метод прямого счета предусматривает расчет экономически обоснованных нормативов по каждому элементу оборотных средств. Точность зависит от уровня прогрессивности и степени напряженности норм на предприятии. Связан с большими затратами труда.

3. Метод коэффициентов используется для корректировки норматива в связи с изменением объемов производства и уровня оборотных средств.

### **Нормирование материальных запасов.**

Основой для нормирования являются нормы запасов материалов в днях, рассчитанные по каждому виду материальных ресурсов.

При определении нормы необходимо учитывать:

- 1) время нахождения материалов и топлива в пути, для крупных предприятий ежедневно потребляющих большие объемы;
- 2) время приемки, разгрузки, сортировки, складирования и т.п.;
- 3) время подготовки материала к производству;
- 4) время пребывания материалов в виде текущего складского запаса – это время является основой для определения нормы запасов в днях.

Норма оборотных средств на образование текущего складского запаса определяется:

- средний интервал поставок между двумя поставками:

$$I_{cp} = T_n / n , \quad (5.6)$$

где  $T_n$  – длительность периода

$n$  – количество поставок за этот период.

- норма текущего запаса

$$H_{m.z.} = 0,5 I_{cp} \quad (5.7)$$

При нормировании необходимо учитывать отраслевые особенности, место расположения предприятия, возможности поставщиков и т.п.

Для обеспечения непрерывности в случае возможны срывов поставок на предприятии формируется страховой запас на уровне 30 – 50 % от текущего складского запаса.

Норматив в натуральном выражении, который необходим для проектирования складских помещений и организации поставок оборотных средств определяется следующим образом:

$$B_{ni} = e V_i \cdot g_i \cdot T_3 \quad (5.8)$$

где  $V_i$  – объем продукции  $i$ -го вида, производимый в единицу времени (для энергопредприятий, как правило, за сутки);

$g_i$  – норма расхода топлива, материала, запасных частей на единицу продукции  $i$ -го вида;

$T_3$  – норма запаса в днях.

В качестве продукции могут рассматриваться производимые объемы электрической и тепловой энергии, ремонтные единицы, химически очищенная вода и другие виды побочной и сопутствующей продукции. Например, для определения текущего запаса ТЭЦ по топливу можно использовать следующую формулу:

$$B_m = (W_c \cdot b_3 + Q_c \cdot b_m) \cdot Q_{\text{усл}} \cdot Q_n \quad (5.9)$$

где  $W_c, Q_c$  – среднесуточная выработка электроэнергии и теплоты на ТЭЦ соответственно, выраженная в кВт·ч и ГДж;

$b_3, b_m$  – удельные расходы условного топлива на производство электроэнергии и теплоты соответственно, выраженные в кг/кВт·ч и кг/ГДж;

$Q_{\text{усл}}, Q_n$  – теплота сгорания условного и натурального топлива соответственно, МДж/кг.

Денежный норматив оборотных средств определяется путем умножения натурального норматива на цену элемента производственных запасов:

$$B_{oi} = B_{ni} \cdot C_i \quad (5.10)$$

где  $C_i$  – цена единицы топлива, материала и т.д.

Нормируемые оборотные средства наряду с основными средствами входят в состав имущества предприятия. Оборотные средства постоянно находятся в движении, изменяя свою форму и размер. Для исчисления налога на имущество и проведения экономического анализа используют среднегодовую стоимость нормируемых оборотных средств:

$$C_{\text{ср}}^n = \frac{1}{2} (C_{1.01}^n + C_{31.12}^n) + C_{1.04}^n + C_{1.07}^n + C_{1.10}^n \cdot \frac{3}{4} \quad (5.11)$$

где  $C_{1.01}^n$ ,  $C_{31.12}^n$ ,  $C_{1.04}^n$ ,  $C_{1.07}^n$ ,  $C_{1.10}^n$  – стоимость нормируемых оборотных средств на начало и конец года и на первое число каждого квартала соответственно

## ТЕМА 6. ТРУД, КАДРЫ И ОПЛАТА ТРУДА В ЭНЕРГЕТИКЕ

### *Организация труда в энергетике*

Основными законодательными актами, регулируемыми трудовые отношения в России являются:

- Всеобщая декларация прав человека;
- Конституция (Основной Закон) страны;
- Гражданский кодекс страны;
- Трудовой кодекс;
- Правил работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации.
- система управления предприятием;
- планы экономического и социального развития.
- Закон РФ “О коллективных договорах и соглашениях”;
- Закон РФ “О занятости населения в РФ”;

Персонал всех промышленных, в том числе и энергетических, предприятий подразделяется на промышленно-производственный (ППП), работающий в основном, обеспечивающем и обслуживающем производствах; и непроизводственный, работающий в жилищно-бытовых, коммунальных, медицинских, продовольственных, пожарных службах, в столовых, военизированной охране и других подсобных подразделениях предприятия.

Промышленно-производственный персонал делится на эксплуатационный, ремонтный и административно-управленческий согласно общероссийскому классификатору профессий рабочих электроэнергетики.

Для работы в энергетике – на электрических станциях, в сетевых и других предприятиях, входящих в энергообъединения, требуется большой круг различных профессий и специальностей.

Промышленно-производственный персонал подразделяется на следующие категории:



- рабочие, непосредственно обслуживающие производственные процессы в основном, обеспечивающем и обслуживающем производстве;
- служащие, выполняющие преимущественно вспомогательные и административно-управленческие функции;
- инженерно-технические работники (ИТР), осуществляющие техническое, экономическое и организационное руководство производственно-хозяйственной деятельностью всего энергопредприятия, для чего требуется высшее или среднее специальное образование;
- младший обслуживающий персонал (МОП), выполняющий простые вспомогательные работы, как правило, не требующие профессиональной подготовки – уборку, охрану и т.п.;
- ученики различных специальностей и профессий, включая стажеров, временно прикомандированных для освоения новшеств и пр.

Для рабочих специальностей устанавливаются разряды, например, слесарь 3-го разряда, электромонтер 5-го разряда. Всего обычно, согласно тарифно-квалификационному справочнику, присваиваются шесть разрядов – с 1-го по 6-й в порядке возрастания квалификации.

Инженерно-техническим работникам обычно присваиваются категории: инженер 1-й категории, инженер-экономист 3-й категории, инженер-наладчик 2-й категории и т.д. Здесь квалификация оценивается в обратном порядке – самая высокая категория обычно 1-я, большие номера – более низкая квалификация. В редких случаях встречается категория выше 1-й – «нулевая».

Ввиду непрерывного характера энергетических производственных процессов на энергопредприятиях и вообще в энергетике работа ведется круглосуточно, поэтому значительная часть эксплуатационного персонала образует дежурный персонал.

Особая ответственность за бесперебойность энергоснабжения приводит к необходимости постоянного ремонтного обслуживания энергооборудования, в связи, с чем на энергопредприятиях (на электростанциях или в энергосистемах, а сейчас и в специализированных ремонтных организациях) содержится значи-

тельное количество ремонтников, численность которых иногда составляет до 70% общего состава энергетического персонала.

Сложное энергооборудование требует от энергетиков высокой профессиональной квалификации, знания помимо своей прямой специализации правил технического обслуживания и техники безопасности (ТО и ТБ) при работе с энергоустановками, которые постоянно усложняются при освоении все более сложного энергетического оборудования. Это требует, как ни в одной другой профессии, постоянного повышения деловой и производственной квалификации.

В условиях рыночных отношений для работы в промышленности, в том числе и в энергетике, все большее значение приобретают экономические знания. Они становятся необходимыми не только руководящему составу, всем работникам аппарата управления энергопредприятий и энергосистем, но и руководителям более мелких подразделений – начальникам цехов, участков, бригадам, что также требует специальной подготовки и переподготовки.

Любой труд должен быть определенным образом организован. Основные термины и понятия по организации труда следующие:

– организация труда – система мероприятий, обеспечивающих рациональное использование рабочей силы, которая включает соответствующую расстановку людей в процессе производства, разделение и кооперацию, методы нормирования и стимулирования труда, организацию рабочих мест, их обслуживание и необходимые условия труда;

– разделение труда – разграничение деятельности людей в процессе совместного труда;

– кооперация труда – совместное участие людей в одном или разных, но связанных между собой процессах труда;

– метод труда – способ осуществления процессов труда, характеризующихся составом приемов, операций и определенной последовательности их выполнения.

Любой труд осуществляется на рабочем месте – производственном, рабочем или управленческом, служебном. Вне зависимости от назначения этого места оно должно характеризоваться рядом понятий:

– рабочее место – зона, оснащенная необходимыми техническими средствами, в которой совершается трудовая деятельность исполнителя или группы исполнителей, совместно выполняющих одну работу или операцию;

– организация рабочего места – система мероприятий по оснащению рабочего места средствами, предметами труда и услугами, необходимыми для осуществления трудового процесса;

– условия труда – совокупность факторов производственной среды, оказывающих влияние на здоровье и работоспособность человека в процессе труда.

Труд характеризуется также интенсивностью и качеством:

– интенсивность труда – степень расходования рабочей силы в единицу времени;

– качество труда – степень сложности, напряженности и хозяйственного значения труда.

Для соблюдения нормальных условий труда, уровня его производительности, а также для планирования труда как составной части производственно-хозяйственной деятельности труд должен нормироваться.

Нормирование труда – установление меры затрат труда на изготовление единицы продукции или выработки продукции в единицу времени, выполнение заданного объема работ или обслуживание средств производства в определенных организационно-технических условиях.

Применяются следующие виды норм:

Норма выработки – производство определенного количества продукции или выполнение определенного объема работы в единицу времени (час, смену и др.).

Норма времени – время, затрачиваемое на производство единицы продукции или выполнение единицы работы.

Норма обслуживания – количество единиц оборудования, обслуживаемого одним человеком.

Норма численности – количество работников, необходимое для обслуживания определенного оборудования или группы единиц оборудования.

Как видим, эти нормы образуют две пары, где каждая является обратной по отношению к другой: норма выработки – норма времени, норма обслуживания – норма численности.

Для нормирования управленческого труда применяется также норма управляемости – количество людей, которыми может эффективно управлять один руководитель. По психофизическим возможностям среднего человека это количество составляет 7 – 8 человек. Так, если в бригаде количество работников больше восьми, то бригадиру требуется заместитель, который, сам подчиняясь бригадиру, от его имени будет управлять частью бригады, не более чем 7 – 8 подчиненными.

Широкое распространение получила бригадная форма организации труда или коллективный подряд. Эффективность этой формы доказана жизнью, однако такая организация целесообразна только там и тогда, где и когда имеется возможность:

- четко определить конечный результат трудовой деятельности;
- достоверного дифференцированного учета этих результатов, расходов сырья, материалов и энергии;
- выделить бригаде (коллективу) рабочую зону и закрепить за ней необходимое оборудование и оснастку;
- бесперебойно обеспечивать необходимым сырьем, материалами и комплектующими;
- оценить прибыльность производственно-хозяйственной деятельности бригады (коллектива) как обособленной коммерческо-хозяйственной производственной единицы.

Нормирование труда в энергетике имеет ряд особенностей, связанных прежде всего со спецификой отрасли. Так, нормы выработки и времени могут использоваться только в энергоремонтном производстве и неприменимы в основной деятельности энергетиков при производстве различных видов энер-

гии и энергоносителей и снабжении ими потребителей, поскольку объем энергетического производства зависит только от потребителей.

Наиболее употребительны в энергетике нормы обслуживания и нормы численности. Однако и здесь возникают сложности, так как при многообразии энергетического оборудования трудно оценить, сколько и какое оборудование должен обслуживать один человек. Для этого применяются условные единицы: единица ремонтосложности энергооборудования, с помощью которой оценивается практически любое оборудование; либо человеко-часы или норма-часы для обслуживания соответствующих видов энергетического оборудования (подробнее рассмотрено в разделе об экономике и организации ремонтного обслуживания).

Для установления трудовых норм выработан ряд приемов и методов, получивших распространение в отечественной науке и практике. Некоторые из них, наиболее трудоемкие и методически сложные, применяются только исследовательскими организациями, выполняющими работу по заказам предприятий. Многие могут применяться непосредственно работниками производственных предприятий – сотрудниками отделов труда и зарплаты.

На практике используются такие методы нормирования труда:

- хронометраж: и самохронометраж рабочего времени, при котором устанавливаются фактические трудозатраты на проведение различных трудовых операций, связанных с выпуском продукции или выполнением работы (хронометраж применяется как рабочий прием и в других методах нормирования);

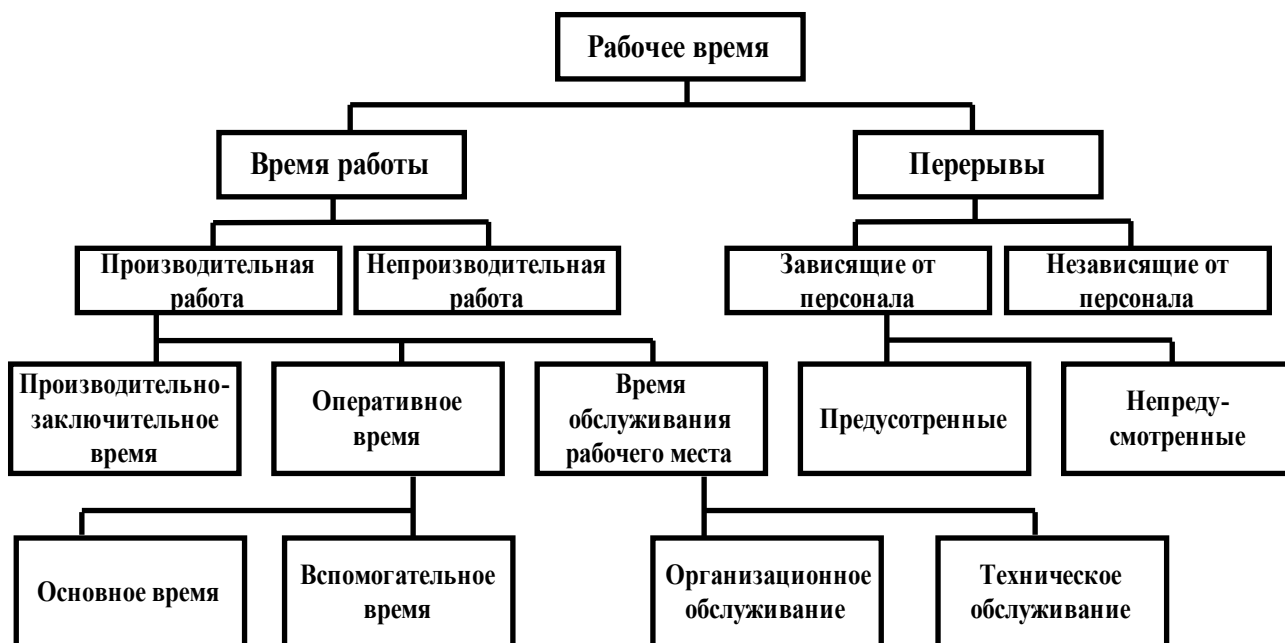
- экспериментальный метод, когда нормы разрабатываются при проведении специальных испытаний, которым добровольно подвергаются отдельные работники;

- метод моментных наблюдений, состоящий в периодических записях о характере выполняемых работ в каком-либо трудовом коллективе (бригаде, отделе и т.п.) и последующей специальной обработке этих наблюдений, в результате чего устанавливаются нормы трудозатрат на выполнение определенных работ;

- метод нормирования по элементам движений, представляющий собой сравнение фактического времени на выполнение отдельных движений (поднял руку, повернулся, нагнулся и т.д.) с временем усредненным, необходимым, исходя из физиологических возможностей человека.

Есть и другие, менее распространенные методы нормирования трудовых процессов, которые применяются специализированными организациями, впоследствии публикуящими результаты своих исследований и практические рекомендации.

Для предприятий большинства отраслей промышленности, в том числе для энергоремонтного производства, состав и структура использования рабочего времени показаны на рис. 8.



**Рис. 8.** Состав и структура рабочего времени

Установление рациональных норм трудозатрат имеет большое значение для оценки и последующего принятия мер в целях повышения производительности труда. Производительность труда в большинстве отраслей промышленности ( $\Pi_l$ ) определяется как отношение годового объема производства ( $\Pi$ ) к численности промышленно-производственного персонала ( $L$ ):

$$\Pi_l = \frac{\Pi}{L} \tag{6.1}$$

Однако в энергетике определение производительности труда подобным образом нехарактерно, поскольку, как уже говорилось, объем производства от

энергетиков практически не зависит. Так, в морозную зиму производительность труда работников отопительной котельной будет значительно выше, чем в теплую, хотя их фактические затраты труда не на много изменятся. Для электростанции можно представить такой случай, когда она стоит в резерве и не вырабатывает энергию. Тогда производительность труда ее работников равна нулю?

Более показательной является оценка производительности труда в энергетике по коэффициенту обслуживания ( $K_{обс}$ ):

$$K_{обс} = \frac{QE_{час}}{L} \quad или \quad K_{обс} = \frac{час}{L}$$

где  $K_{обс}$  – коэффициент обслуживания, ед. производительности/чел, или единиц оборудования/чел.;

$Q_{час}$  – часовая энергетическая производительность оборудования, кВт (МВт), Гкал/ч, а также Гкал холода/ч, м<sup>3</sup>/ч и .д.;

$E_{час}$  – количество единиц обслуживаемого энергетического оборудования, приведенное к общим единицам – единицам ремонтосложности, человеко- или нормо-часам и т.п.

Эти показатели, как видим, не зависят от годового производства энергии или энергоносителей, а оценивают трудоемкость работ по поддержанию оборудования в постоянной эксплуатационной готовности, обеспечению его работоспособности и нужной производительности.

### ***Заработная плата на энергетических предприятиях***

Оплата труда в энергетике строится так же, как и во всей промышленности. Здесь применяются сдельная, повременная и аккордная (единовременная за выполненную работу) системы оплаты.

**Сдельная оплата** предусматривает разновидности: прямая сдельная, сдельно-прогрессивная и сдельно-премиальная системы. Применяются такие формы заработной платы в тех случаях, когда для каждого работника легко можно установить и проконтролировать объемы выполняемой им работы или выработки продукции. В энергетике это относится преимущественно к ремонтным работам, при индустриальных методах ремонта, когда основные работы

выполняются в стационарных условиях, по типу машиностроительного производства.

**Прямая сдельная оплата** – по установленным ставкам за производство единицы продукции или работы. Иногда такая оплата предусматривает выполнение установленных норм выработки или времени, и размер оплаты напрямую зависит от объема произведенной продукции или работы.

**Сдельно-прогрессивная система** включает оплату за определенный, рассчитанный по нормам объем выработанной продукции или выполненной работы так же, как и при прямой сдельной. А вот производство продукции или работы сверх установленного объема оплачивается уже по повышенным ставкам. Тогда чем больше превышает установленный нормами объем производства, тем выше, с прогрессивным возрастанием, оказывается заработок работника.

При **сдельно-премиальной системе** оплата за установленный объем выработки ведется по прямой сдельной, но при перевыполнении планового задания работники премируются, причем размер премий чаще всего устанавливается в определенном размере за каждый процент перевыполнения задания против установленных норм.

На энергопредприятиях сдельные формы оплаты труда применяются в ремонтном хозяйстве энергетического предприятия, а также в ремонтных и строительных организациях, как независимых, так и входящих в состав энергохолдинга. Почти во всех вспомогательных подразделениях энергетического предприятия, где объемы производства известны или могут планироваться; но не могут использоваться в основном энергетическом производстве, поскольку его объемы от энергетиков не зависят.

**Повременная система оплаты труда** также имеет свои разновидности: простая повременная (система тарифных ставок или должностных окладов) и повременно-премиальная. Эта форма оплаты ранее основывалась на **тарифно-квалификационной системе**, которая включала единую тарифную сетку и **тарифно-квалификационный справочник**, где устанавливались зависимости степени сложности определенных работ от уровня квалификации работников, имеющих право эту работу выполнять.



Система тарифных ставок в недавнем прошлом устанавливалась практически для всех отраслей материального производства единой по всей стране. В настоящее время для рабочих предприятий электроэнергетики имеется квалификационный справочник работ и профессий рабочих электроэнергетики, а также квалификационный справочник должностей руководителей, специалистов и других служащих. Сейчас эта система, во-первых, носит рекомендательный характер, и во-вторых, предусматривает не фиксированные тарифные ставки, а соотношения между ставками разных разрядов – тарифные коэффициенты.

В энергетике применяются свои тарифные сетки и коэффициенты. Так, в АО «Мосэнерго» в 2001 г в основу такой системы была положена единая тарифная сетка, включающая разряды от 0 до 22-го. Тарифный коэффициент 1-го разряда принят равным 1, нулевого разряда – 0,9, а 22-го разряда – 9,79. Рабочие в зависимости от квалификации имеют ступени оплаты от 1 до 6.

*Таблица 6*

Пример тарификации и ступеней оплаты труда работников энергопредприятий

Должности работников	Тарифные разряды	Число ступеней оплаты труда
Младший обслуживающий персонал	0	4
Рабочие	1...6	4
Высококвалифицированные рабочие	7...9	4
Техники	4...6	4
Специалисты	7... 12	4
Ведущие специалисты	12...15	2...3
Административно-управленческий персонал	11...22	1 ...2

При повременной системе оплаты труда, кроме основной заработной платы, предусмотрена доплата за работу в ночные смены, в выходные и праздничные дни и некоторые другие.

**Повременно-премиальная система** имеет много разновидностей, различия между которыми в основном сводятся к установлению предмета премирования. Прежде главным условием премирования было выполнение плано-

вых заданий, которые и устанавливались так, чтобы их легко можно было выполнить и перевыполнить, причем в критических ситуациях широко была распространена практика «корректировки» планов в сторону понижения. Кроме того, имелось множество других показателей, позволявших претендовать на премии: освоение новой техники, экономия сырья, материалов, энергоресурсов, повышение производительности труда, повышение качества продукции или работ и т.п.

Многие из этих показателей действительно отражают повышение эффективности производства, и их выполнение заслуживает поощрения. Однако большинство из них трудно учитываемо, вследствие чего премирование носило преимущественно волевой, необъективный характер. Особенно это проявлялось в многочисленных системах внутрипроизводственного хозяйственного расчета, что привело к дискредитации самого этого понятия.

Различные формы повременной оплаты труда являются основными в энергетике. Как и везде, здесь преобладает повременно-премиальная система. Среди производственных факторов, от которых зависит премирование, в энергетике главными были выполнение плановых заданий и показателей энергопроизводства (например, коэффициент эффективного использования установленной мощности), безаварийность работы энергооборудований бесперебойность энергоснабжения и некоторые другие. Далек не всегда эти показатели напрямую увязывались с основным экономическим показателем производственно-хозяйственной деятельности – с прибылью. В настоящее время выбор систем премирования с учетом конкретных форм и показателей всецело зависит от предприятий, которые должны быть заинтересованы в установлении прямой зависимости премирования от конечных результатов труда.

В энергетике премии начисляются к должностному окладу за фактически отработанное время, включая надбавки за высокую квалификацию, доплаты за совмещение профессий, замещение, доплаты за работу в ночное время, в праздничные, выходные дни, сверхурочное время. Каждое энергопредприятие самостоятельно разрабатывает положение о премировании рабочих с учетом тех основных показателей, которые утверждены энергосистемой для руководи-

телей, такие, как отсутствие аварий, вызванных неудовлетворительной организацией эксплуатации, технического обслуживания и ремонта энергооборудования, выполнение графика нагрузки энергосистемы. Примеры устанавливаемых на энергопредприятиях показателей премирования рабочих ведущих профессий приведены в табл. 7.

Таблица 7

Показатели премирования рабочих

Наименование профессий	Показатели премирования
1. Котло-турбинный цех (КГЦ)	
Старший машинист КТЦ Старший машинист энергоблока Машинист энергоблока Машинист-обходчик Машинист водогрейных котлов Машинист насосных установок	1. Выполнение плана рабочей мощности. 2. Отсутствие аварий, отказов по вине персонала.
2. Цех тепловой автоматики и измерений (ТАИ)	
Оперативный персонал	1. Выполнение плана рабочей мощности. 2. Отсутствие аварий и отказов по вине персонала. 3. Отсутствие замечаний по достоверности контролирующих и измерительных приборов.
Ремонтный персонал ТАИ	1. Выполнение плана рабочей мощности. 2. Удельный вес устраненных дефектов. 3. Отсутствие аварий и отказов по вине персонала. 4. Выполнение плана ремонта приборов в срок.

В последнее десятилетие довольно широкое распространение получили коллективные формы оплаты труда, по типу прежних систем аккордной оплаты, предусматривавшейся в редких случаях – при выполнении сверхурочных, «авральных» работ. Коллективный или бригадный подряд предусматривает оплату конечного результата трудовой деятельности, для четкой фиксации которого необходимо выполнение ряда условий. Общий заработок между членами трудового коллектива распределяется по так называемому коэффициенту трудового участия (КТУ), рассчитываемому исходя из:

тарифного разряда работника;

- фактически отработанного времени;
- соблюдения трудовой, производственной и технологической дисциплины – отсутствие прогулов, выполнение норм выработки, обслуживания и других норм при установленном качестве работы, выдерживание предписанных технологических параметров производства и т.п.;
- оказания производственно-технической помощи другим работникам коллектива (бригады);
- шефства и наставничества по отношению к малоопытным работникам и ученикам;
- выполнения общественных, в том числе цеховых, заводских, муниципальных и даже государственных обязанностей без ущерба для основной деятельности и др.

На практике определение КТУ свелось к расчету по двум первым показателям – по тарифной ставке и по фактически отработанному времени, ибо выявление и оценка других изначально заявленных факторов трудового участия бывает затруднительна и подчас необъективна.

Доходы работников энергопредприятий зависят от трудовых показателей и складывающейся экономической ситуации: уровня цен и тарифов, степени участия в акционировании энергетических объектов, системы социальной защиты. Ввиду этого появляется необходимость разграничения: доходов, полученных в виде заработной платы; выплат социального характера за счет средств предприятия; выплат из централизованных фондов; доходов, являющихся частью прибыли предприятия. Первый вид доходов включается в фонд заработной платы. Второй и третий – связаны с использованием средств страховых фондов (социального, медицинского страхования, пенсионного обеспечения и других видов страхования, как обязательного, так и добровольного). Четвертый вид – это денежные выплаты и сумма благ, полученных из фондов, образованных за счет чистой прибыли предприятия.

**Включению в фонд заработной платы подлежат:**

- оплата за отработанное время, начисленная работникам по тарифным ставкам и окладам, за выполненную работу по сдельным расценкам;
- стоимость товаров или продуктов, выданных работникам в порядке натуральной оплаты труда;
- оплата специальных рабочих перерывов в соответствии с законодательством Российской Федерации;
- суммы индексации (компенсации, пени) за несвоевременную выплату заработной платы и в связи с повышением стоимости жизни;
- компенсационные выплаты, связанные с режимом работы и условиями труда; выплаты, обусловленные районным регулированием оплаты труда по районным коэффициентам;
- доплаты за работу во вредных или опасных условиях и на тяжелых работах, за работу в ночное время, многосменный режим работы, оплата работы в выходные и праздничные дни, оплата сверхурочной работы и в других случаях, установленных законодательством Российской Федерации;
- надбавки к заработной плате, выплаченные работникам в связи с подвижным (разъездным) характером работы;
- стимулирующие доплаты и надбавки к тарифным ставкам и окладам (за профессиональное мастерство, совмещение профессий и т.д.);
- ежемесячные или ежеквартальные вознаграждения (надбавки) за выслугу лет, стаж работы;
- премии и вознаграждения (включая стоимость натуральных премий), носящие систематический характер, независимо от источников их выплаты;
- оплата труда квалифицированных рабочих, руководителей, специалистов организаций, привлекаемых для подготовки, переподготовки и повышения квалификации работников;
- оплата труда лиц, принятых на работу по совместительству;
- оплата труда (вознаграждение) работников не списочного состава, в том числе за выполнение работ по договорам гражданско-правового характера, предметом которых является выполнение работ и оказание услуг;

- оплата за неотработанное время, в том числе: оплата ежегодных и дополнительных отпусков, оплата льготных часов подростков, инвалидов I и II групп, оплата учебных отпусков, предоставленных работникам, обучающимся в образовательных учреждениях и при повышении квалификации;

- оплата простоев не по вине работника за время вынужденного прогула;

- оплата дней невыхода по болезни за счет средств организации (кроме пособий по временной нетрудоспособности);

- единовременные поощрительные и другие выплаты, в том числе: единовременные премии независимо от источников их выплаты, вознаграждение по итогам работы за год, годовое вознаграждение за выслугу лет (стаж работы);

- денежная компенсация за неиспользованный отпуск;

- материальная помощь, предоставленная сем или большинству работников; стоимость бесплатно выдаваемых работникам в качестве поощрения акций;

- другие единовременные поощрительные выплаты (в связи с праздничными днями и юбилейными датами, стоимость подарков работникам и др.);

- оплата питания, жилья, топлива и коммунальных услуг.

**К выплатам социального характера относятся:**

- выходное пособие при прекращении трудового договора; I суммы, выплаченные уволенным работникам на период трудоустройства в связи с реорганизацией или ликвидацией организации, сокращением численности или штата работников;

- единовременные пособия (выплаты, вознаграждения) при выходе на пенсию, доплаты к пенсиям работающим пенсионерам за счет средств организации;

- страховые платежи (взносы), уплачиваемые организацией по договорам личного, имущественного и иного добровольного страхования в пользу работников (кроме обязательного государственного личного страхования);

- страховые платежи (взносы), уплачиваемые организацией по договорам добровольного медицинского страхования работников членов их семей, расходы по оплате учреждениям здравоохранения услуг, оказываемых работникам;

- оплата путевок работникам и членам их семей на лечение, отдых, экскурсии, путешествия (кроме выданных за счет средств -Ударственных социальных внебюджетных фондов);

- компенсации и льготы (доплаты, оплата дополнительного отпуска, путевок, денежная компенсация стоимости путевок и т. п.) за счет бюджетных средств работникам, подвергшимся радиации вследствие катастрофы на Чернобыльской АЭС;

- оплата абонементов в группы здоровья, занятий в спортивных секциях, расходов по протезированию и другие подобные расходы;

- оплата подписки на газеты, журналы, оплата услуг связи в личных целях;

- возмещение платы работников за содержание детей в дошкольных учреждениях;

- стоимость подарков и билетов на зрелищные мероприятия детям работников за счет средств организации;

- компенсация и другие выплаты женщинам, находившимся в частично оплачиваемом отпуске по уходу за ребенком (без пособий по государственному социальному страхованию);

- суммы, выплаченные за счет средств организации, в возмещение вреда, причиненного работникам увечьем, профессиональным заболеванием либо иным повреждением их здоровья;

- компенсация работникам морального вреда, определяемая судом, за счет средств организации;

- оплата стоимости проездных документов к месту работы и обратно;

- материальная помощь, предоставленная отдельным работникам по семейным обстоятельствам, на медикаменты, погребение и т. п.;

- расходы на платное обучение работников, не связанное с производственной необходимостью, расходы на платное обучение членов семей работников;

- другие выплаты.

Для формирования централизованных фондов социальной защиты работников в Российской Федерации введены: единый социальный налог, взносы на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний. Кроме того, предприятия могут заключать договоры о добровольном пенсионном обеспечении своих работников с негосударственными пенсионными фондами. За счет перечисленных средств могут осуществляться следующие выплаты:

- государственные пособия работникам, имеющим детей, за счет бюджетных средств;

- пособия и другие выплаты за счет средств государственных социальных внебюджетных фондов, в частности пособия по временной нетрудоспособности, беременности и родам, при рождении ребенка, по уходу за ребенком, оплата санаторно-курортного лечения, отдыха работников и их семей;

- страховые выплаты по обязательному социальному страхованию от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;

- выплаты, производимые страховыми организациями, по договорам личного, имущественного и иного страхования; % доходы по акциям и другие доходы от участия работника в собственности организации (дивиденды, проценты, выплаты Долевым паям и т.д.);

- вознаграждения авторам открытий, изобретений и промышленных образцов;

- стоимость выданной спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты;

- компенсация работнику за использование личных автомобилей в служебных целях; - выплаты неработающим пенсионерам;

- командировочные расходы в пределах и сверх норм, установленных законодательством Российской Федерации;

- расходы на платное обучение работников, связанное с производственной необходимостью, на основе договоров между организацией и образовательным учреждением, получившим государственную лицензию;



-оплата стоимости проезда обучающихся работников к месту нахождения учебного заведения и обратно;

- возвратные заемные денежные средства, выданные организацией работнику, сумма материальной выгоды, полученная с экономии на процентах за пользование заемными средствами;

- безвозмездные субсидии, предоставленные работникам на жилищное строительство или приобретение жилья.

Нормируемая величина расходов на оплату труда персонала, занятого основной деятельностью, определяется на основе отраслевых нормативов численности, обслуживания энергетических объектов и расчетов средней заработной платы.

На энергопредприятиях размер премии дифференцируется в зависимости от значимости и роли профессии. По каждому виду показателей премирования премия устанавливается отдельно. Например, старшему машинисту котлотурбинного цеха установлен общий размер премии к должностному окладу в размере 55%, за выполнение плана рабочей мощности – 30%, отсутствие аварий и отказов по вине персонала 40%, другие показатели 30% от общего размера премии (55%).

Единовременное вознаграждение за выслугу лет зависит от не прерывного стажа работы на энергопредприятии и определяется; в долях от месячной тарифной ставки (оклада). Уже при стаж (непрерывной работы от одного до трех лет вознаграждение составляет 60 %, а при стаже работы, превышающем 15 лет – 150 % Выплата единовременного вознаграждения за выслугу лет производится один раз в год в начале следующего календарного года.

## ТЕМА 7. ФИНАНСОВОЕ ХОЗЯЙСТВО ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЙ

### *Источники финансовых средств энергопредприятий.*

Финансовая деятельность энергопредприятия должна быть направлена на формирование денежных ресурсов для ведения производственного процесса, обеспечение роста прибыли, платежеспособности и финансовой устойчивости предприятия, а также на развитие социальной базы для работников.

Источники финансовых ресурсов энергопредприятий можно разделить на три группы: собственные, заемные и привлеченные.

**Собственными источниками** финансовых ресурсов являются: нераспределенная прибыль; резервный фонд в части неиспользованного остатка; выручка от реализации продукции (работ, услуг), основных средств, избытков материальных ресурсов; амортизационные отчисления; средства, полученные от продажи ценных бумаг (собственных и других предприятий); средства, полученные из централизованных (инвестиционных, страховых, резервных) фондов энергообъединения; паевые и иные взносы юридических и физических лиц; средства от сдачи имущества в аренду и другие поступления денежных средств (пожертвования, благотворительные взносы и т.п.). При создании энергопредприятия основную часть источников собственных средств составляет уставный (акционерный) капитал.

К **заемным источникам** относятся кредиты банков, займы у других предприятий (коммерческие кредиты), государственные субсидии иностранный капитал, средства от реализации залогового свидетельства, страхового полиса, облигаций.

**Привлеченные средства** образуются на предприятии из-за периодичности выплат заработной платы, страховых платежей и т.п. В период между платежами начисленные, но еще не выплаченные средства, могут использоваться на другие хозяйственные нужды.

В процессе ведения хозяйственной деятельности у энергопредприятия могут появиться временно свободные денежные суммы, сохранение которых в качестве наличных кассовых запасов на текущих счетах банка нерационально. Предпочтительным является помещение таких ресурсов в доходные инвестиционные активы (ценные бумаги, залоговые документы и прочие виды финансовых обязательств).

Обеспеченность энергопредприятия финансовыми ресурсами в процессе его производственно-хозяйственной деятельности имеет исключительное значение. В этих целях разрабатывается финансовый план. Он основывается на трех следующих формах, называемых **базовыми формами финансовой оцен-**

**ки:** план, или бюджет, по прибыли; план движения денежных средств, или финансовый бюджет; плановый баланс. Основное отличие базовых форм финансовой оценки от существующих форм финансовой (бухгалтерской) отчетности состоит в том, что они представляют собой прогноз будущего состояния предприятия. Все три формы основываются на одних и тех же исходных данных и должны корреспондироваться друг с другом. Каждая из них представляет информацию в законченном виде, но со своей, отличной от других, точки зрения.

**План по прибыли** необходим для оценки эффективности текущей хозяйственной деятельности. Анализ соотношения доходов и расходов позволяет оценить резервы увеличения собственного капитала. Еще одна функция этой формы – расчет величин налоговых выплат и дивидендов.

В плане по прибыли содержатся следующие показатели: объем Реализованной продукции, издержки производства и реализации, реализационная прибыль, прибыль от финансово-хозяйственной Деятельности, балансовая прибыль, налоги из прибыли, чистая прибыль.

План движения денежных средств отображает поступления этих Редств и платежи. В состав поступлений входят:

- Денежные средства на начало периода;
- Увеличение собственного капитала;
- суммы за реализацию продукции;
- выручка от реализации ликвидируемых основных средств; ^RУчка от реализации прочих избыточных материальных цен-
- планируемые доходы по ценным бумагам;
- краткосрочные и долгосрочные кредиты.

В бюджете приводятся следующие платежи:

- поставщикам за пополнение производственных запасов топлива, вспомогательных материалов, запасных частей для ремонта;
- по выплате заработной платы;
- по перечислению средств в социальные фонды;
- на покрытие прочих общехозяйственных (без амортизации) и коммерческих расходов;

- подрядчикам за выполнение работ капитального характера;
- на выплату долга по кредитам;
- на выплату процентов;
- по налогам;
- по дивидендам на акции;
- прочие.

Финансовый бюджет составляется во временном разрезе, чтобы сопоставить не только размеры имеющихся денежных средств и предстоящих платежей, но и их сроки.

Обязательным условием является неотрицательное сальдо баланса поступлений и платежей, т. е. ни в одном периоде расчетного года не должно быть превышения платежей над притоком средств. В противном случае принимаются меры по привлечению дополнительных источников финансирования, например краткосрочного кредита.

Обобщающей формой финансового плана является сводный **плановый баланс** доходов и расходов, определяемый путем соотнесения доходов предприятия, производственных и коммерческих издержек, непредвиденных расходов, прибыли, кредитов и налогов.

### **Взаиморасчеты и кредиты**

Кредиты различаются:

- по срокам – краткосрочные и долгосрочные;
- форме обеспечения – гарантированные и необеспеченные (бланковые) кредиты;
- направлению использования – инвестиционный, на операции с ценными бумагами, устранение временных финансовых трудностей, пополнение оборотных средств, потребительский, экс портный или импортный.

Краткосрочные кредиты предоставляются на срок менее одного года. Такие кредиты выдаются на цели текущей деятельности -кредитование сезонных потребностей, на восполнение временного недостатка оборотных средств, под расчетные документы в пути и т.д.

Долгосрочные (свыше одного года) обычно связаны с финансированием нового строительства или проведением реконструкции, установкой нового оборудования и т.п.

### **Прибыль и рентабельность в энергетике**

При исчислении балансовой прибыли учитываются прибыль от реализации продукции, прочие операционные и внереализационные доходы (за вычетом расходов по этим операциям).

**Прибыль от реализации продукции** (товаров, работ, услуг) представляет собой разницу между выручкой от реализации продукции  $B_p$  без налога на добавленную стоимость и общими затратами на производство и реализацию  $Z_{общ}$ , включаемыми в себестоимость продукции:

$$P_p = B_p - Z_{общ} \quad (7.1)$$

**Выручка от реализации продукции** для энергетических объединений:

$$B_p = \sum_i e_i \cdot \Delta_i \cdot \Delta_{\Delta_i} + \sum_j Q_j \cdot \Delta_{\Delta_{ц.э. j}} + C_{усл} + C_{пр} \quad (7.2)$$

где  $\Delta_i$  – количество электрической энергии, отпущенной  $i$ -му потребителю;

$\Delta_{\Delta_i}$  – средний тариф на электроэнергию по  $i$ -му потребителю;

$Q_j$  – количество тепловой энергии, отпущенной  $j$ -му потребителю;

$\Delta_{\Delta_{ц.э. j}}$  – средний тариф на теплоту  $j$ -го потребителя;

$C_{усл}$  – стоимость услуг, оказанных сторонним организациям;

$C_{пр}$  – стоимость реализации прочей продукции (побочной и сопутствующей).

Реализованная продукция складывается из абонентской платы за пользование сетями Федеральной сетевой компании (ФСК), услугами СО ЦДУ и услугами администратора торговой системы (АТС), стоимости транзита через сетевые компании поступающей от энергосистем, и стоимости продукции электростанций ОГК, ТГК и независимых электростанций.

**Чистая прибыль** равна балансовой прибыли за вычетом налога на прибыль:

$$P_{ч} = P_{б} - H_{пр} \quad (7.3)$$

где  $\Pi_6$  – балансовая прибыль;

$H_{np}$  – налог на прибыль.

**Уровень чистой прибыли** определяется как отношение чистой прибыли к выручке от реализации. Чистая прибыль поступает в полное распоряжение предприятия. Оно самостоятельно определяет направления использования чистой прибыли с учетом положений устава предприятия.

**Объем реализованной продукции** теплоэлектростанций, с учетом доли прибыли, может быть определен по следующей формуле:

$$V_{pr} = W_{\varepsilon} \cdot C_{\varepsilon} + Q_{m.\varepsilon} \cdot C_{m.\varepsilon} + N_p \cdot C_{Np} \quad (7.4)$$

где  $C_{\varepsilon}$ ,  $C_{m.\varepsilon}$ ,  $C_{Np}$  – удельные компенсационные выплаты (цены) на электрическую, тепловую энергию и рабочую мощность;

$W$ ,  $Q$  – количество отпущенной электрической и тепловой энергии потребителям;

$N_p$  – рабочая мощность электростанции.

Удельные компенсационные выплаты электростанции, работающей в ОГК или ТГК определяются следующим образом:

$$C_{\varepsilon} = \frac{\sum_i b_{\varepsilon i}^n \cdot Q_{ki} \cdot C_{mi}^{cp} + \Pi_1}{\sum_i \varepsilon_{ki}} \quad (7.5)$$

$$C_{m.\varepsilon} = \frac{\sum_i b_{m.\varepsilon i}^n \cdot Q_{ki} \cdot C_{mi}^{cp} + \Pi_2}{\sum_i Q_{ki}}; \quad C_{Np} = \frac{\sum_i Z_{y.ni} + \Delta \Pi_3}{\sum_i N_{p.ki}} \quad (7.6)$$

где  $b_{\varepsilon i}^n$ ,  $b_{m.\varepsilon i}^n$  – нормативные удельные расходы топлива на электрическую и тепловую энергию по  $i$ -й электростанции;

$\varepsilon_{ki}$  – контрактные величины отпуска электрической и тепловой энергии  $i$ -й электростанции;

$C_{mi}^{cp}$  – средняя цена условного топлива по  $i$ -й электростанции;

$Z_{y.ni}$  – сумма условно-постоянных затрат  $i$ -й электростанции;

$N_{p.ki}$  – контрактная рабочая мощность электростанции;

$\Delta \Pi_1, \Delta \Pi_2, \Delta \Pi_3$  – доля прибыли энергосистемы, включаемая в удельную компенсационную выплату.

Контрактные значения рабочей мощности и отпускаемой электрической и тепловой энергии устанавливаются в договоре между электростанциями и ОГК или ТГК. За основу принимается расчетное планируемое значение рабочей мощности.

**Рабочая мощность электростанции** определяется по следующей формуле:

$$N_{\text{рiв}} = N_{\text{ремi}} \cdot N_{\text{в.рi}} \cdot N_{\text{конст}} \cdot N_{\text{т.пi}} \cdot N_{\text{орги}} \quad (7.7)$$

где  $N_{\text{yi}}$  – установленная мощность оборудования энергетического предприятия;

$N_{\text{ремi}}$  – снижение мощности из-за плановых видов зомонта оборудования;

$N_{\text{в.рi}}$  – снижение мощности из-за вынужденных видов ремонта оборудования (определяется по нормативам);

$N_{\text{конст}}$  – снижение мощности из-за консервации оборудования;

$N_{\text{т.пi}}$  – снижение мощности из-за остановки оборудования для проведения технического перевооружения;

$N_{\text{орги}}$  – ограничение мощности по техническим причинам сезонного и временного характера.

Для предприятий электрических и тепловых сетей основой для формирования компенсации является приведенная мощность. В состав затратной части компенсации на приведенную мощность включаются издержки на все виды ремонта и амортизационные отчисления. В компенсацию для сетевых предприятий также входит доля прибыли.

Рентабельность полнее, чем прибыль, характеризует деятельность энергетического объекта, так как она, являясь относительным показателем, характеризует степень использования капитала предприятия или его составных частей, их доходность. Рентабельность целесообразно оценивать и анализировать на уровне энергообъединения.

Существует много показателей рентабельности. В настоящее время она исчисляется, как правило, по чистой прибыли энергообъединения. Ввиду того, что энергообъединения являются акционерными обществами, оценивается рентабельность акционерного капитала. Этот показатель характеризует процент дохода с 1 р. акционерного капитала. Уровень доходности капитала, как правило, влияет на дивиденды, получаемые акционерами. Рентабельность суммарного акционерного капитала определяется по следующей формуле:

$$R_{a.k} = K_{ч} / K_{a.k} \quad (7.8)$$

где  $K_{ч}$  – чистая прибыль за год;

$K_{a.k}$  – размер акционерного капитала.

В совокупности оцениваются рентабельность активов ( $R_a$ ), продукции ( $R_{np}$ ) и затрат на 1 р. реализации ( $R_z$ ), определяемые по следующим формулам:

$$R_a = C_{ч} / C_a$$

$$R_{np} = V_{ч} / V_p \quad (7.9)$$

$$R_z = V / V_p$$

где  $C_a$  – среднегодовая стоимость активов (валюта баланса).

На финансовое состояние энергопредприятий оказывает существенное влияние и государственное регулирование тарифов на потребление энергетической продукции.

### ***Основы финансового анализа в энергетике***

В условиях рыночных отношений финансовое состояние предприятия является объектом пристального внимания разных категорий заинтересованных лиц: акционеров, инвесторов, банков, налоговых органов, управляющего персонала предприятия.

Финансовый анализ включает в себя: детальное рассмотрение финансовых результатов (прибыли) деятельности предприятия, финансового состояния и платежеспособности по данным баланса, ликвидности баланса, финансовых коэффициентов, аналитический обзор статей актива и пассива баланса.

Исходным пунктом финансового анализа является рассмотрение в совокупности позиций баланса и отчета о прибыли. При этом статьи баланса груп-



пируются в отдельные специфические группы: статьи актива – по признаку ликвидности (оборотные и основные средства); статьи пассива – по срочности обязательств (краткосрочные и долгосрочные) и праву собственности (заемные и собственные).

К **оборотным средствам** могут быть отнесены активы, которые трансформируются в денежную наличность в течение короткого периода времени (обычно до одного года). Сюда включаются ликвидные средства (касса, банковские счета, лимитированные чековые книжки, легко реализуемые ценные бумаги, дебиторская задолженность, запасы товарно-материальных ценностей). В структуре **основных средств** можно выделить вещественные основные средства, финансовые вложения (участия) и нематериальные активы.

**Заемный капитал** содержит обязательства в отношении третьих лиц – краткосрочные и долгосрочные. К **краткосрочному** заемному капиталу относятся обязательства, которые будут погашены в течение одного года: поставщики, прочие кредиторы, текущая банковская задолженность, отчисления в краткосрочные страховые фонды. В состав **долгосрочного** заемного капитала входят займы, ссуды под недвижимость, облигации, лизинг.

При характеристике **собственного капитала** в зависимости от правовой структуры можно выделить уставный и акционерный капиталы (для акционерных обществ). К собственному капиталу относятся открытые резервы (образованные в соответствии с уставом), скрытые резервы (могут не отображаться в балансе) и накопленная нераспределенная прибыль. Собственный капитал можно также разделить на оплаченный (внесенный) капитал – акционерный капитал, свидетельства участия, джио (приплата к установленному курсу) и заработанный капитал – резервы, нераспределенная прибыль.

При проведении финансового анализа, прежде всего, анализируется выполнение плана по прибыли в энергообъединении. Энергопредприятия могут проводить анализ созданного ими плана по полученной доле прибыли. Прибыль характеризует абсолютную эффективность хозяйствования предприятия. В дополнение анализируется рентабельность как относительный показатель эффективности деятельности предприятия. Задачами анализа финансовых ре-

зультатов являются: оценка динамики показателей прибыли, обоснованность фактических данных об образовании и распределении прибыли, влияние и измерение действия различных факторов на прибыль, оценка возможных резервов дальнейшего роста прибыли.

Сравнение показателей расчетного периода может проводиться с плановыми показателями, показателями предшествующего отчетного периода, показателями предшествующего года. При этом надо учитывать изменение ценностных характеристик под воздействием инфляции и приводить показатели к одному уровню цен. Анализ уровня и динамики прибыли в условных цифрах (табл.8.) показывает, что эффективность деятельности энергопредприятия повысилась. Валовая прибыль возросла на 18,4%. Положительными факторами роста валовой прибыли явилось увеличение объема реализованной продукции и более низкий темп прироста как условно-постоянных, так и условно-переменных затрат по сравнению с приростом объема реализации. Дальнейший анализ направлен на выяснение конкретных причин изменения прибыли от реализации продукции. Его проводят по каждому влияющему фактору в отдельности – тарифам на электрическую и тепловую энергию, цене на топливо, объему отпущенной электрической и тепловой энергии, составляющим себестоимости энергетической продукции. Для комплексного производства анализируют показатели по каждому виду энергии и энергопредприятию в целом.

Таблица 8|

Анализ уровня и динамики показателей финансовых результатов деятельности энергопредприятия, млрд. р.

Показатели	За прошлый период	За отчетный период	% к базисному значению
1	2	3	4
Выручка (нетто) от реализации продукции (без НДС, акцизов и аналогичных обязательных платежей)	1592	1763	110,7
Себестоимость проданных товаров,	956	1010	105,6

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4
---	---	---	---

продукции, работ, услуг			
В том числе:			
условно-постоянные затраты	416	420	101,0
топливные затраты	540	590	109,3
Валовая прибыль	636	753	118,4
Операционные доходы и расходы	-6	-13	216,7
Внерезидентские доходы и расходы	100	220	220,0
Прибыль (убыток) до налогообложения	730	960	131,5
Налог на прибыль и иные аналогичные обязательные платежи			
Прибыль (убыток) от обычной деятельности	555	730	131,5
Чрезвычайные доходы и расходы	-	-	-
Нераспределенная чистая прибыль	555	730	131,5

Таблица 9

Анализ уровня рентабельности энергообъединения

Показатели	За прошлый год	За отчетный год
1 Чистая прибыль, млрд р.	414	490
2. Выручка от реализации продукции (без НДС), млрд. р.	1592	1763
3. Среднегодовая стоимость активов, млрд р.	4427	4451
4. Среднегодовая стоимость основных средств, млрд. р.	3850	4011
5. Среднегодовая стоимость производственных запасов, млрд р.	80	85
6. Среднегодовой остаток абонентской задолженности, млрд р.	350	320
7. Коэффициент фондоемкости продукции (стр. 4 : стр. 2)	2,42	2,28
8. Коэффициент оборачиваемости производствен- ных запасов (стр. 2 : стр. 5)	19,9	20,7
9. Коэффициент оборачиваемости абонентской задолженности (стр. 2 : стр. 6)	4,55	5,51
10. Рентабельность реал изо ванной продукции (стр. 1 : стр. 2)·100, %	26,01	27,79
11. Рентабельность активов (стр. 1 : стр. 2)· 100, %	9,37	12,22

Рассмотрим методику анализа рентабельности энергообъединения (энергопредприятия) на примере исследования рентабельности активов предприятия, рассчитанной как отношение чистой прибыли предприятия к среднегодовой стоимости его активов (внеоборотных и оборотных). Факторы, воздействующие

на показатели рентабельности, изучают в динамике. К их числу относятся рентабельность реализованной продукции, оборачиваемость как основных средств, так и оборотных или их элементов, например дебиторской задолженности (для энергообъединения, в том числе абонентской), производственных запасов. Используя данные годовых отчетов, можно составить таблицу анализа рентабельности (табл. 8) и выяснить, каким образом энергообъединение добилось улучшения результатов своей деятельности. Об этом свидетельствует повышение уровней рентабельности продукции (на 7 %) и активов (на 30 %). Это стало возможным за счет ускорения оборачиваемости оборотных средств энергообъединения, особенно абонентской задолженности (на 21 %), оборот которой вырос почти на целую единицу. Улучшилось и использование основных средств, так как уровень фондоемкости продукции снизился (на 5,8 %).

Пример аналитической группировки и анализа статей актива и пассива баланса приведен в табл.10 и 11. Чтение баланса по таким систематизированным группам ведется с использованием методов горизонтального и вертикального анализа. Горизонтальный, или систематический, анализ позволяет установить абсолютные приращения показателей и темпы их роста, что важно. Для характеристики финансового состояния. Вертикальный, или структурный, анализ позволяет судить об автономии и финансовой устойчивости. Для исследования динамики и структуры запасов и затрат, а также дебиторской задолженности могут быть построены аналогичные таблицы с необходимой степенью детализации.

Таблица 10

Аналитическая группировка и анализ статей актива баланса

Имущество	На начало периода		На конец периода		Абсолютное отклонение, млрд. р.	Темп роста, %
	млрд. р.	% к итогу	млрд. р.	% к итогу		
1	2	3	4	5	6	7
Внеоборотные активы	3518	79,5	3377	75,9	-141	95,99

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6	7
---	---	---	---	---	---	---

В том числе основные средства	3518	79,5	3377	75,9	-141	95,99
Оборотные активы:	908	20,5	1074	24,1	166	118,28
запасы	80	1,8	85	1,9	5	106,25
дебиторская задолженность	350	7,9	320	7,2	-30	91,43
денежные средства	478	10,8	669	15,0	191	139,96
Итого	4426	100	4451	100	25	100,56

Таблица 11

Аналитическая группировка и анализ статей пассива баланса

Источники имущества	На начало периода		На конец периода		Абсолютное отклонение, млрд р.	Темп роста, %
	млрд. р.	% к итогу	млрд. р.	% к итогу		
Собственный капитал:	3543	80,03	3968	89,15	425	112
акционерный капитал	3628	63,47	3628	63,13	0	100
нераспределенная прибыль	-85	16,56	340	26,02	425	157,12
Заемный капитал:	884	19,97	483	10,85	-401	54,64
долгосрочные обязательства	0	0	0	0	0	0
краткосрочные кредиты и займы	700	15,81	250	5,62	-450	35,71
кредиторская задолженность	184	4,16	233	5,23	49	126,63
Итого	4426	100	4451	100	25	100,56

На следующем этапе анализируют абсолютные показатели финансовой устойчивости энергетических объектов. В этих целях проверяется выполнение условия платежеспособности, т.е. денежные средства  $K_{ден}$ , краткосрочные финансовые вложения в ценные бумаги  $K_{ц.б}$  и активные (дебиторские) расчеты  $K_{деб}$  должны покрывать краткосрочную  $K_{кр}$  и кредиторскую  $K_{к.з}$  задолженности:

$$K_{ден} + K_{ц.б} + K_{деб} \geq K_{кр} + K_{к.з} \quad (7.10)$$

Это условие выполняется при ограничении, характеризующем уровень производственных запасов необходимыми средствами:

$$K_{зан} \downarrow K_{об}^c = (K_c + K_{кр}^\partial) - K_\partial \quad (7.11)$$

где  $K_{об}^c$  – собственные оборотные средства;

$K_c$  – собственный капитал;

$K_{кр}^\partial$  – долгосрочные кредитные обязательства;

$K_\partial$  – внеоборотные активы.

Таким образом, обеспеченность производственных запасов источниками формирования является сущностью финансовой устойчивости, тогда как платежеспособность – ее внешнее проявление.

В рассмотренном примере (см. табл. 7.2 и 7.3) производственные запасы полностью обеспечены, млрд р.:  $85 < 3968 - 3377 = 591$ . Условие платежеспособности также выполняется, млрд р.:

$$(669 + 320) > (250 + 233).$$

При необходимости на формирование производственных запасов и затрат могут быть направлены краткосрочные кредиты (без учета просроченных ссуд).

Возможны четыре типа финансовых ситуаций:

1). Абсолютная устойчивость:  $K_{зан} < K_{об}^c + K_{кр}$ ;

2). Нормальная устойчивость, гарантирующая его платежеспособность:

$$K_{зан} = K_{об}^c + K_{кр}$$

3). Неустойчивое финансовое состояние, при котором еще есть возможность восстановления:  $K_{зан} = K_{об}^c + K_{кр} + K_{иофн}$ , где  $K_{иофн}$  – источники, ослабляющие финансовую напряженность;

4). Кризисное финансовое состояние:  $K_{зан} > K_{об}^c + K_{кр}$ . Предприятие находится на грани банкротства.

Наряду с оптимизацией структуры пассивов, устойчивость может быть восстановлена путем обоснованного снижения уровня запасов и затрат.

В рамках внутреннего анализа осуществляется углубленное исследование финансовой устойчивости на основе построения баланса неплатежеспособности, который включает в себя следующие показатели.



Актив	Сумма, млрд р.	Пассив	Сумма, млрд р.	Платежный излишек или недостаток
А1. Наиболее ликвидные активы, $K_{ден} + K_{ц.б}$	669	П1. Наиболее срочные обязательства, $K_{к.з}$	233	(А1 > П1) +436
А2. Быстро реализуемые активы, $K_{деб} + K_{пр}^{об}$	320	П2. Краткосрочные пассивы, $K_{кр}$	250	(А2 > П2) +70
А3. Медленно реализуемые активы, $K_{зан} + K_{ц.б}^{\delta}$	85	П3. Долгосрочные и среднесрочные пассивы, $K_{кр}^{\delta}$	–	(А3 > П3) +85
А4. Трудно реализуемые активы, $K_a - K_{ц.б}^{\delta}$	3377	П4. Постоянные пассивы, $K_c$	3968	(А4 < П4) -591
Баланс	4451	Баланс	4451	–

Анализ ликвидности баланса заключается в сравнении средств по активу, сгруппированных по степени их ликвидности и расположенных в порядке убывания, с обязательствами по пассиву, сгруппированными по срокам их погашения, в порядке возрастания сроков (табл. 12). Баланс считается абсолютно ликвидным, если выполняются все неравенства, приведенные в табл. 12. Первые два из них характеризуют текущую ликвидность, а третье – отображает перспективную ликвидность. Текущая ликвидность свидетельствует о платежеспособности предприятия в ближайший промежуток времени, а перспективная – прогноз платежеспособности с учетом будущих поступлений и платежей. Четвертое неравенство носит балансирующий характер. Его истинность свидетельствует о выполнении минимального условия финансовой Устойчивости – наличия у предприятия собственных оборотных средств. На заключительном этапе рассчитывают финансовые ко-эфициенты, являющиеся относительными показателями и дополняющие общую картину оценки финансового состояния.

## ТЕМА 8. СЕБЕСТОИМОСТЬ В ЭНЕРГЕТИКЕ

### *Основные составляющие себестоимости предприятия и энергосистемы*



**Себестоимость продукции** – это стоимостная оценка природных Ресурсов, сырья материалов, топлива, энергии, основных средств трудовых ресурсов, используемых в процессе производства продукции, а также других затрат на ее производство и реализацию.

Себестоимость энергетической продукции и издержки ее производства входят в состав основных показателей деятельности энергопредприятий. Издержки производства планируются путем составления сметы затрат. Их планирование необходимо для определения расчетного объема финансовых средств энергоснабжающих организаций, включающего в себя себестоимость и прибыль по основным видам энергетической продукции за планируемый период.

Смета затрат составляется, как правило, на год с использованием прогнозных цен, тарифов и других стоимостных оценок. Периодически смета уточняется (ежеквартально или ежемесячно) в связи с изменением цен, тарифов, уровня оплаты труда и других факторов, обусловленных состоянием экономической и финансовой среды.

При проведении анализа финансово-хозяйственной деятельности сопоставляются плановые и фактические показатели себестоимости энергетической продукции.

Состав издержек зависит от типа, состава и уровня энергетического объекта. В качестве таких объектов могут рассматриваться ФСК ЕЭС, ММСК, МРСК, ТГК и ОГК, предприятия тепловых сетей (ПТС).

Затраты ОАО «ФСК ЕЭС» по передаче электрической энергии включают в себя:

$$Z_{\text{ФСК}} = e Z_{\text{ММСК}} + e Z_{\text{СО ЦДУ}} + e Z_{\text{прис}} + e Z_{\text{общ}} + e Z_{\text{пок}} \quad (8.1)$$

где  $e Z_{\text{ММСК}}$  – затраты по межрегиональным магистральным сетевым компаниям (ММСК), входящим в состав ОАО «ФСК ЕЭС» по передаче электроэнергии с учетом затрат на потери электроэнергии;

$e Z_{\text{СО ЦДУ}}$  – затраты на оплату услуг ОАО «СО ЦДУ»;

$e Z_{\text{прис}}$  – затраты на присоединение к оптовому рынку электроэнергии;

$e Z_{общ}$  – общехозяйственные затраты ОАО «ФСК ЕЭС»;

$e Z_{пок}$  – затраты на покупку электроэнергии у ОГК, ТГК и независимых производителей работающих в текущий момент времени на оптовом рынке электроэнергии;

Следует помнить, что в настоящее время при установлении тарифов на электроэнергию различают затраты на содержание сети в целом и ставку на потери электроэнергии.

Исходя из указанных особенностей затраты ОАО «ФСК ЕЭС» изменяются в зависимости от графика нагрузки и состава и типа электростанций покрывающих указанный график нагрузки оптового рынка.

Себестоимость электроэнергии зависит:

- от природных факторов (наличия гидроресурсов, запасов органического топлива и т.д.);
- режима электропотребления;
- конфигурации сети, ее протяженности, плотности электрических нагрузок;
- структуры генерирующих мощностей;
- оптимизации режимов работы электростанций.

При определении затрат производства для ОГК (ТГК) учитываются они по всем электростанциям, входящим в энергообъединение:

$$Z_{ОГК(ТГК)} = e Z_{ст} + e Z_{общ} \quad (8.2)$$

где  $e Z_{ст}$  – суммарные затраты по электростанциям, входящим в состав энергообъединение;

$e Z_{общ}$  – общехозяйственные затраты.

При составлении сметы затрат по энергетическому предприятию учитываются следующие статьи затрат:

$$Z_c = Z_m + Z_v + Z_{с.м} + Z_{всп} + Z_{усл} + Z_{о.т} + Z_{ЕСН} + A_{о.с} + Z_{пок} + Z_{пр} \quad (8.3)$$

где  $Z_m$  – затраты на топливо для технологических целей;

$Z_v$  – затраты на воду, включая платежи в бюджет за водопользование;

$Z_{с.м}$  – затраты на сырье и материалы, в основном для проведения ремонтных работ;

$Z_{всп}$  – затраты на вспомогательные (смазочные, обтирочные и пр.) материалы;

$Z_{усл}$  – затраты на услуги производственного характера;

$Z_{от}$  – затраты на оплату труда;

$Z_{ЕСН}$  – затраты на выплату единого социального налога;

$A_{о.с}$  – амортизация основных средств;

$Z_{пок}$  – затраты на покупку энергии для производственных и хозяйственных нужд;

$Z_{пр}$  – прочие затраты.

Потребность в средствах на оплату топлива для технологических целей определяется в соответствии с нормативами удельных расходов топлива на производство электрической энергии и теплоты, рассчитываемых на базе нормативных энергетических характеристик энергетического оборудования и планируемого режима его работы, с учетом прогнозируемых цен на топливо и тарифов на перевозки.

Затраты на сырье, основные и вспомогательные материалы рассчитываются исходя из действующих норм и нормативов с учетом прогнозируемых для планируемого периода цен и тарифов на используемые сырье и материалы. Расчет затрат на услуги производственного характера проводится исходя из необходимости выполнения регламентных (ремонтных и др.) работ с учетом прогнозируемых цен и тарифов на оказываемые услуги.

Затраты расходов на оплату труда персонала, занятого в основной деятельности, определяется по отраслевым тарифным соглашениям. Методика расчета средств, направляемых на оплату труда, утверждается Федеральной службой тарифов Российской Федерации (ФСТ России).

Затраты на заработную плату персонала ТЭС могут быть определены исходя из среднего фонда оплаты труда и штатного коэффициента.

Выплата единого социального налога, в том числе отчисления на социальное, обязательное медицинское страхование, в пенсионный фонд и другие отчисления, предусмотренные действующим законодательством Российской Федерации производятся на основе установленных нормативов отчислений от фонда оплаты труда, с учетом нормативных правовых актов, действующих на территории России:

$$Z_{ECH} = e \alpha_i \cdot \text{ЧЗ}_{o.m} \quad (8.4)$$

где  $\alpha_i$  – нормативы отчислений в социальные фонды.

Расчет амортизации основных средств на их полное восстановление (реновацию) производится по нормам амортизационных отчислений, определяемым на основе срока полезного использования, и первоначальной (восстановительной) или остаточной стоимости этих основных средств, в зависимости от выбранного способа начисления амортизации:

$$A_{o.c} = e (\alpha_{ami} / 100) \text{ЧК}_{в(ост)} \quad (8.5)$$

где  $\alpha_{ам}$  – норма амортизационных отчислений по  $i$ -й группе основных средств;

$K_{в(ост)}$  – первоначальная (восстановительная) или остаточная стоимость по  $i$ -й группе основных средств.

В составе *прочих* затрат учитываются следующие составляющие:

$$Z_{np} = Z_{ц} + A_{нв.а} + Z_{ПДВ} + Z_{кр} + Z_{п.к} + Z_{а.п} + Z_{з.т} + Z_{нпр} + Z_{рем} + Z_{др} \quad (8.6)$$

где  $Z_{ц}$  – целевые средства энергоснабжающих организаций, которые формируются в соответствии с нормативами, установленными действующим законодательством;

$A_{нв.а}$  – амортизация по нематериальным активам;

$$A_{нм.а} = e (\alpha_{ami} / 100) \text{ЧК}_{би} \quad (8.7)$$

где  $\alpha_{амі}$  – норма амортизационных отчислений по  $i$ -й группе нематериальных активов;

$K_{би}$  – балансовая стоимость по  $i$ -й группе нематериальных активов;

$Z_{ПДВ}$  – плата за предельно допустимые выбросы (ПДВ) загрязняющих веществ, определяемая в соответствии с действующими экологическими нормативами:

$$Z_{ПДВ} = e M_{ПДВ i} \Pi_i k_{з.с} \quad (8.8)$$

где  $M_{ПДВ i}$  – масса выброса за период в размере, не превышающем предельно допустимое значение по  $i$ -му элементу загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, водные источники или почву;

$\Pi_i$  – норматив платы за выбросы, не превышающие предельно допустимое значение по  $i$ -му элементу;

$k_{з.с}$  – коэффициент экологической ситуации района выброса. Плата за сверхнормативные выбросы покрывается за счет чистой прибыли энергоснабжающих организаций;

$Z_{кр}$  – затраты на оплату процентов за полученный кредит и по бюджетным ссудам в части, относимой в соответствии с действующим законодательством на себестоимость;  $Z_{п.к}$  – затраты на подготовку и переподготовку кадров;

$Z_{ап}$  – абонентная плата за услуги по организации функционирования и развитию АО;

$Z_{п.к}$  – средства на создание сезонных запасов топлива, определяемые на основе проектных показателей по закладке топлива на осенне-зимний период и содержанию государственных резервов;

$Z_{нпр}$  – непроизводственные затраты, в состав которых входят налоги и другие обязательные сборы, оплачиваемые за счет себестоимости;

$Z_{рем}$  – отчисления в ремонтный фонд, в случае его формирования, которые рассчитываются в долях от балансовой стоимости основных средств энергопредприятий, млрд. р./год;

$$Z_{рем} = k_{рем} ЧК_{б} \quad (8.9)$$

где  $k_{рем}$  – коэффициент отчислений в ремонтный фонд. Потребность в финансовых средствах на проведение всех видов ремонта рассчитывается на осно-

ве норм и программ проведения всех видов ремонтных работ и норм расходования материальных и трудовых ресурсов;

$Z_{др}$  – другие прочие затраты, определяемые исходя из действующих нормативных документов и отраслевых особенностей отнесения затрат на себестоимость продукции.

Состав затрат и методика определения отдельных составляющих зависит от типа энергетического объекта.

В любом случае затраты предприятий электрических сетей складываются из затрат по ЛЭП и передающим подстанциям:

$$Z_{РСК} = Z_{ЛЭП} + Z_{пст} \quad (8.10)$$

где  $Z_{ЛЭП}$  – затраты по линиям электропередачи;

$Z_{пст}$  – затраты на подстанциях.

В состав электрических сетей входят ЛЭП различного направления и назначения:

- основные (магистральные) сети, напряжением 220...750 кВ;
- распределительные сети, напряжением 6... 110 кВ.

Функции распределительных сетей сводятся к передаче энергии от опорных подстанций к потребителям. Магистральные межсистемные сети, кроме этого, выполняют межсистемные задачи: повышение надежности, устойчивости и экономичности энергосистемы.

Они учитываются в составе затрат на производство электроэнергии. В затраты на транспорт электроэнергии не включают затраты на содержание повышающих подстанций и распределительных устройств, находящихся на балансе электростанций. Расходы на содержание подстанций потребителей также не подлежат учету в составе себестоимости передачи электроэнергии.

Передача и распределение электроэнергии связаны с частичной потерей ее при транспортировке по ЛЭП и трансформации, поэтому стоимость потерь электроэнергии включается в состав ежегодных издержек.

Таким образом, издержки на передачу и трансформацию электроэнергии состоят из следующих элементов:

$$Z_{PCK} = Z_{экс} + Z_{ном} \quad (8.11)$$

где  $Z_{экс}$  – годовые эксплуатационные затраты;

$Z_{ном}$  – затраты, связанные с потерями электроэнергии при передаче и трансформации.

Амортизационные отчисления имеют высокий удельный вес в составе эксплуатационных затрат и достигают примерно 60 %.

Затраты, связанные с потерями электроэнергии, оцениваются по средней цене потеряннного киловатт-часа  $C_{ном}$  и количеству потерянной электроэнергии  $W_{ном}$ :

$$Z_{ном} = C_{ном} \cdot W_{ном} \quad (8.12)$$

Для более глубокого анализа процесса формирования себестоимости в энергосистемах используют аналитические группировки затрат по следующим признакам:

- по отношению к технологическому процессу – основные и накладные;
- степени экономической однородности – одноэлементные и комплексные;
- особу включения затрат в себестоимость отдельных продуктов комплексного производства – прямые и косвенные;
- ношению к изменению объема производства – условно-постоянные и условно-переменные.

#### ***Деление текущих затрат на условно-постоянные и условно-переменные***

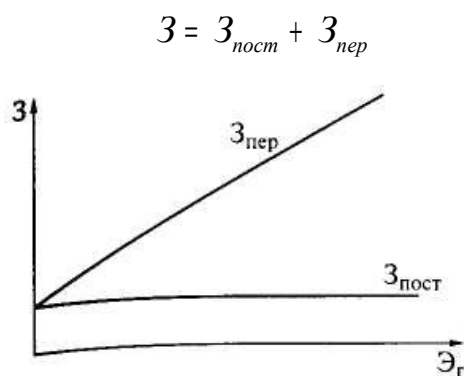
Для анализа себестоимости продукции (тепловой и электрической энергии) широкое применение получило деление текущих затрат на условно-постоянные и условно-переменные (в дальнейшем для краткости – постоянные и переменные).

К **постоянным затратам** относятся все эксплуатационные расходы, которые практически не зависят от количества производимой энергии: амортизационные отчисления, затраты на заработную плату и начисления на нее, ремонтные затраты, прочие текущие расходы. Условно-постоянные затраты могут из-

меняться в зависимости от влияния других факторов (не объема производства), например: от мощности, типа, состава оборудования, вида используемого топлива, района сооружения, технического состояния оборудования, системы налогообложения, взаимоотношений с поставщиками и потребителями, условий кредитования и др. Основу **переменных затрат**, размер которых зависит от объема производства электроэнергии и теплоты, составляют топливные издержки, определяемые расходом топлива, затраченного на их производство. В составе переменных затрат учитываются также издержки на воду и некоторые другие виды материальных затрат.

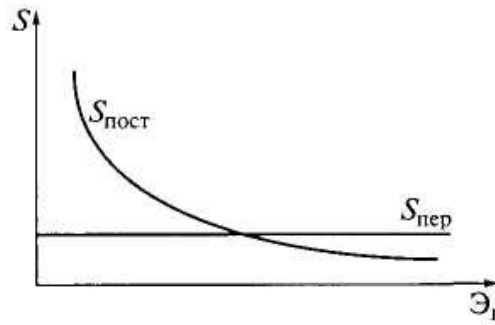
Деление затрат на условно-постоянные и условно-переменные учитывает характерные для энергетики параметры производственной деятельности энергосистемы: степень ее участия в покрытии единого графика электрической нагрузки, степень использования основных средств производства по мощности и времени, затраченное на производство топлива. Такое деление затрат используется также в системе формирования тарифов на электроэнергию, которые должны обеспечить покрытие затрат производства при любых его объемах, что обуславливает введение двухставочных и многоставочных тарифов.

Зависимость постоянных и переменных затрат и себестоимости единицы энергетической продукции от годового объема производства электроэнергии показана на рис. 9 и 10. При увеличении годового объема производства переменные затраты  $Z_{пер}$  растут пропорционально ему, а постоянные  $Z_{пост}$  остаются неизменными. Полные затраты



**Рис. 9.** Зависимость затрат от объема производства электроэнергии





**Рис. 10.** Зависимость себестоимости единицы электроэнергии от объема производства

Себестоимость единицы продукции определяется путем отношения затрат и объема произведенной продукции:

$$S = \frac{W}{Q} = \frac{W_{\text{пост}}}{Q} + S_{\text{пер}} \quad (8.13)$$

где  $S_{\text{пер}}$  – переменная составляющая себестоимости единицы энергии.

Из анализа себестоимости единицы энергии видно, что условно-переменная составляющая является неизменной, а условно-постоянная – обратно пропорциональна объему производимой энергии. Причем с увеличением их доли в себестоимости снижение становится более резко выраженным.

Таким образом, увеличение объема производства приводит к снижению себестоимости и, вследствие этого, к росту прибыли на единицу продукции, повышению рентабельности энергетического производства. Ввиду того, что электростанции работают по единому графику электрической нагрузки, снижение условно-постоянной составляющей себестоимости на одних электростанциях приводит к возрастанию ее на других, разгружаемых электростанциях. Для получения более высокой прибыли в энергосистеме выгодно максимально загружать электростанции с высокой долей условно-постоянных затрат и наиболее низкими топливными издержками.

Выявление возможностей снижения себестоимости продукции положено в основу ее экономического анализа.

Перечислим следующие основные пути снижения себестоимости энергетической продукции:

- оптимизация режимов использования мощности энергетического оборудования на электростанциях и в энергосистемах;

- оптимизация состава работающего и резервного энергооборудования;
- снижение уровня потерь электроэнергии на собственные нужды электростанций и при передаче и трансформации; оптимизация периодичности ремонта и затрат на его проведение.

## ТЕМА 9. УЧЕТ И ОТЧЕТНОСТЬ НА ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЯХ

### *Место учета в системе управления производственно-хозяйственной деятельностью энергопредприятий*

Управление производством предполагает воздействие администрации на ход хозяйственного процесса для увеличения прибыли за счет повышения эффективности производства. Оно сводится к принятию оптимальных решений, организации контроля, оперативного регулирования и оценки полученных результатов. Основой разработки, принятия и реализации управленческих решений является достоверная информация о состоянии управляемого объекта, его окружения, выполнении управляющих команд и выходных обобщающих результатах. Различают конструкторскую, технологическую, экономическую информацию и др. Для энергетического предприятия важна не только внутренняя информация, но и информация системного характера, характеризующая состояние энергосистемы, а также место и роль данного энергопредприятия в обеспечении единого графика электрической нагрузки потребителей. Особенно это относится к оперативной информации.

Энергопредприятие может принимать управленческие решения только в рамках определенного для него энергосистемой объема производства для обеспечения заданных графиков нагрузки и снижения себестоимости электрической и тепловой энергии. Получение максимальной прибыли в качестве целевой функции управления энергетическим производством возможно лишь на уровне энергосистемы. Если энергопредприятие входит в состав энергосистемы, то его целевая функция управления – минимизация себестоимости продукции. Для автономного энергопредприятия целью управления может быть получение максимальной прибыли, завоевание своей доли рынка и т.д.

Экономическая информация является наиболее значимой в принятии управленческих решений. Она подразделяется на следующие виды: плановая, нормативная (нормы, нормативы, тарифные ставки и т.д.), учетная (данные бухгалтерского, статистического и оперативного учета прочая информация (данные аудиторских проверок, ревизий, объяснительных и докладных записок, переписок с другими организациями и т.п.). Контроль и оперативное регулирование осуществляются в основном по данным планов оперативного и бухгалтерского учета.

В комплекс задач управления производственно-хозяйственной деятельностью энергетических предприятий входят:

- оперативный (в натуральном и стоимостном выражении) учет движения материалов на складах;
- оперативный учет движения топлива;
- учет и анализ информации об отключениях оборудования;
- контроль за ходом выполнения ремонта основного оборудования электростанций и предприятий электрических и тепловых сетей;
- расчет годового графика вывода в ремонт основного оборудования по согласованию с диспетчерским управлением;
- расчет плановых и фактических показателей производственно-хозяйственной деятельности;
- анализ технико-экономических показателей;
- составление сводок о выработке и отпуске энергии в целом по электростанции и отдельным агрегатам;
- учет и анализ кадров;
- учет и анализ труда и заработной платы;
- учет основных и оборотных средств предприятия, финансовых вложений и нематериальных активов, а также расчетов с поставщиками и подрядчиками.

### **Виды и краткая характеристика учета**

На энергопредприятиях и в энергосистемах используются оперативно-технический, статистический и бухгалтерский учет. Каждый из них имеет свое предназначение и особенности.

**Оперативно-технический учет** служит для оказания воздействия на производственный процесс в краткосрочный период времени (час, сутки и т.д.). Он обеспечивает непрерывное поступление информации о деятельности предприятия и неразрывно связан с оперативным планированием, а также позволяет анализировать следующие показатели: удельные расходы топлива расход электроэнергии на собственные нужды, выполнение графиков нагрузки энергооборудования, количество произведенной и отпущенной энергетической и других видов продукции. Этот вид учета применяется как на уровне электростанции, так и в энергосистеме. Организация оперативно-технического учета в энергетике связана с широким использованием автоматизированной системы управления (АСУ). Главными достоинствами применения АСУ для анализа производственно-хозяйственной деятельности являются: оперативность, быстрота, точность и объективность выдача информации в готовом виде (таблица, текст, график) возможность накопления большого количества информации для последующего статистического и бухгалтерского учета.

Внедрение АСУ позволяет решить следующие задачи:

- уменьшение трудоемкости сбора и обработки исходных данных
- сокращение дублирования при обработке информации;
- улучшение планирования основного производства и ремонтных работ;
- ограничение и сокращение численности персонала;
- снижение трудовых затрат по сравнению со сбором информации традиционными способами;
- повышение качества и эффективности принимаемых управленческих решений;
- обеспечение информационного объединения отдельных задач управления за счет создания программно-технических комплексов;
- объединение вычислительных возможностей отдельных ЭВМ в единую сеть;

- переход на децентрализованную обработку информации непосредственно в подразделениях энергообъединения.

**Статистический учет** устанавливает закономерности или тенденции изменения во времени технико-экономических показателей, которые отображают результаты деятельности энергосистемы, энергопредприятий и их подразделений. Он позволяет выявить тенденции развития производства, найти «узкие» места и наметить пути совершенствования хозяйствования. Этот вид учета основан на обработке статистической информации, выявлении динамики изменения показателей и позволяет на основе количественных данных получить качественные характеристики. Для использования материалов статистического учета необходимо получение средних величин, для чего следует:

- произвести группировку исходных данных по характерным признакам;
- обеспечить качественную однородность показателей (по сезону и т.д.);
- выявить наибольшее и наименьшее значения показателя в рассматриваемом периоде;
- выбрать вид средней величины.

При проведении статистического учета используются различные виды средних величин, что зависит от типа задачи. При наличии прямо пропорциональной линейной зависимости между показателями (например, цена на топливо и издержки производства, тариф на электроэнергию и прибыль, переменные издержки и объем производимой энергии и т.д.) используется среднеарифметическая величина.

Если зависимость обратно пропорциональная (например, условно-переменная составляющая себестоимости и объем произведенной продукции, удельная численность персонала и общая мощность энергопредприятия и т.д.), то можно применять среднегармоническую величину. При определении среднего темпа роста (отношение показателя последующего периода к предыдущему) применяются среднегеометрические величины.

*Таблица 13*

Определение базисных и цепных индексов для цены природного газа

Год	Цена на природный газ	Индексы	
		базисные	цепные
0	$\text{Ц}_0$	1	1
1	$\text{Ц}_1$	$\text{Ц}_1/\text{Ц}_0$	$\text{Ц}_1/\text{Ц}_0$
2	$\text{Ц}_2$	$\text{Ц}_2/\text{Ц}_0$	$\text{Ц}_2/\text{Ц}_1$
3	$\text{Ц}_3$	$\text{Ц}_3/\text{Ц}_0$	$\text{Ц}_3/\text{Ц}_2$

В статистическом учете используют также экономические индексы, которые бывают индивидуальными и общими. Под **индивидуальным индексом** понимают изменение конкретного показателя во времени (например, индекс инфляции по цене топлива, уровню оплаты труда и т.д.). **Общий индекс** характеризует средневзвешенное изменение совокупности показателей во времени (например, общий индекс инфляции за определенный период). По выбору базы для определения индекса их подразделяют на базисные и цепные. **Базисные индексы** отображают значение показателей различных периодов по отношению к показателю одного базового периода. **Цепные индексы** – это отношение двух соседних показателей (последующего к предыдущему).

Динамика цен на природный газ и формулы расчета индивидуальных базисных и цепных индексов представлены в общем виде (табл. 8.1).

Предположим, что требуется определить общий индекс инфляции потока платежей, если известны индексы по отдельным показателям, входящим в его состав (табл. 8.2). Тогда общий индекс инфляции определяется по следующей формуле:

$$I_{об} = \frac{V_{12} \text{Ч}_{i_{v_{12}}} - K_{12} \text{Ч}_{i_{k_{p2}}} - i_{12} \text{Ч}_{12}}{V_1 \text{Ч}_{i_{v_1}} - K_1 \text{Ч}_{i_{k_{p1}}} - i_1 \text{Ч}_1} \quad (9.1)$$

Бухгалтерский учет отображает хозяйственные процессы, движение средств предприятия и хозяйственные операции с материальными и денежными ресурсами. Он ведется методом двойной записи, основан на строгом документировании всех хозяйственных операций и оперирует с фактической информацией.

Таблица 14

Определение общего индекса инфляции потока платежей

Год	Показатели	Обозначение показателя	Индивидуальной цепной индекс ин-
-----	------------	------------------------	----------------------------------

			фляции
1	Капиталовложения	$K_1$	$I_{K1}$
	Затраты	$Z_1$	$I_{Z1}$
	Объем реализованной продукции	$V_1$	$I_{V1}$
2	Капиталовложения	$K_{12}$	$I_{K12}$
	Затраты	$Z_{12}$	$I_{Z12}$
	Объем реализованной продукции	$V_{12}$	$I_{V12}$

Бухгалтерия предприятия ведет учет всех средств в денежном выражении, а основных средств и материальных ценностей, как в денежной, так и в натуральной форме. Для ежедневного отображения хозяйственных операций ведется текущий бухгалтерский учет. Ежемесячно и поквартально составляется периодическая бухгалтерская отчетность.

По итогам года составляется годовой бухгалтерский отчет. Отчетность отражает основные результаты финансово-хозяйственной деятельности и состояние хозяйственных процессов в бухгалтерском балансе, отчете о финансовых результатах, отчете о движении денежных средств предприятия и другой установленной отчетности.

Бухгалтерская служба должна выполнять следующие основные функции:

- обеспечение контроля за наличием и движением имущества, использованием материальных, трудовых и финансовых ресурсов;
- своевременное предупреждение негативных явлений в хозяйственной и финансовой деятельности, выявление и мобилизация внутрихозяйственных резервов;
- формирование полной и достоверной информации о хозяйственных процессах и результатах деятельности предприятия, необходимой для оперативного руководства и управления.

### ***Бухгалтерский учет на энергопредприятиях***

Особенности энергетической отрасли проявляются и в организации работы бухгалтерии. Функции, взаимосвязь бухгалтерий разных уровней и их задачи определяются условиями формирования собственных средств энергопредприятий (уставного капитала, основного финансового результата деятельности — прибыли).

Бухгалтерия крупного АО, являющегося энергопредприятием, занимается широким кругом вопросов, основными из которых являются во-первых, составление:

- отчетности как предприятия налогоплательщика;
- консолидационной бухгалтерской отчетности, включающей в себя результаты производственно-хозяйственной деятельности всех его структурных подразделений;

- консолидационной отчетности с включением всех дочерних и зависимых АО;

во-вторых, учет:

- финансовых результатов и их использования;
- расчетов с акционерами;
- коммерческой деятельности на рынке ценных бумаг;
- доходов от участия в деятельности других предприятий (дочерних и зависимых обществ) и от вкладов в совместное строительство объектов энергетики;

- основных средств и их амортизации, учет незавершенного строительства, затрат на производство, расчеты по оплате труда персонала, производственных расходов и учет управленческих расходов АО;

- взаимоотношений с бюджетом;
- начисления и уплаты налогов с распределением по территориям;

в-третьих:

- формирование учетной политики;
- участие в разработке финансовых планов;
- разработке методологии учета и отчетности;
- контроль за выполнением графика документооборота и сроков представления отчетности его подразделениями;

- анализ производственно-хозяйственной деятельности;

- расчетов с потребителями;

- контроль за выполнением графика документооборота и сроков представления отчетности подразделениями;



- анализ производственно-хозяйственной деятельности.

Исходя из особенностей энергетической отрасли, бухгалтерии электростанций ведут учет: всех видов материальных затрат (например, на запасы, производство энергетической и других видов продукции); основных средств, нематериальных активов и финансовых вложений; денежных средств энергопредприятий; расчетов с поставщиками и подрядчиками; оплаты труда. По данным бухгалтерского учета рассчитывается фактическая себестоимость отпущенной энергетической продукции. Если электростанция производит и реализует побочную и сопутствующую продукцию, то бухгалтерия определяет прибыль от ее реализации и рассчитывает налоги по этим видам продукции.

Бухгалтерская служба на энергопредприятиях подчиняется непосредственно руководителю (директору, президенту), являясь самостоятельной структурной единицей. Руководит всей бухгалтерской службой главный бухгалтер, который является организатором учета и контроля на предприятии и несет ответственность за соблюдение методологических основ ведения бухгалтерского учета. Он подчиняется только руководителю предприятия. Ответственность за организацию бухгалтерского учета несет руководитель предприятия.

Бухгалтерия на энергопредприятиях подразделяется на структурные группы, каждая из которых выполняет свою функцию. Различают предметное и функциональное разделение учетного труда.

**Предметное** (линейное, оперативное) **разделение труда** предполагает, что группа работников (или один работник) ведет учет какого-либо цикла от начала до конца. Например, учет затрат основного производства (электроэнергии, теплоты) ведет группа дни отдел учета затрат на производство, учет затрат вспомогательного производства (по ремонтному цеху) – группа или отдел учета вспомогательных производств и т.д. При **функциональном разделении труда** каждый работник или группа выполняет какие-либо однородные операции (функции). Например, при учете оплаты труда один работник принимает и проверяет первичные документы, другой исчисляет по ним размер заработной платы и начислений на нее, третий составляет учетные регистры. Наиболее часто практикуется смешанное разделение труда, которое совмещает преимущества

функционального и предметного. На структуру бухгалтерского аппарата влияет также численность работников, объем учетно-отчетных и контрольных работ, их значимость, сложность и содержание.

В бухгалтерии АО могут создаваться специализированные подразделения по капитальному строительству. Бухгалтерия электростанций, РСК и других организаций может включать в себя и функции финансового отдела. В этом случае в ее состав входит финансовая группа. В настоящее время наиболее распространена централизованная форма организации учета, при которой все учетные работы сосредоточены в единой бухгалтерии, что позволяет эффективно использовать средства вычислительной техники (ВТ), усилить контроль и расширить возможности экономического анализа.

### ***Особенности анализа хозяйственной деятельности энергопредприятия***

В условиях перехода экономики страны на рыночные отношения возросла роль итоговых показателей производственно-хозяйственной деятельности (ППХД) энергетических объединений и их подразделений. Эти показатели можно разделить на следующие группы:

1. Производственные – выработка и полезный отпуск электро и теплоэнергии, перетоки электроэнергии, расход энергии на собственные нужды и передачу ее по сетям и т. п.

2. Расхода материалов – топлива, вспомогательных материалов, запасных частей для ремонта.

3. Экономические – объем реализованной продукции, себестоимость энергии, уровень оплаты труда, прибыль, налоги, направления использования прибыли (в бюджет, фонды накопления потребления, на выплату дивидендов).

4. Экологические – объемы твердых, жидких и газообразных выбросов в окружающую среду, плата за них.

5. Оценочные – коэффициент эффективности использования рабочей мощности для энергообъединения и рабочая мощность для электростанций.

Перечисленные показатели находятся в тесной взаимосвязи друг с другом. На основе показателей группы 1 образуется система балансовых уравне-

ний, которая включает покупную электроэнергию, экспорт электроэнергии, потери электроэнергии в электрической сети, расход электроэнергии на собственные нужды для электростанций, входящих в ОГК или ТГК и т. д. Аналогичные уравнения баланса составляются по тепловой энергии для ОГК, ТГК и предприятия тепловых электрических сетей.

Показатели группы II – расходы материальных ресурсов – в значительной степени зависят от производственной программ энергопредприятий. Так, расход топлива на тепловой электростанции определяется режимными характеристиками основного оборудования: суммарной выработкой электроэнергии, выработкой электроэнергии по теплофикационному циклу, отпуском теплоты из отборов турбин и пиковых водогрейных котлов или из редуционно-охлаждающих установок (РОУ). На расход запасных частей для ремонта влияет, прежде всего, техническое состояние оборудования и длительность его эксплуатации.

Показатели группы III базируются на первых двух с добавлением стоимостных характеристик: цен, тарифов, экономических норм и нормативов. Объем реализованной продукции определяется по следующей формуле:

$$V_p = e \frac{W}{\text{руб}} + eQ \frac{M_j}{\text{руб}} + V_{np} \quad (9.2)$$

где  $W$  – потребление электроэнергии и ее оплата  $i$ -й группой потребителей;

$C_{ei}$  – цена на электроэнергию по  $i$ -й группе потребителей;

$Q_j$  – потребление теплоэнергии и ее оплата  $j$ -й группой потребителей;

$C_{mj}$  – цена на теплоэнергию по  $j$ -й группе потребителей;

$V_{np}$  – объем прочей реализованной продукции по энергообъединению.

Показатели группы IV связаны с производственными показателями через объемы загрязняющих веществ и потребляемых природных ресурсов, а с экономическими показателями – путем определения платы за выбросы на основе существующих стоимостных нормативов. Эти показатели оказывают влияние на себестоимость (при выбросах в пределах допустимого годового уровня) или на величину чистой прибыли при превышении указанного норматива.

Группа V оценочных показателей используется для расчетов между энергообъединением и генерирующими энергопредприятиями. Эти показатели используются для формирования фондов потребления и являются основными при премировании инженерно-технических работников.

Повышение уровня организации анализа ППХД связано с внедрением ЭВМ и созданием соответствующих АСУ энергообъединения. Это создает предпосылки для перехода к анализу с использованием экономико-математических методов и моделей. Анализ Производственно-хозяйственной деятельности является одной из Важнейших функций работников управления энергопредприятием. Он заключается в получении достоверной информации о возможных перспективах и состоянии дел на энергетическом предприятии или в энергообъединении. Его целью является выработка оптимальных управленческих решений на основе реализации следующих задач:

- оценка выполнения планов;
- корректировка планов при изменении условий производства и рыночной ситуации;
- поиск резервов увеличения объемов реализованной продукции, прибыли, снижения затрат;
- улучшение организации энергетического производства и управления;
- учет влияния социально-экономических и экологических факторов.

Анализ ППХД включает в себя следующие этапы:

- 1) сбор и первоначальная обработка исходной информации, формирование представительной выборки динамического ряда;
- 2) выявление и анализ структуры изучаемого показателя;
- 3) анализ полученного динамического ряда;
- 4) построение математических моделей;
- 5) оценка перспектив изменения показателя под воздействием влияющих внутренних и внешних факторов;
- 6) разработка выводов и рекомендаций.

Метод цепных подстановок является одним из наиболее распространенных методов экономического анализа. Суть метода заключается в последова-

тельной замене плановых показателей фактическими или показателей предшествующего периода показателями текущего периода. При таком подходе определяется влияние одного из факторов на исследуемый итоговый показатель при фиксированных значениях остальных факторов. По результатам анализа оцениваются наиболее существенные факторы.

Для энергетического предприятия, прежде всего, анализируется себестоимость энергетической продукции. Задачами анализа себестоимости является: установление причин отклонения фактической себестоимости от плановой, выявление возможностей снижения себестоимости, оценка выполнения плана в целом и по отдельным составляющим. Отклонения уровня фактической себестоимости вызваны количественными и ценностными факторами.

К **количественным факторам** относятся: колебания объемов отпущенной электро- и теплоэнергии с шин и коллекторов ТЭС, связанные с изменением диспетчерского графика нагрузки и расходом энергии на собственные нужды электростанции; колебания объемов покупной энергии; соотношение удельных расходов топлива на отпуск энергии.

**Ценностные факторы** влияют на уровень условно-постоянных или условно-переменных расходов и их соотношение. Рассматриваются следующие ценностные факторы: колебания цен на потребляемое топливо и покупную энергию; отклонения фактических условно-постоянных затрат от плановых значений.

Для установления истинных причин изменений себестоимости энергии необходимо провести анализ по всем факторам в следующей последовательности.

1. Анализ выполнения плана по полной себестоимости:

$$\Delta Z_{\Sigma} = (Z^{\phi} - Z^n) \cdot W_{пол}^{\phi} \quad (9.3)$$

где  $Z^{\phi}$ ,  $Z^n$  – фактические и плановые затраты производства электроэнергии соответственно;

$W_{пол}^{\phi}$  – фактический полезный отпуск электроэнергии потребителям.

Затем проводится пофакторный анализ себестоимости для выявления причин суммарной экономии (перерасхода).

2. Изучение влияния факторов на топливную составляющую себестоимости:

$$\Delta Z_{\Sigma} = (b_{\Sigma}^{\phi} \cdot \Psi_{\Sigma}^{\phi} - b_{\Sigma}^n \cdot \Psi_{\Sigma}^n) \cdot W_{\text{пол}}^{\phi} \quad (9.4)$$

где  $b_{\Sigma}^{\phi}$ ,  $b_{\Sigma}^n$  – фактический и плановый удельные расходы топлива соответственно;

$\Psi_{\Sigma}^{\phi}$ ,  $\Psi_{\Sigma}^n$  – фактическая и плановая цена топлива для производства энергии соответственно;

а) удельных расходов топлива:

$$\Delta Z_m^{b\phi} = (b_m^{\phi} \cdot \Psi_m^{\phi} - b_m^n \cdot \Psi_m^n) \cdot W_{\text{пол}}^{\phi} \quad (9.5)$$

б) цены топлива:

$$\Delta Z_m^u = b_m^{\phi} \cdot \Psi_m^{\phi} (\Psi_m^{\phi} - \Psi_m^n) \cdot W_{\text{пол}}^{\phi} \quad (9.6)$$

3. Учет потерь энергии в сетях:

$$W_{\text{пол}}^c = W_c^{\phi} \cdot \Psi_c (k_{\Sigma}^{\phi} - k_{\Sigma}^n) / 100 \quad (9.7)$$

где  $W_c^{\phi}$  – фактический отпуск электроэнергии в сеть;

$k_{\Sigma}^{\phi}$ ,  $k_{\Sigma}^n$  – фактический и плановый коэффициенты потерь электроэнергии в сетях, %.

4. Изучение влияния факторов на стоимость покупной энергии:

$$\Delta Z_{\text{пок}} = \Delta Z_{\Sigma, \text{пок}}^{\phi} - \Delta Z_{\Sigma, \text{пок}}^n \quad (9.8)$$

а) цены покупной энергии:

$$\Delta Z_{\Sigma, \text{пок}}^{\phi} = (\Psi_{\Sigma, \text{пок}}^{\phi} - \Psi_{\Sigma, \text{пок}}^n) \cdot W_{\Sigma, \text{пок}}^{\phi} \quad (9.9)$$

где  $\Psi_{\Sigma, \text{пок}}^{\phi}$ ,  $\Psi_{\Sigma, \text{пок}}^n$  – фактическая и плановая цена покупной энергии соответственно;

$W_{\Sigma, \text{пок}}^{\phi}$  – фактическое количество покупной энергии;

б) количества покупной энергии. Эта составляющая включает<sup>в</sup> себя изменение себестоимости за счет отклонения полезного Отпуска и изменения соответственно количества покупной энергии:

$$\Delta Z_{\text{э.пок}}^{\text{ф}} = (Z_{\text{э.пок}}^{\text{ф}} - Z_{\text{э.пок}}^{\text{п}}) \psi (1 - k_{\text{э}}^{\text{п}} / 100) \chi Z^{\text{п}} + (Z_{\text{э.пок}}^{\text{ф}} - Z_{\text{э.пок}}^{\text{п}}) \chi \Pi_{\text{э.пок}}^{\text{п}} \quad (9.10)$$

где  $Z_{\text{э.пок}}^{\text{п}}$  – плановое количество покупной электроэнергии.

5. Анализ влияния на себестоимость энергообъединения выполнения плана на тепловых электростанциях, входящих в его состав:

$$\Delta Z_{\text{ТЭС}} = \Delta Z_{\text{ТЭС}}^{\text{ф}} - \Delta Z_{\text{ТЭС}}^{\text{п}} \quad (9.11)$$

а) дополнительного отпуска (недоотпуска) электроэнергии по плановой цене:

$$\Delta Z_{\text{ТЭС}}^{\text{ф}} = (W_{\text{ТЭС}}^{\text{ф}} - W_{\text{ТЭС}}^{\text{п}}) \psi (1 - k_{\text{э}}^{\text{п}} / 100) \chi Z^{\text{п}} \quad (9.12)$$

б) стоимости сэкономленного (неизрасходованного) топлива по плановой цене:

$$\Delta Z_{\text{ТЭС}}^{\text{п}} = (W_{\text{ТЭС}}^{\text{ф}} - W_{\text{ТЭС}}^{\text{п}}) \chi b_{\text{э}}^{\text{п}} \chi \Pi_{\text{э}}^{\text{п}} \quad (9.13)$$

6. Оценка влияния на себестоимость энергообъединения выполнения плана на гидроэлектростанциях, входящих в его состав:

$$\Delta Z_{\text{ГЭС}} = (W_{\text{ГЭС}}^{\text{ф}} - W_{\text{ГЭС}}^{\text{п}}) \psi (1 - k_{\text{э}}^{\text{п}} / 100) \chi Z^{\text{п}} \quad (9.14)$$

7. Учет изменения условно-постоянной составляющей себестоимости:

$$\Delta Z_{\text{у.пост}} = \Delta Z_{\text{у.пост}}^{\text{ф}} - \Delta Z_{\text{у.пост}}^{\text{п}} \quad (9.15)$$

где  $\Delta Z_{\text{у.пост}}^{\text{ф}}$ ,  $\Delta Z_{\text{у.пост}}^{\text{п}}$  – фактическая и плановая составляющие условно-постоянных затрат на производство электроэнергии.

Анализ себестоимости тепловой энергии проводят аналогично.

Затем анализируют влияние факторов на объем отпущенной энергии, реализованную и товарную продукцию, а также прибыль энергетического объединения. Товарная продукция включает в себя наряду с произведенной энергией предприятиями энергообъединения и покупную энергию, поэтому для дефицитных энергосистем товарная продукция может превышать валовую, отсбражающую непосредственное производство энергообъединения. Абонентская задолженность входит в состав реализованной продукции.

Анализ может быть построен по следующей схеме. Методом цепных подстановок определяют приращения реализованной продукции в результате

изменения количества отпущенной энергии, тарифа, остатков абонентской задолженности.

Изменение объема реализации за счет количественных показателей объема полезно отпущенной электроэнергии определяете по следующей формуле:

$$\Delta V_{пол}^э = (W_{пол}^ф - W_{пол}^n) \cdot C_{cp}^n \quad (9.16)$$

где  $W_{пол}^ф, W_{пол}^n$  – количество полезного отпуска электроэнергии в натуральном выражении соответственно фактического и планового;

$C_{cp}^n$  – средний плановый тариф (цена) на электрическую энергию.

Изменение тарифа анализируется по формуле:

$$\Delta V_{рсп}^э = (C_{cp}^ф - C_{cp}^n) \cdot W_{пол}^ф \quad (9.17)$$

где  $C_{cp}^ф$  – фактический и плановый остаток абонентской задолженности соответственно

Степень влияния на реализованную продукцию изменения остатков абонентской задолженности по электроэнергии определяется по соотношению

$$\Delta V_{рсп}^э = A_3^ф - A_3^n \quad (9.18)$$

где  $A_3^ф, A_3^n$  – соответственно фактическое и плановое значения абонентской задолженности.

Влияние отдельных факторов на размер балансовой прибыли можно проанализировать следующим образом.

Изменение балансовой прибыли от реализации электрической энергии за счет изменения полезного отпуска электроэнергии:

$$\Delta П_{б}^э = (W_{пол}^ф - W_{пол}^n) \cdot (C_{cp}^n - S_3^n) \quad (9.19)$$

Влияние на прибыль изменения среднего тарифа определяется по следующей формуле:

$$\Delta П_{б}^э = W_{пол}^ф \cdot (C_{cp}^ф - C_{cp}^n) \quad (9.20)$$

Влияние отклонений себестоимости на прибыль можно охарактеризовать по выражению



$$\Delta \Pi_{\phi}^{S\phi} = W_{\text{пол}}^{\phi} \psi (S_{\phi}^n - S_{\phi}) \quad (9.21)$$

где  $S_{\phi}^{\phi}$ ,  $S_{\phi}^n$  – соответственно фактическое и плановое значения себестоимости единицы электроэнергии.

Проведение анализа и по этому показателю для тепловой энергии аналогично. Анализ по прибыли может включать в себя ее распределение по направлениям использования: в бюджет, фонды потребления, фонды накопления, страховые и резервные фонды, на выплату дивидендов и т.д.

## ТЕМА 10. ТОВАР «ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЭНЕРГИЯ» И ЕГО ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ. ПОВЕДЕНИЕ ПОТРЕБИТЕЛЯ И СПРОС НА ТОВАР ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЭНЕРГИЯ

### *Общие сведения о товаре «электрическая энергия»*

Общеизвестно, что с точки зрения конечного применения выделяют потребительские товары и товары производственно-технического назначения.

Потребительские товары – товары, купленные для личного (семейного) потребления .

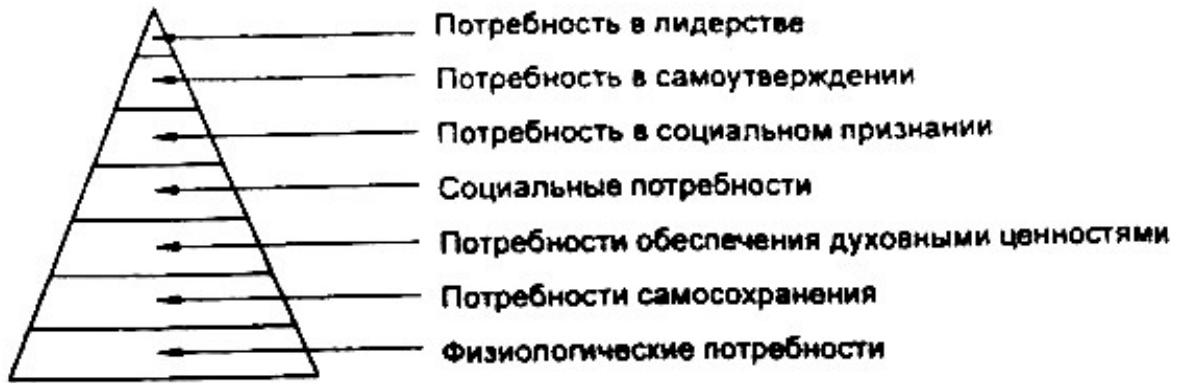
Товары производственно-технического назначения – товары, приобретенные частными лицами или организациями для их дальнейшей переработки или применения в бизнесе.

Исходя из вышесказанного, электрическую энергию можно считать и потребительским товаром, и товаром производственно-технического назначения, так как электрическая энергия используется и в быту (обогрев, свет и т. д.), и на производстве (почти вся техника на промышленных предприятиях работает, используя электрическую энергию).

### **Потребность в товаре «электрическая энергия»**

Спрос на продукцию формируется человеческими потребностями. Согласно классификации Авраама Маслоу, существует иерархия человеческих потребностей в соответствии с приоритетами (см. рис. 12).

Однако потребность человека в самореализации не может быть удовлетворена, даже если другие потребности удовлетворены полностью, так как уровень самореализации определяется величиной духовных потребностей человека.



*Рис.12.* Иерархия человеческих потребностей по классификации А. Маслоу

Иерархия потребностей определяет степень готовности потребителей платить деньги за удовлетворение своих желаний.

Потребители стремятся вначале удовлетворить свои I физиологические потребности (тепло, свет, приготовле-} ние пищи и т. д.) и потребности самосохранения (холодильники для хранения пищи, охранная сигнализация).

Когда же у потребителя появляется дополнительная финансовая возможность, он покупает многофункциональную технику: кухонные агрегаты, автоматизированные стиральные машины, телевизоры, компьютеры и т. д. Эта техника позволяет изменить качество жизни потребителей и освободить время для развития духовных потребностей.

Потребность людей в электрической энергии в каждый момент времени имеет свой предел, причем этот предел с течением времени меняется. В периоды экономического подъема и по мере роста благосостояния он увеличивается.

Спрос как платежеспособная потребность не безграничен, и для бытовых потребителей он зависит от разме-: ров доходов и цены (тарифа) на электрическую энергию. Для промышленных потребителей электрической энергии спрос прямо зависит от величины тарифа на электрическую энергию, от энергоемкости производства, от стоимости оборудования, работающего на электричестве.

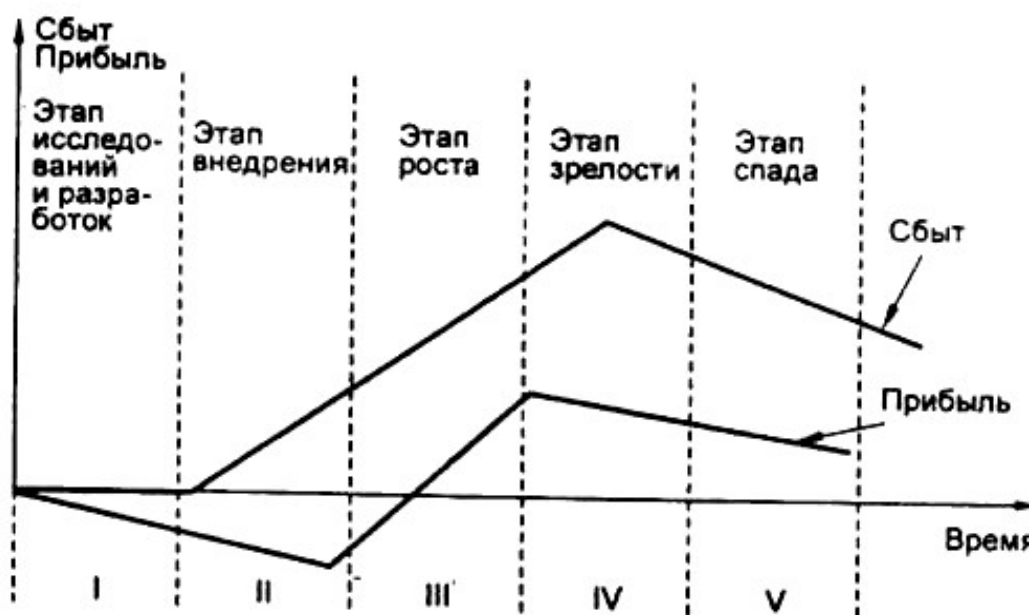
### **Жизненный цикл товара «электрическая энергия»**

Каждый товар живет на рынке определенное время. Рано или поздно он вытесняется другим более совершенным товаром. В связи с этим вводится понятие – жизненный цикл товара.

Жизненный цикл товара – это время с момента первоначального появления товара на рынке до прекращения спроса на него. Жизненный цикл описывается изменением показателей объема продаж и прибыли по времени и состоит из следующих этапов: НИР, ОКР, начала продаж, внедрения на рынок, роста, зрелости и спада (рис. 12).

Первый этап – исследование и разработка. На этой стадии с помощью маркетинга изучается потребность потребителя в данном товаре, определяется рынок, где можно продать товар. Воплощение идеи в продукт происходит на стадии научно-исследовательских разработок (НИР) и опытно-конструкторских разработок (ОКР).

Второй этап – стадия внедрения может быть убыточной из-за больших начальных затрат на маркетинг и неосвоенности производства.



*Рис. 12.* Жизненный цикл товара

Чем короче жизненный цикл товара, тем легче производителю. Это следует из того, что согласно закону убывающей отдачи происходит спад производства. Пока увеличивается производство электрической энергии, стоимость ее растет. Соответственно растет и прибыль производителя данного товара (Ш

этап). На IV этапе зрелости оборудование электростанций и передающие электрические сети загружены полностью. Стоимость электрической энергии уменьшается. Эта стадия характеризуется оптимальным объемом производства. Прибыль производителя на этом этапе уменьшается. Цена товара также уменьшается. Жизненный цикл товара переходит на V этап – спада. Происходит по закону убывающей отдачи износ основного капитала на электростанциях и сетях, удорожается обслуживание стареющего оборудования, увеличивается цена топлива. Прибыль энергоснабжающей организации убывает.

При росте и зрелости увеличение продаж обусловлено признанием покупателей.

Спад обусловлен тем, что товар приобретен большинством потенциальных потребителей и усилилась конкуренция.

Жизненный цикл товара «электрическая энергия» находится в настоящее время на этапе зрелости, так как в силу известных всем причин ему нет пока никакой замены. На этапе роста этот товар находился в период завоевания рынка, когда он еще не был так широко известен.

В то же время в некоторых развивающихся странах жизненный цикл товара «электрическая энергия» все еще находится на этапах внедрения на рынок и роста.

Важно учитывать, что на разных стадиях жизненного цикла применяется разная маркетинговая стратегия.

Задача маркетинга – ускорить реализацию товара, дать потребителю разнообразную информацию о полезных свойствах, преимуществах и пользе нового товара для потребителей (здесь нужна реклама). С помощью маркетинга выбираются каналы сбыта, момент выхода на рынок нового товара, учитываются ответные действия конкурентов.

Ситуация на рынке, определяемая в первую очередь соотношением спроса, предложения и ценами, называется конъюнктурой рынка.

**Предложение** – товарная масса, предназначенная для продажи.

**Цена** – денежное выражение стоимости товара.

**Особенности товара «электрическая энергия»**

Электрическая энергия (мощность) является продукцией энергетического производства. Этот товар не имеет зримой формы (веса, объема и т. д.)- Выработанная мощность четко определяется характером изменения режимов потребления. Невозможно производить электрической мощности больше, чем требуется в данный момент с учетом потерь в сетях, так как фаза потребления совпадает с фазой производства.

Электрическую энергию нельзя отправить на склад и лишь в небольших количествах ее можно аккумулировать в аккумуляторных батареях и комплектных конденсаторных установках. Производство и транспорт электрической энергии нельзя разъединить друг от друга. Этот продукт не может быть незавершенным в производстве.

Качество электрической энергии зависит не только от производителя, но и от потребителя, что обусловлено рядом факторов.

### **Требования потребителей к качеству электроснабжения**

Электрическую энергию потребитель приобретает ради благ, которые с ее помощью можно получить (тепло, свет, работающая техника и т. д.).

Кроме цены товара, покупателя интересуют также расходы при его эксплуатации. Эти расходы зависят от качества электроснабжения.

С точки зрения потребителя качество электроснабжения определяется двумя факторами – надежностью электроснабжения и качеством электрической энергии.

Требования потребителей к надежности электроснабжения определяются последствиями перерывов питания, т. е. категорией электроприемников. Все электроприемники делятся на три категории.

Электроприемники I категории – электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение дорогостоящего основного оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства.

Из состава электроприемников I категории выделяется особая группа электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего основного оборудования.

Электроприемники II категории – электроприемники, перерыв в электроснабжении которых приводит к массовому невыпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей.

Электроприемники III категории – все остальные электроприемники, не подходящие под определение I и II категорий.

Электроприемники I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

Для электроснабжения особой группы электроприемников I категории должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого взаимно резервирующего источника питания.

В качестве третьего независимого источника питания для особой группы электроприемников и в качестве второго независимого источника питания для остальных электроприемников I категории могут быть использованы местные электростанции, электростанции энергосистем; (в частности, шины генераторного напряжения), специальные агрегаты бесперебойного питания, аккумуляторные батареи и т. п. Если резервированием электроснабжения нельзя обеспечить необходимой непрерывности технологического процесса или если резервирование электроснабжения экономически нецелесообразно, должно быть осуществлено технологическое резервирование, например, путем установки взаимно резервирующих технологических агрегатов, специальных устройств безаварийного останова технологического процесса, действующих при нарушении электроснабжения.

Электроснабжение электроприемников I категории с особо сложным непрерывным технологическим процессом, требующим длительного времени на восстановление рабочего режима, при наличии технико-экономических обоснований рекомендуется осуществлять от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, к которым предъявляются дополнительные требования, определяемые особенностями технологического процесса.

Электроприемники II категории рекомендует печивать электроэнергией от двух независимых взаиморезервирующих источников питания.

Для электроприемников II категории при нарушении электроснабжения от одного из источников питания допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

Для электроприемников III категории электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают одних суток.

Как уже отмечалось, качество электроэнергии определяется ГОСТ 13109-97 [12].

*Таблица 14*

Фрагмент ГОСТа 1310&-97

Свойства электрической энергии	Показатель	Наиболее вероятные виновники ухудшения
Отклонение напряжения	Установившееся отклонение напряжения	Энергоснабжающая организация
Колебания напряжения	Размах изменения напряжения Доза фликера	Потребитель с переменной нагрузкой
Несинусоидальность напряжения	Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения Коэффициент л-ой гармонической составляющей напряжения	Потребитель с нелинейной нагрузкой
Несимметрия трехфазной системы напряжений	Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности	Потребитель с несимметричной нагрузкой
Отклонение частоты	Отклонение частоты	Энергоснабжающая организация
Провал напряжения	Длительность провала напряжения	Энергоснабжающая организация

		ганизация
Импульс напряжения	Импульсное напряжение	Энергоснабжающая организация
Временное перенапряжение	Коэффициент временного перенапряжения	Энергоснабжающая организация

В таблице 14 перечислены свойства электрической энергии, показатели ее качества и наиболее вероятные виновники его ухудшения.

Качество электроэнергии непосредственно связано с экономичностью производства, поскольку отклонения показателей качества от номинальных приводит к снижению КПД, коэффициента мощности, производительности, срока службы и других показателей потребителей энергии. Другим отражением качества электроэнер. они является влияние на качество выпускаемой промышленным предприятием продукции. Соответственно появляются и социальные проблемы: высшие колебания вред, но действуют на людей и приводят к профессиональным заболеваниям (эргономичность качества продукта «электрическая энергия»).



**Рис. 13.** Продукт и его окружение

На рисунке 14 изображены продукт (его основные свойства – эксплуатационные технические характеристики, определяющие основные предназначения продукта и его окружение (то, что делает продукт привлекательным для потребителя).

На разработку и производство продукта с определенными свойствами расходуется 80% выделенных ресурсов, а 20% расходуется на создание окружения (дизайна, цены и т. д.).



Выбор же потребителя на 80% предопределяется окружением продукта и лишь на 20% – его основными характеристиками.

Основные свойства продукта электрической энергии - это показатели качества электрической энергии, которые должны соответствовать ГОСТ 13109-97.

Если на показатель отклонения частоты потребитель влиять не может, то на остальные показатели качества электрической энергии потребители осуществляют влияние.

Для того чтобы сохранить качество электрической энергии в нормированных ГОСТ 13109-97 пределах, в системах энергоснабжения применяются следующие меры:

- компенсация реактивной мощности
- регулирование напряжения;
- разделение нагрузок с разными характеристиками графиков нагрузок (технически это выполняется за счет присоединения к разным секциям шин, трансформаторов или обмоток сдвоенного реактора). Для сохранения нормированного качества электрической энергии в системах электроснабжения применяются фильтры высших гармоник, симметрирующие устройства, компенсация реактивной мощности.

Контролируются показатели качества электрической энергии измерительным оборудованием, прошедшим Госповерку и включенным в Госреестр.

Для этих целей в настоящее время используются специальные приборы контроля.

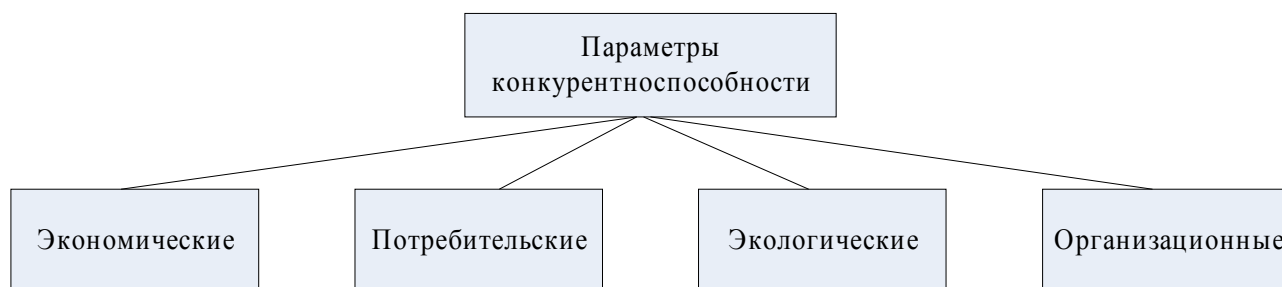
Окружение продукта «электрическая энергия» – это:

- цена (тариф) на электрическую энергию;
- удобство приобретения, подвод электрической энергии по электрическим сетям до места использования потребительского блага (квартир, дачных домиков и т. д.);
- надежность поставки электрической энергии (мощности);
- послепродажный сервис (работники энергослужб могут сами снимать показания со счетчиков электрической энергии, обслуживание входных

устройств–потребителей).

### **Конкуренентоспособность электрической энергии на рынке**

На рынке можно продать только конкурентоспособный товар. Конкуренентный рынок – это рынок, на котором выполняются условия совершенной конкуренции. Совершенно конкурентный рынок – рынок, где действуют большое количество покупателей и продавцов товаров и где ни один из них не может воздействовать на цену товаров [19].



**Рис. 14.** Параметры конкурентоспособности

Конкуренентоспособность товаров – способность товаров отвечать требованиям конкурентного рынка, запросам покупателей в сравнении с другими аналогичными товарами, представленными на рынке.

Общепринято считать, что конкурентоспособность определяется, с одной стороны, качеством товара, его техническим уровнем, потребительскими свойствами и, с другой стороны, ценами, устанавливаемыми продавцами товаров. В связи с этим каждый производитель стремится выдержать параметры конкурентоспособности своего товара (рис. 14).

Рассмотрим параметры конкурентоспособности товара «электрическая энергия».

**Экономические параметры конкурентоспособности** определяются доходами (расходами), которые несет покупатель, купивший более качественную (менее качественную) электрическую энергию.

**Доходы** – фактические наличные денежные средств (или их денежные эквиваленты), которые поступают результате продажи товаров, оказания услуг, а такж использования другими предприятиями ресурсов данной фирмы.

Расходы, связанные с применением электрической энергии, складываются из цены товара (электроэнергии), расходов на транспортировку, расходов на установку и т. д.

Покупая более качественную электроэнергию, фирма получает возможность:

- производить прежний товар более качественно на прежнем оборудовании, увеличивать доход, продавая более конкурентоспособный товар;
- перейти к производству новых товаров, требующих более качественную электрическую энергию, и за счет этого получить дополнительную прибыль;
- фирма может внедрить более производительное оборудование, улучшить качество продукции, произвести товара больше по количеству и за счет этого иметь дополнительный доход.

Организационные параметры конкурентоспособности определяются:

- удобством организации обслуживания (работники энергосбыта сами снимают показания и присылают квитанции на оплату потребителю);
- предоставлением кредитов на покупку электрической энергии (в нашей стране электрическая энергия всем потребителям предоставляется в кредит);
- организацией удобного сервиса (обслуживание и ремонт счетчиков электрической энергии, бесперебойность поступления электрической энергии, для потребителей III категории быстрое устранение аварий, быстрое обслуживание и т. д.).

**Потребительские параметры конкурентоспособности** определяют назначение (область применения) товара. Для электрической энергии это:

- освещение производственных и бытовых помещений, домов, садоводств, освещение инфраструктуры городов (поселков);
- использование электрической энергии для бытовых приборов, станков, производственного оборудования;
- электрифицированный транспорт;
- использование электрической энергии в сельском хозяйстве.

Товар имеет жесткое и мягкое назначение. Жесткое назначение – нормативное. Оно навязано извне разными законами: международными, государ-

ственными и т. д. Мягкое назначение определяет внешнюю привлекательность товара. Электрическую энергию можно оценить по такому параметру мягкого назначения, как удобство применения.

Но в других, сопряженных с электрической энергией товарах, например в линиях электропередач, параметры мягкого назначения товара можно оценить в зависимости от того, насколько они вписываются в окружающий ландшафт и архитектуру города или села.

Мягкое назначение не навязано извне, но помогает выдержать конкуренцию и получить за счет этого дополнительную прибыль.

Экологические параметры конкурентоспособности определяются воздействием, которое оказывает товар на окружающую среду. Воздействие товара «электрическая энергия» на экологию проявляется в следующем.

1. При передаче электрической энергии по высоковольтным линиям образуются мощные электромагнитные поля, отрицательно влияющие на все живое. Землю под высоковольтными линиями нельзя использовать для деятельности человека.

2. Линии электропередач и подстанции занимают огромные пространства и нарушают природную среду.

3. Необходимость утилизации отработанного трансформаторного масла, а также того, которое может протечь в результате возможной аварии на высоковольтном трансформаторе.

4. Промышленные и бытовые приборы, работающие с применением электрической энергии, излучают вредные электромагнитные поля (особенно вредны высокочастотные электромагнитные поля).

5. Осветительные лампы, в которые входят ртутные добавки, нуждаются в утилизации, а в случае поломки загрязняют окружающую среду.

6. Холодильные установки, потребляющие электрическую энергию и работающие с применением фреона, нуждающиеся в утилизации, так как используемый в них газ разрушает озоновый слой атмосферы земли, защищающий поверхность от ультрафиолетовых лучей.

**Качество товара** характеризует отношение производителя к товару.

**Конкурентоспособность товара** отражает взгляд стороны потребителя.

Нет товара, конкурентоспособного для всех. Это относится и к электрической энергии. В России электрическая энергия, соответствующая ГОСТ 13109-97, вполне конкурентоспособна, а на финском рынке не выдержала конкуренцию, так как там требования стабильности частоты на порядок выше, чем в России. Однако товар с дополнительными качествами, совсем не нужными покупателям, не выдерживает конкуренции, особенно, если этот товар еще и дороже.

### **Поведение потребителя на рынке и спрос на товар «электрическая энергия»**

*Количественный подход к анализу полезности.*

Рыночный спрос на товар формируется покупателями, которые руководствуются своими потребностями и наличными средствами. При распределении своих средств между разнообразными потребностями потенциальный потребитель в качестве основы для сопоставления опирается на свое понимание полезности.

Это субъективное отношение потребителя к ценности товара еще в XIX в. учли экономисты и ввели понятия полезности и общей полезности товарного набора. Формально общую полезность можно представить в виде функций общей полезности:

$$TU = F(Q_A, Q_B, \dots, Q_Z) \quad (10.1)$$

где  $TU$  – общая полезность данного товарного набора;

$Q_A, Q_B, \dots, Q_Z$  – объемы потребления товаров  $A, B, \dots, Z$  в единицу времени.

Функция полезности устанавливает отношения между объемами потребляемых товаров (услуг) и уровнем их полезности для отдельного потребителя.

Исследования экономистов выявили, что функция общей полезности ( $TU$ ) для отдельного товара (услуги), в частности и для товара «электрическая энергия», при условии фиксированных объемов потребления товаров  $B, C, \dots, Z$  возрастает тем больше, чем большую полезность имеет этот товар.

Было также выявлено, что каждый последующий объем приобретения товара (услуги) увеличивает общую полезность от приобретения товара или услу-

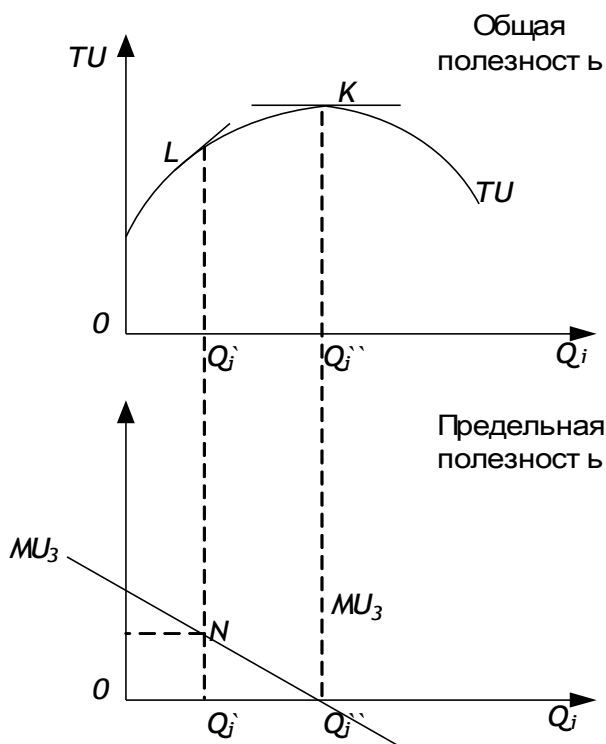
ги на меньшую величину по сравнению с предыдущим потреблением. Возможны случаи, когда функция  $TU$  достигает точки максимума ( $K$ ), после которой становится убывающей (рис. 14). На рисунке 15 изображена зависимость предельной полезности электрической энергии от объема ее потребления.

Предельная полезность – это прирост общей полезности товарного набора при увеличении объема потребления данного товара на одну единицу.

Предельную полезность товара можно представить в виде частной производной общей полезности товарного набора по объему потребления  $i$ -го товара (10.2):

$$MT(Q_i) = \frac{\partial(TU)}{\partial(Q_i)} \quad (10.2)$$

Значение предельной полезности можно представить геометрически в виде длины отрезка  $ON$ , равной тангенсу угла наклона касательной к кривой  $TU$  в точке  $L$ .



**Рис. 15.** Общая полезность

Из рисунка 15 видно: угол наклона касательной к кривой  $TU$  с увеличением объема потребления товара  $Q_i$  уменьшается, следовательно, понижается предельная полезность товара.

Когда при некотором объеме потребления ( $Q_i$ ) функция общей полезности ( $TU$ ) достигает максимума» предельная полезность товара ( $MU_i$ ) становится нулевой.

Принцип убывающей предельной полезности называют первым законом Госсена.

Первый закон Госсена включает два положения.

1. Полезность последующих единиц блага в одном непрерывном акте потребления убывает, так что в пределе достигается полное насыщение этим благом.

2. Полезность первых единиц блага при повторных актах потребления убывает.

Принцип убывающей предельной полезности характеризуется тем, что с ростом потребления какого-либо блага (при неизменном объеме потребления всех остальных) общая полезность, получаемая потребителем, возрастает все более медленно. Математическое описание этого явления следующее: первая производная функции общей полезности по количеству данного блага положительна, а вторая – отрицательна:

$$\frac{\partial TU(Q_i)}{\partial (Q_i)} > 0; \quad \frac{\partial^2 TU(Q_i)}{\partial (Q_i^2)} < 0$$

Описанный выше характер изменения предельной полезности характерен и для товара «электрическая энергия»(см. рис. 14).

Максимум функции полезности достигается, когда включены все рабочие электроприемники потребителя (объем потребления  $Q_{\text{э}}$  на рис. 14) и дальнейшее увеличение предельной полезности прекращается (точка  $K$  на функции  $TU$  на рис. 14).

Предельная полезность  $\frac{\partial TU(Q_{\text{э}})}{\partial (Q_{\text{э}})}$  товара «электрическая энергия»  $MU_{\text{э}}$ , равная частной производной до точки  $K$  – положительна, после нее – отрицательна.

Спрос на товары ограничивается также и доходом потребителей.

Рассмотрим случай, когда у потребителя есть бюджетные ограничения, и он приобретает товары  $A, B, C$  по ценам  $P_A, P_B, P_C$  соответственно. Потребитель достигает максимума удовлетворения, когда распределяет свои средства следующим образом:

$$\frac{MU_A}{P_A} = \frac{MU_B}{P_B} = \frac{MU_C}{P_C} = \lambda \quad (10.3)$$

Величину  $\lambda$  (10.3) можно рассматривать как предельную полезность денег в результате увеличения расхода денег на одну денежную единицу (рубль, евро, доллар и т. п.).

На равенстве (10.3) базируется второй закон Госсена: оптимальная полезность (максимум полезности при данных вкусах потребителя, ценах и бюджетном ограничении), извлекаемая из последней денежной единицы, потраченной на покупку какого-либо товара, одинаково независима от того, на какой именно товар она израсходована.

Объем спроса и цена связаны обратной зависимостью. Данное утверждение вытекает из равенства (10.4). В случае, когда цена на товар  $A$  повысилась и отношение  $\frac{MU_A}{P_A}$  уменьшилось, чтобы восстановить равенство (10.4) и максимизировать общую полезность, потребитель начнет сокращать потребление товара  $A$ . Таким же образом будут поступать и другие потребители – сбыт при увеличении цены уменьшается.

### ***Порядковый подход к анализу полезности***

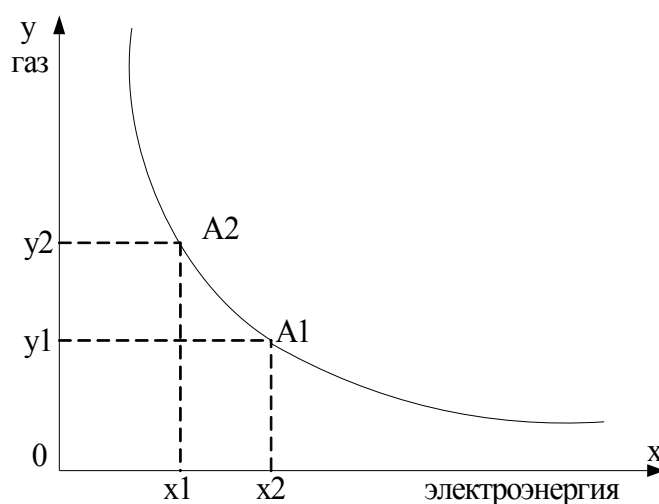
При порядковом подходе к анализу полезности и спроса от потребителя требуется умение упорядочить все возможные товарные наборы по их «предпочтительности». В этом случае потребитель устанавливает свой порядок предпочтений к товарам, имеющимся на рынке, и предельная полезность данного товара будет зависеть не только от его количества, но и от других товаров, с помощью которых можно заменить данный товар.

Допустим, предприятию для производства своей продукции требуется купить набор товаров  $A_1$ , состоящий из  $x_2$  – электроэнергии и  $y_1$  – газа для соб-



ственной заводской электростанции, или набор  $A_2$ , состоящий из  $x_1$  – электроэнергии и  $y_2$  – газа.

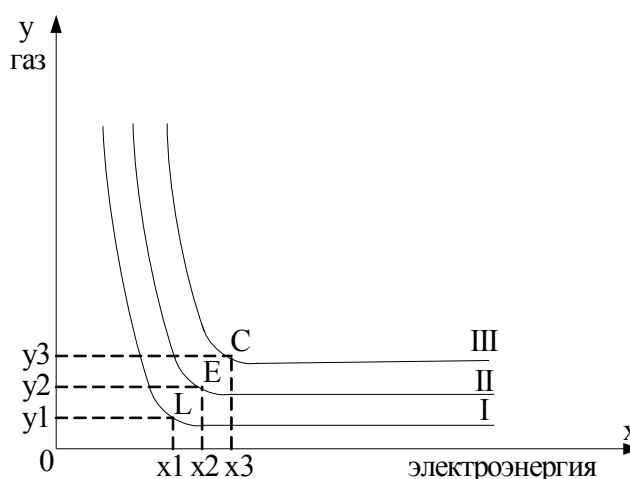
Если себестоимость производимой продукции на предприятии будет одинакова при применении и набора  $A_1$ , и  $A_2$ , то руководству компании будет безразлично, какой из двух наборов использовать. Графически эту ситуацию принято изображать в виде кривой безразличия (см. рис. 16).



**Рис. 16.** Кривая безразличия

**Кривая безразличия** – это геометрическое место точек, отражающих те или иные равноценные для данного потребителя наборы из товаров  $x$  и  $y$ .

На двумерной плоскости можно построить бесчисленное множество непересекающихся кривых безразличия (кривые I, II, III на рис. 16). Кривые I, II, III отражают различные сочетания наборов  $x$  и  $y$ . Наборы, входящие в каждую из кривых безразличия, равноценны между собой, но наборы, составляющие кривую безразличия I, неравноценны наборам на кривой II или III и т. д.



**Рис. 17.** Кривые безразличия

На каждой кривой безразличия I, II и III имеются точки, содержащие одновременно наибольшее количество как товара  $x$ , так и  $y$ . На кривых безразличия (рис. 17) это соответственно  $L$  (на I),  $E$  (на II),  $C$  (на III).

Предполагается, что в силу рациональности поведения потребитель предпочтет каждый набор кривой III каждому набору кривой II, а каждый набор кривой II – каждому набору кривой I. Это отражается в аксиоме предпочтений.

Аксиома предпочтений. Больше количество товаров, входящих в набор, всегда предпочтительнее меньшего их количества, т. е, существует иерархия предпочтений.

При всех прочих равных условиях потребитель предпочитает купить больше. Однако возможности потребителя зависят от цен на рынке и бюджетных ограничений. При наличии бюджетных ограничений (линия  $NM$  на рис. 18) потребитель может купить или  $M$  электроэнергии или  $N$  газа. И тогда потребитель, исходя из ситуации цен на рынках газа и электроэнергии, предпочтет максимально возможный уровень удовлетворения своих потребностей из предложенного набора. На рисунке 18 бюджетная линия  $NM$  касается кривой безразличия  $D$  в точке  $C$  (эта точка называется точкой равновесия).



**Рис. 18.** Максимизация предельной полезности  
в рамках бюджетного ограничения

**Точка равновесия** отражает максимально возможную полезность при данном ограниченном доходе.

При существующих в данный момент ценах на рынке – потребитель с учетом своего бюджетного ограничения и порядка предпочтения определяет набор товаров и услуг на рынке.

В случаях, когда какой-либо товар из набора на рынке дорожает, потребитель изменяет сочетание товаров на кривой безразличия в сторону уменьшения покупок этого товара и покупки подешевевшего.

Такая реакция потребителя на изменение цен называется эффектом замещения.

Такое поведение потребителей наблюдается в настоящее время на рынке электрической энергии в сегменте промышленных потребителей. Ввиду того, что тарифы для промышленных потребителей растут, некоторые промышленные предприятия сооружают собственные электростанции и электрическую энергию для своих нужд вырабатывают сами.

При увеличении цены на электрическую энергию бюджетная линия  $N^I M^I$  трансформируется в  $N^{II} M^{II}$ . Точка равновесия перемещается на кривой безразличия из  $C_1$  в  $C_2$ . Наборы  $C_1$  и  $C_2$  для потребителя равнозначны и поэтому остаются на одной кривой безразличия. Движение по кривой безразличия отражает уровень потребления товарных наборов при новой системе цен (рис. 19).



**Рис. 19.** Кривая безразличия

При изменении цены наклон бюджетной линии изменяется, при неизменных ценах – остается постоянным.

Эффект замещения появляется при сохранении достигнутого уровня потребления, когда меняются цены на рынке при неизменном уровне дохода.

В случае, когда бюджет предприятия увеличивается и возникает необходимость увеличить количество выпускаемой продукции, предприятие покупает на рынке больше топлива и электрической энергии. Увеличение дохода выражается в перемещении бюджетной линии на более высокую кривую безразличия (рис. 20). Новая бюджетная линия  $N'' M''$ , соответствующая большему доходу, параллельна прежней бюджетной линии  $N^I M^I$ .

Новая бюджетная линия  $N'' M''$  с более высокими кривыми безразличия пересекаться не будет, а с более низкими – иметь две точки (a, b) пересечения. Такое явление получило название эффект дохода.



**Рис.20.** Эффект дохода

Эффект дохода проявляется тогда, когда у потребителя изменился доход, а цены на рынке не изменились.

### **Спрос на рынке**

На конкурентном рынке стоимость товара является потребительской оценкой относительно полезного эффекта данного блага. Интересы потребителя в данном товаре отражает спрос.

**Спрос** отражает потребность людей в том или ином, товаре и их желание его купить.

Спрос на товар определяется и его ценой, так как потребители имеют бюджетные ограничения.

При учете бюджетных ограничений производителя интересуется платежеспособный спрос.

**Платежеспособный спрос** отражает потребность людей в том или ином товаре с учетом доходов потребителя.

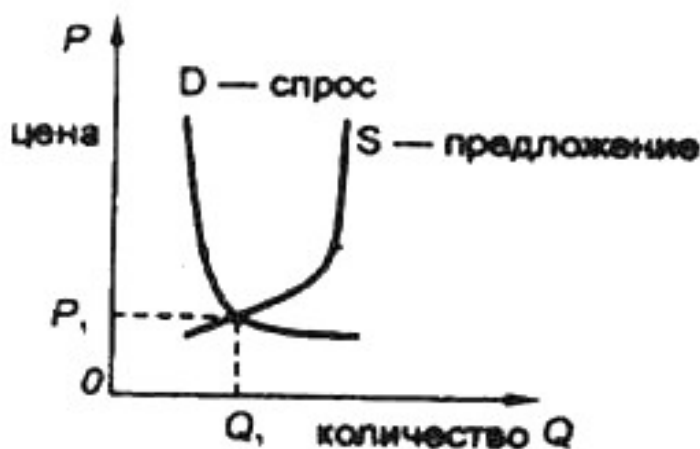
Спрос определяет в денежной форме количество товаров (услуг), которые покупатель согласен купить по данной цене в данный период времени.

Зависимость между количеством товара, покупаемого потребителем, и его ценой можно представить в виде функции или кривой спроса. Кривая спроса  $D$  (рис. 20) отражает факт, что увеличение количества товаров вызывает понижение цены, а увеличивается цена при уменьшении количества предложенных товаров. Зависимость предложения от цены отражает кривая предложения  $S$  (рис. 20). Предложение товара тем выше, чем выше цена товара. При высокой цене товар на рынок предлагают и предприниматели с высокими и низкими издержками.

При низкой цене только предприятия с низкими издержками будут производить и поставлять товар на рынок. Каждому количеству товаров (услуг) соответствует своя цена предложения.

При высоких ценах ( $P > P_1$  на рис. 20) предлагают большое количество товара, спрос низкий – происходит затоваривание и появляется необходимость в снижении цены.

Когда цены низкие ( $P < P_1$ ), спрос высокий, низкое предложение – появляется дефицит и необходимость увеличения цен – производство (предложение) товара увеличивается.



*Рис. 21.* Кривые спроса и предложения

При оптимальной цене  $P = P_1$  кривая спроса  $D$  и предложения  $S$  совпали в точке  $R$  – рынок определил оптимальное количество товаров, при которых совпали спрос и предложение.

При совпадении спроса и предложения цена определяет стоимость издержек, при которой соблюдается равновесие интересов продавцов и покупателей. Реальные цены отклоняются от этой стоимости (равновесия) и зависят от соотношения спроса и предложения. Спрос на электроэнергию у промышленных потребителей

определяется бюджетными возможностями предприятия и зависит от величин стоимости капитала  $K$ , труда  $L$ , энергии  $E$ , сырья  $M$  (KLEM-модели), необходимыми для производства продукции. Объем производства зависит от постоянных и переменных издержек.

Обычно используются и дополнительные критерии: средние и предельные издержки.

На конкурентном рынке максимум прибыли требует равенства предельных издержек цене (цена равна стоимости производимой последней единицы продукции).

На монопольном рынке оптимальная цена учитывает не только предельные издержки, но и эластичность спроса по цене.

**Эластичность спроса по цене** – чувствительность изменения спроса на изменение цены на товар. Эластичность спроса измеряется относительным (в процентах или долях) изменением величины спроса при изменении цены на 1%.

Исследования экономистов показывают, что региональный рынок электроэнергии России является монопольным (эластичность спроса больше единицы). Энергокомпания, ограничивая объем продаж, устанавливает более высокую цену, чем на конкурентном рынке, и получает соответственно и большую прибыль.

В свою очередь, предельные издержки определяются из соотношения

При прогнозе спроса на электроэнергию важно учитывать не только количество энергии, но и пиковые нагрузки (мощность в часы максимума энерго-

системы). Спрос на электроэнергию зависит от вида предприятия и технологического процесса, который там используется.

Спрос на электроэнергию бытовых потребителей зависит от роста числа электроприборов и потребления электроэнергии каждым отдельным устройством, и от затрат на замену старого электроустройства на новое.

### **Характер изменения спроса на региональном уровне**

Рассмотрим характер изменения спроса в отдельно взятом регионе в рамках распределительной сетевой компании.

Общепринято для оценки параметров функции спроса использовать следующие методы: статистические, опросы потребителей, рыночные эксперименты. В энергетике используются в основном первые два метода.

Функции спроса можно определить:

- на основе анализа данных и фактически действующих цен;
- путем анализа в сопоставимых ценах, т. е. приведенных к ценам одного периода с учетом индекса инфляции.

Функцию предложения для естественного монополиста – РСК построить невозможно. С учетом вышесказанного совместно с функцией спроса на энергию строят функции предельных ( $MC$ ) и средних издержек ( $ATC$ ).

Причем, валовые издержки производства (передачи электроэнергии) для РСК ( $TC$ ) состоят из постоянных ( $FC$ ) и переменных ( $VC$ ) издержек:

$$TC = FC + VC. \quad (10.4)$$

Средние издержки в РСК можно определить следующим образом:

$$ATC = \frac{TC}{W} \quad (10.5)$$

где  $W$  – объем произведенной электроэнергии.

В свою очередь, предельные издержки определяются из соотношения:

$$MC = \frac{\Delta VC}{\Delta W} \quad (10.6)$$

где  $\Delta VC$  – прирост переменных издержек за счет увеличения объема производства электроэнергии ( $\Delta W$ ).

При построении функции спроса для энергетической компании следует учитывать следующие факторы.

1. Для сегмента рынка промышленных потребителей:

- объем промышленного производства;
- объем инвестиций в производство;
- тариф на электроэнергию;
- наличие энергоносителей – заменителей электроэнергии.

2. Для сегмента рынка бытовых потребителей:

- доходы потребителя;
- насыщенность бытовыми электроприборами;
- цены на другие электроприборы и сопутствующие товары.

Спрос на энергоносители характеризуется показателем эластичности. Различают разные виды эластичности:

- спроса по цене;
- цен по спросу;
- спроса по доходу;
- перекрестную эластичность спроса;
- эластичность предложения.

В энергетике вычисляют эластичность спроса по цене (тарифу) (она же – ценовая эластичность):

$$E_w = \frac{\Delta W}{W} : \frac{\Delta T}{T} = \frac{\Delta W}{\Delta T} \cdot \frac{T}{W} \quad (10.7)$$

где  $E_w$  – эластичность спроса по цене (тарифу);

$W$  – полезный отпуск энергии – количество электроэнергии, потребляемой конкретным потребителем;

$T$  – тариф (цена) за электроэнергию.

Эластичность спроса по цене является величиной, обратной эластичности цен по спросу ( $E_m$ ):

$$E_m = \frac{1}{E_w} \quad (10.8)$$



Показатель эластичности спроса для всех видов товаров является отрицательной величиной. Обычно для оценки эластичности используется абсолютная величина показателя.

Если  $|E_w| > 1$ , спрос эластичен;

$|E_w| = 1$ , спрос с единичной эластичностью;

$0 < |E_w| < 1$ , спрос не эластичен;

$E_w = 0$ , спрос абсолютно не эластичен ( $W = \text{const}$ );

$E_w = 1$  спрос абсолютно эластичен ( $T = \text{const}$ ).

Необходимо учитывать то, что при определении ценовой эластичности спроса значение эластичности может меняться в зависимости от выбранной базы сравнения.

В связи с этим экономисты договорились в качестве базы для сравнения принимать среднюю точку интервала. В настоящее время при расчете ценовой эластичности различают:

- ценовую эластичность при конкретной цене ( $E_w$ ):

$$E_w = \frac{W_2 - W_1}{T_2 - T_1} \cdot \frac{T_2}{W_2} \quad (10.9)$$

где  $W_2, W_1$  – полезный отпуск энергии при цене соответственно  $T_2, T_1$ .

- дуговую (среднюю) ценовую эластичность спроса ( $\bar{E}_w$ ):

$$\bar{E}_w = \frac{W_2 - W_1}{W} \cdot \frac{T}{T_2 - T_1} \quad (10.10)$$

где  $W = \frac{W_2 + W_1}{2}$ ;  $T = \frac{T_2 + T_1}{2}$

точечную ценовую эластичность (когда известна функция спроса, можно вычислить производную функцию при конкретном тарифе):

$$E_w = \frac{\partial W}{\partial T} \cdot \frac{T}{W} \quad (10.11)$$

Эластичность спроса зависит:

- от наличия товаров-заменителей;

- фактора времени (в краткосрочном периоде спрос имеет тенденцию быть менее эластичным);

- значимости товаров для потребителя (спрос на предметы первой необходимости такие, как продукты питания или электроэнергия, не эластичен).

Расчет показателей эластичности спроса позволяет региональной энергокомпании правильно выбирать стратегию предприятия на рынке и прогнозировать объем энергопотребления конкретного потребителя в зависимости от тарифа на электроэнергию.

## ТЕМА 11. АНАЛИЗ СБЫТА ПРОДУКЦИИ И МАРКЕТИНГОВЫЙ ПЛАН ЭНЕРГОКОМПАНИИ. ПРОБЛЕМА ОЦЕНКИ УЩЕРБОВ ОТ НАРУШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

### *Прогнозирование электрических нагрузок*

При решении вопросов перспективного развития систем электроснабжения необходимо учитывать практически все виды неравномерности режима электропотребления. Прогноз нагрузки и электропотребления позволяет оценить последующие от начала ИП: выручку от реализации проекта, потери электроэнергии и необходимый объем покупки электроэнергии. В связи с этим при прогнозировании режимов электропотребления предусматривается разработка графиков регулярных изменений нагрузки и вероятностных характеристик ее случайных отклонений. Указанные графики электрических нагрузок отражают колебания спроса на электроэнергию во времени.

Суммарная нагрузка СЭС и отдельных потребителей электроэнергии изменяется во времени под влиянием большого числа факторов. Эти колебания могут быть разделены на регулярные и случайные. В суточном разрезе нагрузка регулярно снижается в ночные часы и повышается в утренние и вечерние. В недельном разрезе регулярные снижения нагрузки имеют место в нерабочие (выходные и праздничные) дни, в годовом – в летний период.

Исходя из продолжительности прогноза, прогнозирование может быть краткосрочным, среднесрочным, долгосрочным. По прогнозируемым периодам принято следующее деление:

1) **краткосрочное прогнозирование** – прогнозирование, увязанное с оперативным и текущим планированием, охватывающее период от нескольких суток до нескольких лет (оперативный прогноз основан на предположении, что в прогнозируемый период на исследуемом объекте не происходит существенных качественных изменений, это могут быть почасовые, суточные, недельные прогнозы, например прогноз суточных и годовых графиков электрической и тепловой нагрузки, оказывающей влияние на развитие системы электроснабжения, ее потери, и др.):

2) **среднесрочное прогнозирование** – прогнозирование на период, определяемый реализацией известных в настоящее время технических решений и составляющий период от 5 до 10 лет;

3) **долгосрочное прогнозирование** – прогнозирование на период, увязанный с долгосрочными инвестиционными программами, например программой развития системы электроснабжения на 15–20 лет. Долгосрочное прогнозирование чаще всего применяется для целей оценки эффективности ИП в электроэнергетике.

Указанные различия между задачами краткосрочного и среднесрочного прогнозирования, а также характером рассматриваемой величины приводят к необходимости решать их разными методами. Анализ методов прогнозирования выделяет три основных вида, взаимно дополняющих друг друга:

**экспертный метод**, основанный на предварительном сборе информации (анкетирование, опрос) и ее обработке, а также мнениях экспертов, относительно поставленной задачи прогнозирования;

**экстраполяция**, т.е. изучение предшествующего развития (ретроспективы) и перенесение обнаруженных закономерностей развития в прошлом и настоящем в будущее;

**моделирование**, заключающееся в построении моделей из объекта в свете ожидаемых или намеченных изменений в его структуре и тенденциях функционирования.

Так как электрическая нагрузка является нестационарным показателем, т.е. меняющимся с течением времени, то для ее прогнозирования применяются

соответствующие математические методы, например методы: экспоненциального сглаживания, выравнивания и экстраполяции.

Изменяющееся во времени среднее значение переменной (например, электропотребления) называют трендом. При этом различают следующие четыре типа факторов воздействия на тренд: **долговременные**, формирующие тенденцию в изменении анализируемого показателя и описываемые неслучайной монотонной функцией; **сезонные**, формирующие периодически повторяющиеся во времени года колебания анализируемого признака. Они также описываются неслучайной функцией чаще всего тригонометрического вида; **циклические**, формирующие изменение анализируемого признака обусловленные действием долговременных циклов (волн), которые также описываются неслучайной функцией; случайные, не поддающиеся учету и регистрации факторы, описываемые случайной функцией.

Наибольшее распространение получили следующие методы и модели прогнозирования:

1) **линейно-аддитивная прогностическая модель**. При этой модели тренда предполагается, что среднее прогнозируемого показателя  $d_t$  изменяется по линейной функции от времени:

$$d_t = \mu + \lambda_t \cdot t + \varepsilon_t, \quad (11.1)$$

где  $\mu$  – среднее значение показателя;

$\lambda_t$  – скорость его роста;

$\varepsilon_t$  – ошибка с нулевым средним.

2) **метод Холта**, который основывается на оценке параметра – степени линейного роста (или падения) показателя во времени. Скорость роста  $\lambda_t$  оценивается по показателю роста  $b_t$ , который вычисляется как экспоненциально взвешенное среднее разностей между текущими экспоненциально взвешенными средними значениями процесса  $u_t$ , и их предыдущими значениями  $u_{t-1}$ .

Прогноз на  $\tau$  моментов времени, т.е.  $f_{t+\tau}$  вычисляется суммированием оценки среднего текущего значения  $u_t$  и ожидаемого показателя роста  $b_t$ , умноженного на число моментов времени прогнозирования  $\tau$ , т.е.

$$\begin{aligned}
f_{t+\tau} &= u_t + b_t \cdot \tau, \\
u_t &= A \cdot d_t + (1 - A) \cdot (u_{t-1} + b_{t-1}), \\
b_{t-1} &= B \cdot (u_t - u_{t-1}) + (1 - B) \cdot b_{t-1},
\end{aligned}
\tag{11.2}$$

Параметры  $A$  и  $B$  изменяются в пределах от нуля до единицы, рекомендуемые значения  $A = 0,1$  и  $B = 0,01$ .

3) **метод Холта с модификациями Муира**. Муир доказал, что значение показателя роста  $b_t$  совпадает с оценкой коэффициента линейного тренда по методу наименьших квадратов. Другими словами,  $b_t$  минимизирует сумму квадратов отклонений фактических значений от тренда. Если прогноз осуществляется на большой промежуток времени, то расчет проводится по выражению:

$$u_t = A \cdot d_t + (1 - A) \cdot u_{t-1}, \tag{11.3}$$

тогда

$$f_{t+\tau} = u_t + b_t \cdot (1/A + \tau - 1), \tag{11.4}$$

где  $b_t$  – вычисляется на основе уравнения (2).

4) **метод адаптивного сглаживания Брауна**. Этот метод предполагает, что ряд значений анализируемого показателя можно описать некоторой моделью взвешенной регрессии. Для модели линейно-аддитивного тренда оценка по взвешенному методу наименьших квадратов проводится следующим образом:

$$\begin{aligned}
f_{t+\tau} &= u_t + b_t \cdot \tau, \\
u_t &= u_{t-1} + b_{t-1} + (1 + \gamma^2) \cdot e_t, \\
b_t &= b_{t-1} + (1 + \gamma^2) \cdot e_t, \\
e_t &= d_t - f_t,
\end{aligned}
\tag{11.5}$$

В рамках прогностической системы этот метод требует простых вычислений, причем рекомендуется брать  $\gamma = 0,8$ .

5) **сезонно-декомпозиционная прогностическая модель Холта-Винтера**. Модель основана на применении метода экспоненциально взвешенного среднего значения текущего коэффициента сезонности. Оценка стационарного

фактора (т. е. среднемесячного значения независимо от времени года) имеет вид:

$$u_t = A \cdot \frac{d_t}{F_{t-L}} + (1 - A) \cdot (u_{t-1} - b_{t-1}), \quad (11.6)$$

При этом предполагается, что ряд текущих значений  $d_t$ , «очищен» от сезонности делением его на коэффициент сезонной декомпозиции (или просто сезонности), соответствующего моменту времени  $(t - L)$ , т.е. сдвинутому на  $L$  единиц времени назад.

Оценка линейного роста вычисляется на основе модели Холта:

$$b_t = B \cdot (u_t - u_{t-1}) + (1 - B) \cdot b_{t-1}, \quad (11.7)$$

Оценка сезонного фактора проводится путем расчета коэффициента сезонности по формуле:

$$F_t = C \cdot \frac{d_t}{u_t} + (1 + C) \cdot F_{t-1}, \quad (11.8)$$

На сегодняшний день в ЦДУ РАО «ЕЭС России» наибольшее распространение получили методы прогнозирования электропотребления, основанные на линейной экстраполяции прироста электропотребления для каждого характерного периода с приданием большего веса последнему году:

$$\Delta W_t = \frac{(T - 1) \cdot \Delta W_{t-1} + \sum_{i=1}^{(T-1)} \Delta W_{t-(i+1)}}{2 \cdot h}, \quad (11.9)$$

где  $\Delta W_t$  – прогнозируемый прирост электропотребления за расчетный год, кВт·ч/год;

$\Delta W_{t-(i+1)}$  – приросты электропотребления за последующие годы, кВт·ч/год;

$T$  – число лет периода предыстории, год.

При этом многолетние данные об электропотреблении приводятся к нормальным температурным условиям (за базисный месяц с наиболее стабильными метеорологическими условиями принимается июль). При приведении ис-

пользуют отклонения среднемесячных температур по отношению к температуре июля каждого года.

В настоящее время применяют также модели прогнозирования с использованием математического аппарата **нейронных сетей**. Ключевым в модели является понятие нейронов, т.е. специальных нервных клеток, способных воспринимать, преобразовывать и распространять сигналы. Нейрон имеет несколько каналов ввода информации – дендриты, и один канал вывода информации – аксон. Аксоны нейрона соединяются с дендритами других нейронов с помощью синапсов. Через синапсы сигнал передается другим нейронам, которые в свою очередь, могут возбуждаться или, наоборот, оказываться в состоянии торможения.

Нейрон получает сигналы через несколько входных каналов, при этом каждый сигнал проходит через соединение – синапс, имеющее определенную интенсивность, или вес, который соответствует синаптической активности нейрона. Текущее состояние нейрона определяется формулой:

$$u_i = \sum_{j=1}^N \omega(i, j) \cdot x(j) + \omega(i, 0), \quad (11.10)$$

где  $x(j)$  – входные сигналы;

$N$  – количество сигналов;

$\omega(i, j)$  – веса синаптических связей (положительное значение которых соответствует возбуждающим синапсам, отрицательное тормозящим, ненулевое говорит об отсутствии связей между нейронами);

$\omega(i, 0)$  – пороговое значение.

Полученный нейроном сигнал преобразуется с помощью функции активации или передаточной функции  $f$  в выходной сигнал.

Осуществляя построение сложной сети (обычно не менее трех слоев нейронов), а также, обучая ее на контрольной (тестовой) выборке получают нелинейную регрессионную модель тренда. Учитывая сложность модели нейронных сетей ее реализацию целесообразно осуществлять с использованием средств вычислительной техники. В настоящее время инструменты для построения ней-

ронных сетей нашли отражение в таких полярных математических пакетах как Matlab 6.5 и Statistica 6.0.

Не менее важно задачей, после задачи построения прогноза, является задача оценки его точности. Для решения этой задачи использую соответствующие критерии оценки, например:

**сумма квадратов ошибок**, определяется по формуле:

$$D_{\Sigma} = \sum (d_t - f_t)^2, \quad (11.11)$$

где  $d_t$  – фактическое значение;

$f_t$  – прогнозное значение;

При этом, чем ближе значение к нулю тем меньше ошибка прогноза.

**среднее абсолютное отклонение ошибки:**

$$e_{\text{ср.аб}} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{t=0}^{n-1} \frac{|d_t - f_t|}{d_t}, \quad (11.12)$$

**среднеабсолютная процентная ошибка.** Как следует из названия – это среднее абсолютных значений ошибок прогноза, выраженных в процентах относительно фактических значений показателя:

$$e_{\text{ср.аб}}^{\text{проц}} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{t=0}^{n-1} \frac{|d_t - f_t|}{d_t} \cdot 100, \quad (11.13)$$

Этот показатель, как правило, используется для сравнения точности прогнозов разнородных объектов прогнозирования, поскольку показатель характеризует относительную точность прогноза. Как правило, при значении средней абсолютной ошибке в 10% точность считается высокой, а при значении 10-20% – хорошей.

### ***Сегментация рынка и его сущность***

**Сегментация рынка** – маркетинговая операция, связанная с делением покупателей по их возможным мотивациям к покупке товара.

**Сегмент рынка** – это особым образом выделенная часть рынка (группа потребителей товаров или предприятий), обладающая сходными характеристиками и одинаково реагирующая на определенные маркетинговые усилия.

В электроэнергетике выделяют:



- сегмент бытовых потребителей;
- сегмент промышленных потребителей;
- сегмент потребителей с высокими фин. возможностями;
- сегмент потребителей – железная дорога и т.д.

Главная цель сегментации рынка состоит в том, чтобы обеспечить адресность разрабатываемому, производимому и реализуемому товару (например, ущерббу, электроэнергии, мощности и т.д.).

Посредством сегментации рынка реализуется основной принцип маркетинга, суть которого состоит в том, что организация строит работу на сочетании своих интересов с интересами рынка, ориентируется при выработке решений на потребности рынка, достигает своих целей через удовлетворение его требований.

Рыночная сегментация представляет собой сложный процесс. Он, с одной стороны, метод для нахождения частей рынка и определения объектов, прежде всего потребителей, на которые направлена маркетинговая деятельность предприятия. С другой стороны – это управленческий подход к процессу принятия предприятием решений на рынке, основа для выбора правильного сочетания элементов комплекса маркетинга.

С помощью сегментации достигаются следующие цели:

- 1) оценка перспектив реализации товара и получения денежных средств;
- 2) подгонка товара под желания и предпочтения покупателя (например, количество поставляемой электроэнергии в периоды максимума и минимума нагрузки);
- 3) повышение конкурентоспособности, как товара (например, качества электроэнергии), так и его производителя (надежности электроснабжения), усиление конкурентных преимуществ;
- 4) уклонение от конкурентной борьбы путем перехода в неосвоенный сегмент рынка;
- 5) увязка научно – технической политики организации с запросами четко выявленных совокупностей потребителей;
- 6) ориентация всей маркетинговой работы на конкретного потребителя.

**Критерии сегментации** – показатели того, насколько верно предприятие выбрало тот или иной рынок для деятельности. Перечислим наиболее известные:

1) количественные границы – к ним относится емкость сегмента, то есть ответ на вопрос, количество товара и какой стоимости может быть на нем реализовано, скольким реальным и потенциальным потребителям, какова площадь сегмента, какие ресурсы надо будет задействовать для работы в данном сегменте;

2) доступность сегмента – если есть возможность получить каналы распространения сбыта продукции (в форме торговых посредников или собственной сбытовой сети), как обстоят дела с наличием вкладов;

3) информационная насыщенность сегмента – можно ли получить необходимую рыночную информацию для создания банка данных по сегменту, имеются ли в сегменте закрытые зоны;

4) существенность сегмента – определение прочности выделенной группы потребителей, не распадается ли она, устойчивы ли ее потребности в отношении производимого товара. В противном случае можно попасть в сегмент, где конкуренты имеют прочные позиции, или предложить товар с нечетными адресными признаками, который не будет признан потребителями;

5) прибыльность и доходность сегмента – как правило, оценка осуществляется, опираясь на стандартные показатели: норма прибыли, доход на вложенный капитал, размер дивидендов на акцию, прирост общей массы прибыли предприятия, рост валовой выручки от реализации. Иногда крупное предприятие руководствуется престижностью данного сегмента, благожелательностью общественного мнения.

6) защищенность от конкуренции – важно правильно взвесить собственные шансы на успех в данном сегменте, объективно оценивая возможности конкурентных предприятий.

Успешно проведенная сегментация позволяет получить хорошие коммерческие результаты. Это связано с тем, что, как правило, лишь наибольшая часть покупателей обеспечивает получение предприятием наибольшей части его до-

хода. Данное явление часто называют эффектом Парето или правилом 80/20 (20% покупателей обеспечивают получение 80% доходов). Эффект Парето имеет место практически на всех рынках, в том числе и энергетическом..

Очень важно правильно определить, по каким критериям и признакам необходимо проводить сегментацию. Наиболее распространенные критерии приведены выше. К дополнительным признакам сегментации можно отнести следующие: статус пользователя; разновидности конечных потребителей; весомость заказчика.

**Целевой рынок** – это самая подходящая и выгодная для предприятия группа сегментов рынка (или один сегмент), на которую направлена его деятельность. Выделим последовательность выбора целевого рынка

1. **Потенциал сегмента рынка** характеризуется его количественными параметрами, т.е. емкостью. Она показывает, какой объем продукции, и какой общей стоимостью может быть на нем реализовано, какое количество потенциальных потребителей имеется, на какой площади они проживают и т.д. Сегмент рынка должен быть достаточно емким, чтобы можно было покрыть издержки, связанные с внедрением и работой на рынке и получить прибыль. Кроме того, он должен иметь перспективы дальнейшего развития.

2. Для **оценки доступности сегмента рынка** для предприятия необходимо получить информацию о том, есть ли принципиальная возможность начать внедрение и продвижение своих товаров на том или ином сегменте рынка, какие существуют правила торговли, входные барьеры, можно ли использовать существующие каналы сбыта или предстоит позаботиться о формировании своей сбытовой сети, налаживании контактов с торговыми посредниками.

Оценка существенности сегмента предполагает определение того, насколько реально ту или иную группу потребителей можно рассматривать как сегмент рынка, насколько она устойчива по основным объединенным признакам.

3. **Анализ возможностей освоения сегмента рынка** предлагает следующую последовательность:

а) анализ рынка. Риск выхода на рынок определяется путем суммирования весов факторов риска. Такой подсчет ведется отдельно для различных сегментов и в итоге выбирается тот, у которого полученная сумма меньше, чем у других;

б) изучение действующих на рынке норм, правил и стандартов, от требования которых нельзя отступить;

в) определение конкурентоспособности;

г) выявление позиций основных конкурентов. Особенно важно определить, кто может стать конкурентом в будущем, каковы его сильные и слабые стороны;

д) определение возможностей реакции конкурентов на появление на рынке нового предприятия;

е) определение возможного объема продаж. Здесь необходимо оценить доли рынка, занимаемые конкурентами и тенденции их изменения. На основе этого следует произвести расчет доли рынка, которую может занять организация, пользуясь достигнутыми ею возможностями и маркетинговыми средствами, правильно осуществить так называемое позиционирование товара – это обеспечение конкурентоспособного положения товара на рынке. Его задача – свести к минимуму неопределенность, связанную с товаром. Для этого проводятся разные оценки и предположения, тот или иной вид тестирования потребителей (анкетирование, пробный маркетинг и т.д.).

### **Основные понятия и задачи сбыта**

Сбыт в маркетинге осуществляется через систему мероприятий, которые проходит продукция после выхода за ворота предприятия-изготовителя: транспортировку, складирование, хранение, доработку, продвижение к оптовым и розничным торговым звеньям, предпродажную подготовку и собственно продажу товара. Продажа производится через личное общение продавца и покупателя, конечной целью которого является извлечение максимальной прибыли от продажи товара. При сбыте определяются результаты маркетинговых мероприятий на предприятии, направленных на изучение рынка, развитие производства

и получение наибольшей прибыли. Сбытовую сеть (канал продвижения товара) необходимо максимально приспособить к запросам потребителей и создать им максимальное удобство при потреблении товара. В частности, для электрической энергии это проявляется в следующем:

- электроэнергия по сетям доставляется непосредственно потребителю;
- напряжение подается то, которое необходимо потребителю;
- энергосистема поддерживает качество электрической энергии, соответствующее ГОСТ 13109-97;
- обеспечивается надежность электроснабжения, соответствующая категории потребителя. Канал сбыта (продвижения товара) – это организация (отдельные люди), занимающиеся перемещением и обменом товаров по пути от производителя к потребителю. Канал сбыта характеризуется протяженностью и шириной.

Протяженность канала сбыта определяется числом участников сбыта или посредниками по всей сбытовой цепочке. В практической деятельности используются сбытовые каналы, разделяющиеся:

- на канал нулевого уровня («производитель-потребитель»);
- одноуровневый канал («производитель-розничный торговец – потребитель»);
- двухуровневый канал («производитель – оптовый торговец – розничный торговец – потребитель»).

При сбыте электрической энергии (мощности) используются сбытовые каналы:

- нулевого уровня – производитель электрической энергии может по договору продавать электрическую энергию потребителю;
- одноуровневый канал – продажа электрической энергии потребителю по двухстороннему договору через сбытовую организацию – Энергосбыт при использовании услуг сетевой организации и региональных филиалов СО ЦДУ;
- двухуровневый канал – электростанции ОГК (ТГК) продают электрическую энергию на оптовый рынок ФСК (оптовый торговец), а она, в свою очередь, продает ее РСК или другим гарантирующим поставщикам (оптовые про-

давцы), которые затем продают ее другим оптовым потребителям или через АО Энергосбыт розничным потребителям.

**Ширина канала** – характеризуется числом независимых участников сбыта на отдельном этапе сбытовой цепочки. Когда предприятие продает товар через узкий канал сбыта, оно имеет одного или ограниченное число участников сбыта. Такой канал сбыта используется при продаже электрической энергии по нулевому одноуровневому каналу сбыта. При широком канале сбыта предприятие продает свой товар через многих участников сбыта. Для товара «электрическая энергия» этот канал сбыта используется при продаже электрической энергии по двухуровневому каналу сбыта через оптового продавца розничному продавцу – АО Энергосбыту.

**Оптовый торговец** – это предприятие (физическое лицо), приобретающее значительное количество товара у производителей и организующее либо его движение в розничную сеть, либо непосредственно сбыт потребителю. Продажа через оптовых торговцев позволяет продавать товар на освоенном рынке и продвигать его на новые рынки.

**Розничный торговец** – это предприятие (человек), непосредственно сбывающий товар потребителю. Розничный торговец приобретает товар либо у оптовика, либо у производителя. Продажа товара может осуществляться через брокера.

**Брокер** – это человек, продающий товар, не приобретая его в собственность. Он организует встречу продавца и покупателя, получая за совершенные сделки комиссионные вознаграждения. Продажа товара может осуществляться через независимого мелкого предпринимателя – дилера.

Дилер покупает товар у производителя и продает покупателю. Дилер организует необходимое обслуживание продаваемого им товара и поддерживает его в эксплуатационной готовности. Для товара «электрическая энергия» в роли дилера выступают РСК. Они покупают электрическую энергию на оптовом рынке или у электростанций ОГК (ТГК) по двухсторонним договорам и продают ее конечным потребителям или гарантирующим поставщикам.

Однородный товар продается через торговые биржи.

**Торговая биржа** – это постоянный или организованный оптовый рынок, на котором осуществляется торговля большими массами одинаковых товаров, поддающихся стандартизации. Торговую биржу организуют производители и продавцы для создания благоприятных условий сбытовой деятельности. На бирже осуществляется свободная купля-продажа контрактов на товары. В нашей стране организация оптового рынка преследует цель – создать торговую биржу для товара «электрическая энергия».

### **Методы сбыта товаров**

При продаже товара производитель может использовать различные методы сбыта: прямой, косвенный, экстенсивный, исключительный и выборочный (селективный).

Прямой сбыт – производитель продает товар без посредников. Он характерен на рынке для средств производства и может применяться при продаже электрической энергии от электростанций предприятиям. Этот вид сбыта позволяет сохранять полный контроль за ведением торговых операций; лучше изучить рынок своих товаров, наладить долговременные связи с потребителями и производить совместные научные изыскания по повышению качества товара.

Косвенный сбыт – при этом методе сбыта производители товара используют услуги независимых посредников. Посредники берут часть функций по сбыту: исследуют рынки и запросы потребителей, устанавливают с потребителями непосредственный контакт, осуществляют политику стимулирования товародвижения к потребителю, рекламные и выставочные мероприятия. Посредники могут закупать для производителей необходимое для производства сырье. Этот вид сбыта используется производителями электрической энергии, когда продажа товара производится через посредников.

Экстенсивный сбыт применяется при размещении и реализации товара на любых предприятиях торговых посредников, готовых и способных этим заняться. Таким путем обычно распространяются технологически простые, мелкие и недорогие изделия массового спроса.

Исключительный сбыт – выбор одного торгового посредника в данном регионе для продажи продукции изготовителя. В роли торгового посредника

при продвижении электрической энергии на региональный рынок выступает филиал «СО ЦДУ» региона.

Выборочный (селективный) сбыт – при этом сбыте выбирается ограниченное число посредников, учитываются их возможности обслуживания и ремонта продукции, уровень подготовки персонала. Метод используется для дорогих престижных товаров, требующих специализированного обслуживания.

В маркетинге различают простую и сложную систему сбыта.

Простая система сбыта состоит из двух звеньев – производителя и потребителя. Предприятие реализует товар через собственную бытовую (розничную) сеть.

Сложная система сбыта состоит:

- из собственных сбытовых филиалов;
- дочерних компаний производителя;
- независимых сбытовых посредников;
- оптовых и розничных фирм.

В электроснабжении используются обе системы сбыта.

### **Определение оптимального канала сбыта**

В маркетинге существуют общие принципы при выборе канала сбыта. Предприятию выгодно заниматься организацией собственной торговой сети для своего товара, если:

- количество продаваемого товара велико и окупятся расходы на создание торговой сети;
- количество потребителей невелико и они находятся на относительно небольшой территории; - товар требует специализированного сервиса и обслуживания;
- объем каждой поставляемой партии товара соответствует «транзитной норме», т. е. заполняет контейнер (вагон);
- товар используется по нескольким отраслям (вертикальный рынок);
- производится товар узкоспециализированный по назначению или по техническим условиям покупателя;



- имеется достаточная сеть складских помещений на тех рынках сбыта, где предприятие ведет торговлю;
- на рынке колеблется цена на товар и производителю приходится менять ценовую политику с учетом конъюнктуры рынка;
- продажная цена выше себестоимости товара и высокая прибыль от продажи позволяет окупить расходы на создание собственной сбытовой сети;
- товар требует внесения изменений в свою конструкцию.

Производитель электрической энергии в России не имеет собственной торговой сети для сбыта своего товара. Предприятия продают свою продукцию посредникам и удлиняют канал сбыта при следующих обстоятельствах. Товар продается на горизонтальном рынке (имеется множество потребителей в каждом секторе экономики). При таком рынке требуется мощная сбытовая сеть и нужны затраты значительных средств на ее создание. Одним из подобных товаров является электрическая энергия.

Рынок сбыта разбросан географически» и прямые контакты с потребителями не окупят затрат на их создание. В РФ электрическая энергия по сетям ФСК ЕЭС может поступать в любой регион России, и создавать свои сети производителю электрической энергии нерентабельно.

При поставках крупных партий товара оптовикам можно экономить на транспортных расходах.

Цена на электрическую энергию устанавливается на оптовом рынке – ФСТ, а на региональных рынках – филиалом ФСТ (региональной энергетической комиссией - РЭК) с учетом себестоимости производства этого товара. Так как разница между продажной ценой товара и затратами на его изготовление невелика, то у предприятий производителей нет достаточных средств на создание своей сбытовой сети.

### **Правовые и экономические взаимоотношения производителей и потребителей электрической энергии**

Отношения между производителями и потребителями электрической энергии определяются договором с энергоснабжающей организацией.

Все положения договора на снабжение энергией обязательно должны отвечать действующим законам и нормативным актам (Указам Президента и постановлениям Правительства, а также учитывать так называемые подзаконные акты, применяемые федеральными органами исполнительной власти).

Согласно Указу Президента [48] любой документ, который принимается исполнительным органом и затрагивает интересы юридических и физических лиц, должен быть зарегистрирован в Минюсте и опубликован в газете «Российские вести». И только тогда инструкция, методика, приказ, распоряжение, указание обретает юридическую силу.

Потребитель вполне правомерно может отказаться от не устраивающих его положений, предлагаемых электроснабжающей организацией, если их нет в действующих нормативно-правовых актах.

Так как в настоящее время не существует типового договора электроснабжения, то его составляют, опираясь на Гражданский кодекс Российской Федерации (ГК), ФЗ Об электроэнергетике от 26 марта 2003 г. № 35 и Постановление правительства РФ от 27 декабря 2004 г. № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической и энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств юридических и физических лиц к электрическим сетям.

Статья № 546 ГК относит договор энергоснабжения к договорам купли-продажи.

В ГК договор об энергоснабжении отнесен к публичным договорам.

Статья № 426 ГК определяет публичный договор как отношения, по которым коммерческая организация обязана оказывать услуги каждому обратившемуся к ней лицу – при наличии возможности.

У потребителя есть право выбора с какой коммерческой организацией (Гарантирующим поставщиком) потребитель может заключить договор купли-продажи электрической энергии.

Плата за технологическое присоединение носит однократный характер, при этом заключается договор на технологическое присоединение. При этом, плата за технологическое присоединение должна компенсировать затраты на проведение мероприятий по технологическому присоединению к электрическим сетям.

Недискриминационный доступ к услугам по передаче электрической энергии предусматривает равные условия предоставления услуг потребителям на основании публичного договора, обязательного к заключению с гарантирующим поставщиком (сетевой организацией). о возмездном оказании услуг по передаче электроэнергии. При этом, сетевая организация обязана раскрывать информацию, касающуюся доступа к услугам в соответствии со стандартами раскрытия информации.

В обязанности потребителя по договору электроснабжения входят: поддержание средств РЗА, приборов учета и иных устройств, необходимых для поддержания надежности и качества электроснабжения. соблюдает требования технологического присоединения, информирует об аварийных и плановых ремонтах, характеристике оборудования, заявленной мощности и пр.

Выполнение технических условий, выданных энергоснабжающей организацией, обязательны для потребителей-заказчиков и проектных организаций, которым поручается разработка проекта электроснабжения. Срок действия технических условий устанавливается при выборе площадки для строительства или подготовке задания на проектирование реконструкции предприятия, сооружения без освоения дополнительной территории и объектов жилищно-гражданского строительства и указывается в технических условиях. Указанный срок должен быть не меньше срока, необходимого на проектирование и строительство предприятия, здания, сооружения, его очереди или отдельного производства, определенного в соответствии с действующими нормами продолжительности строительства.

## **Взаимоотношения потребителей электрической энергии с энерго-снабжающими организациями на региональном рынке**

Энергоснабжающая организация (ЭО), например, гарантирующий поставщик, как и любой продавец, заинтересована в платежеспособности потребителей электрической энергии, однако из-за нестабильной экономической ситуации не все потребители могут своевременно оплачивать потребленную электрическую энергию.

Кроме способности своевременно платить по счетам, энергоснабжающая организация заинтересована в мощном потребителе с равномерным графиком нагрузки. Особенно выгодны ей потребители – регуляторы (ПР).

Это предприятия, имеющие технологическое оборудование, на стадии проектирования которых закладываются возможности регулирования нагрузок в широком диапазоне, и имеющие большую тепловую инерционность. Например, одними из таких потребителей являются предприятия – производители ферросплавов. Установленная мощность некоторых ферросплавных заводов превышает 1000 МВА.

Ферросплавные печи работают равномерно и непрерывно в течение суток и технологически допускают снижение потребления мощности, и даже отключение их на время утренних и вечерних максимумов энергетической системы.

В часы ночного провала нагрузки в энергосистеме на предприятиях-регуляторах происходит форсирование технологических процессов и режимов потребления.

Выравнивание ГН в энергосистеме обеспечивает экономию топлива, затрачиваемого на производство электрической энергии, и дает возможность не включать пиковые генераторы.

Уплотнение ГН энергосистемы путем регулирования потребления дает возможность понизить стоимость электроэнергии и соответственно понизить и тарифы на электроэнергию.

Для энергоснабжающей организации выгоден потребитель, который поддерживает необходимые показатели качества электрической энергии, и это мо-

жет учитывается в тарифах на электроэнергию введением шкалы скидок и надбавок при оплате за электроэнергию.

Энергокомпаниям выгодно произвести сегментацию промышленных потребителей с учетом их участия в выравнивании ее ГН, но стимулировать на это можно с помощью гибкой системы тарифов (дифференцированные тарифные ставки по зонам суток, которые учитывали бы показатели ГН абонентов в максимуме энергосистемы, сменность работы, работу в ночное время).

Договорные отношения сказываются при расчетах за электрическую энергию, подключении потребителями новых субабонентов, разработке технических условий на присоединение новых электроустановок, введении ограничений в потреблении электрической энергии, а также при осуществлении контрольных функций Госэнергонадзором или выполнении совместных коммерческих проектов.

В условиях рыночной экономики особую важность приобретает дальнейшее совершенствование взаимоотношений между энергоснабжающей организацией и потребителями электрической энергии.

Для энергоемких предприятий (алюминиевых заводов и т. д.), у которых велики затраты на электроэнергию (более 15%), это просто вопрос выживания.

Взаимоотношения между энергоснабжающей организацией и абонентами должны регулироваться взаимовыгодным договором.

Количество потребляемой энергии должно заявляться абонентом энергоснабжающей организации заранее, чтобы она могла планировать выработку электроэнергии на ближайшее время, а в случае экономии потребителями электроэнергии Энергосбыт и Ростехнадзор не должны предъявлять к ним санкций, а, наоборот, должны заинтересовать в этом абонентов.

В настоящее время политика экономики энергоресурсов контролируется службами Ростехнадзора через введение на предприятиях «Энергетических паспортов потребителя» (ЭПП). ЭПП энергоресурсов включает специальные формы, содержащие общие сведения об энергопотребителях, основных фондах с электрической характеристикой, фактические энергетические балансы по каждому виду энергоносителя, удельные расходы (фактические и предлагаемые)

каждого энергоносителя на единицу выпускаемой продукции (работы) и программу энергосберегающих мероприятий, направленных на снижение энергопотребления и пр.

### ***Энергосбыт***

Целями и задачами энергосбытовых подразделений АО-энерго являются: организация и совершенствование учета электрической и тепловой энергии с целью снижения потерь от нерационального и безучетного ее использования, обеспечение сбора денежных средств от реализации электрической и тепловой энергии.

Основные функции энергосбыта.

1. Организация работы по заключению и расторжению договоров энергоснабжения и контроль за их выполнением.
2. Осуществление работы по предоставлению услуг сбыту электрической и тепловой энергии юридическим и физическим лицам, присоединенным к сетям сетевой компании, с минимальными технологическими и коммерческими потерями.

3. Контроль своевременного поступления средств от реализации электрической и тепловой энергии. Энергосбыт наделен правами:

1. Требовать от абонентов соблюдения договорных величин и установленных норм расхода электрической и тепловой энергии в заданных режимах энергопотребления.
2. Требовать от руководителей предприятий и организаций немедленного отключения электроустановок при обнаружении состояния, угрожающего аварией» пожаром или опасностью для жизни обслуживающего персонала и населения; а также при несоблюдении предприятием заданных режимов потребления энергии и мощности. Отключать и опломбировать электроустановки при невыполнении этих требований и неуплате за использованную электрическую и тепловую энергию, а также при безучетном пользовании ею.
3. Давать указания сетевым предприятиям на подачу напряжения потребителям и прекращение подачи электроэнергии потребителям.

4. Разрабатывать совместно с предприятиями и организациями – потребителями мероприятия по снижению потребления электрической мощности в часы максимума нагрузки энергосистемы и требовать их выполнения.

5. Давать обязательные для всех потребителей предписания об установке необходимых приборов учета и систем контроля и регулирования расхода электроэнергии.

6. Определять и контролировать соблюдение потребителями оптимальных уровней компенсации реактивной энергии и мощности.

7. Выписывать и предъявлять потребителям платежные документы за отпущенную электроэнергию.

8. Выдавать технические условия абонентам и субабонентам, присоединенным к сети основного потребителя и города-перепродавца. Рассматривать и согласовывать проекты электроснабжения новых и реконструируемых потребителей.

9. Согласовывать объемы нагрузки на фидерах потребителя для подведения под АЧР.

10. Контролировать подготовку электроустановок потребителей к работе в осенне-зимний период и грозовой сезон.

11. Рассматривать предложения, заявления и жалобы потребителей в пределах своей компетенции.

12. Проверять достоверность составляемой абонентами оперативной и статистической отчетности по потреблению электрической энергии.

## ТЕМА 12. БИЗНЕС ПЛАНИРОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ

### *Инвестиционные проекты*

В условиях рыночной экономики решающим условием финансовой устойчивости предприятия является эффективность вложения капитала в тот или иной инвестиционный проект. Поскольку капитальные вложения всегда ограничены финансовыми возможностями предприятия, а достижение результата отдалено во времени, возникает необходимость планирования инве-

стиционных решений и оценки экономической эффективности путем разработки *инвестиционного проекта*, представляющего собой комплексный план создания производства для получения экономической выгоды.

Предприятие может преследовать различные цели в случае принятия решения об инвестировании проекта.



**Рис. 21.** Методы оценки инвестиционного проекта

Как правило, главная цель – это прибыльность инвестиций, соответствующая определенному заранее установленному минимуму (норме рентабельности, прибыльности) или превышающая его. Могут быть поставлены и другие цели более низкого порядка, иерархия которых в убывающем порядке представлена ниже:

- увеличение торгового оборота и доли контролируемого рынка
- сохранение контролируемой доли рынка и репутации у потребителей;
- достижение высокой производительности труда;
- производство новой продукции.

В условиях рынка период разработки и реализации инвестиционного проекта называют **инвестиционным циклом**. Он состоит из трех стадий: прединвестиционной, инвестиционной и производственной.

На **прединвестиционной стадии** заказчик (организатор проекта или инвестор) выбирает управляющего проектом, изучаются различные варианты проекта (строительной площадки, конструктивных особенностей, инвестиционных решений), проводится первоначальная оценка издержек и технико-эконо-



мические исследования. Заканчивается эта стадия составлением программы финансирования проекта.

На **инвестиционной стадии** отбираются организации, реализующие проект, готовится детальная проектная документация, определяются подрядчики и поставщики, проводятся строительные работы, монтаж, отладка.

**Производственная стадия** – это стадия текущей эксплуатации объекта.

Прединвестиционная фаза закладывает основы для последующих фаз инвестиционного цикла и во многом определяет успех инвестиционного проекта. Результатом исследований на этой стадии является коммерческая оценка проекта, в ходе которой обычно составляется бизнес-план. Его важнейшим разделом является **экономическое обоснование**, т. е. предоставление информации в виде, позволяющем инвестору сделать заключение о целесообразности осуществления инвестиций. Информация именно этого раздела бизнес-плана является ключевой для принятия решения потенциальным инвестором об участии в проекте.

Экономическое обоснование включает в себя два вида оценки: экономическую (экономическую эффективность) и финансовую (финансовую состоятельность). Экономическая оценка характеризует способность проекта к сохранению и обеспечению прироста капитала, финансовая – анализ ликвидности (платежеспособности) предприятия в ходе реализации проекта.

Методы оценки инвестиционного проекта представлены на рис.22

Экономический анализ в складывающихся рыночных условиях должен состоять из следующих этапов:

- технико-экономическое сопоставление вариантов инвестиционных решений на основе методов экономической оценки;
- обоснование экономической реализуемости (финансовой состоятельности) рекомендованного варианта;
- финансовый анализ (оценка влияния изменения внешних факторов на показатели проекта).

Для каждого из этапов может использоваться различный набор методических подходов (инструментов), но обязательным общим элементом должно

быть наличие и правильное использование нормативной базы (цен на оборудование и материалы, стоимостных оценок топливно-энергетических ресурсов, соотношений составляющих себестоимости продукции, тарифов на транспорт и др.).

### ***Бизнес-план инвестиционного проекта***

Бизнес-план представляет собой документ, в котором в целостной форме излагаются цели предлагаемого к реализации проекта, определяется объем работ, требующих выполнения в ходе реализации проекта, оценивается их стоимость, вырабатывается план сбыта продукции, оцениваются конечные результаты реализации продукции и необходимые для этого средства. Цель бизнес-плана – организация работ на начальной стадии реализации инвестиционного проекта (ИП), оценка эффективности ИП и подготовка убедительных аргументов в пользу реализации и привлечения потенциальных инвесторов. Нередко на этапе представления бизнес плана проводится анализ финансового состояния предприятия (чаще всего независимой юридической фирмой) и юридический анализ, который представляет собой изучение структуры компании, контрактов с поставщиками и заказчиками, с целью выявления любых юридических исков к предприятию, которые могут возникнуть в будущем. Такой анализ представляется ограниченному числу лиц, так как он, в своем большинстве, содержит информацию, составляющую коммерческую тайну.

Высшему руководству обычно представляют не сам бизнес план, а резюме проекта. Резюме представляет собой краткий обзор бизнес-плана. Его объем не должен превышать трех страниц машинописного текста. Пишется резюме в последнюю очередь, при этом текст обычно составляется из ключевых фраз других разделов бизнес-плана. Задача резюме – в сжатой форме представить основные идеи бизнес-плана, а также при необходимости привлечь внимание и заинтересовать потенциального партнера, инвестора или кредитора. Описание проекта или резюме может включать следующую информацию:

- 1) **название проекта;**

**2) описание предприятия, его специализацию и предысторию развития.** Структура этого раздела бизнес-плана, включает в себя следующую информацию:

полное и сокращенное наименование предприятия, дату регистрации, номер регистрационного удостоверения, юридический адрес, банковские реквизиты;

краткую характеристику инициаторов проекта;

организационно-правовую форму предприятия;

учредителей предприятия;

основной вид деятельности предприятия;

миссию организации;

оценку сильных и слабых сторон конкурентов и собственного предприятия;

**3) бизнес-идея проекта,** которая состоит из описания проекта и его целей, анализа рынков сбыта, разработки стратегии маркетинга. В первую очередь в данном разделе бизнес-плана следует описать причины, вызвавшие идею проекта. Такими причинами в проектах по электроснабжению могут быть:

избыточные ресурсы. Эта причина может возникнуть в энергетике, когда объемы продаж электроснабжающей организацией в связи с изменением нагрузки снижаются, в результате электрооборудование работает с низкой загрузкой. Тогда возникает идея его замены, например, с целью снижения затрат, связанных с его обслуживанием;

изменение спроса на электроэнергию. Например, рост спроса на электроэнергию может привести к проблемам в электроснабжении потребителей в связи с невозможностью обеспечить их надежное электроснабжение. В результате возникает идея развития электрических сетей для удовлетворения указанного спроса;

особенности электроснабжения потребителей. Например, при высоких значениях ущерба от недоотпуска электроэнергии (или от ее низкого качества) может возникнуть идея изменения конфигурации и структуры электрической сети с целью снижения указанного ущерба;

иные причины, связанные с интересами руководства предприятия или инвесторами, кредитной политикой государства и т.д.

Затем проводится анализ сбыта продукции. В общем случае оценку сбыта продукции в электроснабжении приходится проводить на основе прогноза полезного отпуска электроэнергии. Такой прогноз проводится чаще всего на базе вероятностно-статистических методов. При невозможности использования указанных методов следует помнить следующее:

согласно источнику /14/ ток в линии электропередач достигает своего максимального значения на 5 год ее эксплуатации;

нормативные сроки строительства энергообъектов находятся в пределах: одного года для ВЛ и подстанций 35 кВ и ниже, в пределах от одного до двух лет для ВЛ и подстанций 110-220 кВ, и в пределах от двух до трех лет ВЛ и подстанций 500 кВ.

При этом в случае наличия и обострения борьбы на рынке сбыта электроэнергии целесообразно проводить оценку сильных и слабых сторон конкурентов. Целесообразно также проводить оценку и ранжирование потребителей по платежеспособности и исполнению своих обязательств. В случае наличия большой доли «недисциплинированных» потребителей следует отказаться от реализации проекта или предусмотреть соответствующие меры по обеспечению проекта, стоимость которых следует учитывать в затратах по проекту.

В заключении раздела разрабатывается маркетинговый план исходя из объемов сбыта продукции, который включает: тарифы на электроэнергию, удельные ущербы, ценовую политику организации, особенность сбыта (балансовая принадлежность сетей, структура распределения средств от потребителя и пр.), перспективы развития рынка и рекламные мероприятия.

**4) стратегические цели и задачи предприятия, ресурсы и прибыль предприятия, финансовое состояние и риски, связанные с функционированием предприятия (данный раздел целесообразно включать в бизнес-план для оценки возможности финансирования за счет собственных средств предприятия и оценки риска реализации проекта);**

5) **организационный план** содержит краткие сведения о квалификации управленческого персонала, информацию о том, какими способностями применительно к настоящему проекту он обладает (при этом в случае недостаточной квалификации управленческого и эксплуатационного персонала целесообразно предусмотреть его обучение и повышение квалификации, а также найм или увольнение). В данном разделе приводится организационная схема предприятия, описываются функции подразделений и отдельных лиц. В завершении проводятся оценки: эффективности изменения организационной структуры и годового фонда заработной платы персонала. Подробно указанный пункт бизнес-плана рассматривается в разделах 7 и 8;

6) **юридический план**. В юридическом плане отражается форма собственности и правовой статус организации, например, акционерное общество, частное владение, муниципальное предприятие и прочее. Здесь же указываются также инвесторы и структура инвестиций.

7) **экологическая информация**. В этом разделе должны быть приведены данные о состоянии природной среды в районе, где будет осуществляться проект, и планируемых мероприятиях по обеспечению требуемых экологических норм, включая следующую информацию:

результаты проверок и оценок экологической ситуации;

предполагаемые меры контроля состояния окружающей среды;

ожидаемое влияние проекта на экологию;

потенциальные обязательства по охране окружающей среды, которые должны быть сделаны в случае реализации проекта;

документы, согласовывающие проект или его разработку;

8) **социальная реакция**. От рассмотрения этого раздела во многом зависят сроки и продолжительность строительства, а также размеры финансирования проекта, при этом неблагоприятное отношение к строительству населения и общественных организаций может существенно затруднить реализацию ИП. В разделе должны рассматриваться: формы участия населения в проекте; формы и объемы компенсационных мероприятий населению; наличие, число и состав

общественных объединений, выступающих против строительства объекта, их политическое и техническое кредо;

9) **экономическое обоснование и эффективность проекта.** Цель экономического обоснования – определение наиболее перспективного варианта с различных точек зрения и, прежде всего, с экономической. Такая оценка проводится на основе следующих исходных данных: капиталовложений в ИП, ежегодных производственных издержек по ИП (включая издержки на ремонт, эксплуатацию, технического обслуживание, ущербы, социальные и экологические выплаты, заработную плату, рекламные издержки и пр.), выручки от реализации проекта (или предоставления услуг). Экономическое обоснование проводится путем определения эффективности каждого проекта или каждого варианта проекта с помощью методов экономической оценки.

Так как в результате проектирования появляется большое число вариантов развития СЭС, то требуется значительный объем технико-экономических вычислений, которые целесообразно выполнять на персональных ЭВМ (например, в программе Project Expert, или путем ввода формул в программные продукты Excel или MathCad).

Перечислим ряд требований, который предъявляются к технико-экономическим расчетам:

а) при экономическом сопоставлении проектируемых вариантов уровень цен должен быть сопоставимым (это означает, что цены должны быть приведены к одному моменту времени, и соответствовать порядку складываемых величин);

б) в расчетах должны быть выявлены все технико-экономические показатели значительным образом влияющие на конечный результат: размер капиталовложения в проектируемые варианты, эксплуатационные расходы, затраты вызванные потерями электроэнергии (активной мощности), различные виды ущербов. При этом желательно также учитывать налогообложение и амортизационные расходы, а в случае если проект выполняется на заемные средства, то еще и выплату процента по ним;

в) каждый рассматриваемый вариант должен соответствовать требованиям, предъявляемым к системам электроснабжения, отраслевым руководящими документами (ПУЭ, ПТЭ), инструкциями, ГОСТами и т.д.;

9) **финансовый план.** Включает в себя следующие составляющие: отчет о прибыли, отчет о движении денежных средств, балансовый план, оценку точки безубыточности. Указанные пункты плана рассматриваются в разделе 12;

10) **стратегия финансирования:** потребности в инвестициях, направления их использования, предполагаемые источники финансирования, порядок возврата заемных средств, при этом указываются процентные ставки по кредиту, а также предполагаемые дивиденды и сроки их получения. При этом в бизнес-плане находит отражение только окончательный вариант финансирования.

### ТЕМА 13. ОРГАНИЗАЦИОННЫЙ ПЛАН

В организационном плане рассматриваются:

- организационная схема предприятия, функции подразделений предприятия, схема взаимодействия их друг с другом, координация их деятельности и контроль;

- характеристика персонала, указывается профиль специалистов и их число, образование, опыт работы, заработная плата;

- вопросы оплаты труда и стимулирования труда руководящего персонала (например, будет ли применяться системы участия в прибыли или иные формы поощрения.

Некоторые цели и задачи и основные определения, рассматриваются нами ниже.

#### **Организационная структура предприятия электрических сетей**

Особенности технологического процесса производства, передачи и распределения электроэнергии определяют профессиональную подготовку рабочих, инженерно-технического персонала, специалистов и руководителей, а также их структуру и расстановку на энергопредприятиях. В настоящее время в связи с широкомасштабными реформами в жилищно-коммунальном хозяйстве и электроэнергетике РФ задача определения расстановки персонала и выбора

организационной структуры управления значительно осложняется незавершенностью указанных выше реформ. В связи с этим для выполнения дипломных и курсовых работ целесообразно применять действующие с 2000 г. «Рекомендации по нормированию труда работников энергетического хозяйства» /17/.

Персонал представляет важнейшую часть организации и имеет сложную взаимосвязанную структуру, характеризующуюся следующими системными признакам:

Организационная структура - это состав и соподчиненность взаимосвязанных звеньев управления.

Функциональная структура отражает разделение управленческих функций между руководством и отдельными подразделениями.

Ролевая структура характеризует коллектив по участию в творческом процессе на производстве, коммуникационным и поведенческим ролям.

Социальная структура характеризует трудовой коллектив по социальным показателям (пол, возраст, профессия и квалификация, национальность, образование и др.).

Штатная структура определяет состав подразделений и перечень должностей, размеры должностных окладов и фонд заработной платы.

Организационная структура управления состоит из совокупности взаимосвязанных звеньев управления.

Звено управления - самостоятельная часть организационной структуры на определенной ступени (уровне), состоящая из аппарата управления и производственных подразделений.

Ступень (уровень) управления - единство звеньев управления, одинаково удаленных от верхнего звена (вершины) организационной структуры.

Аппарат (орган) управления - коллектив работников управляющей системы, наделенный правами координации деятельности подразделений, имеющий помещение, технические средства, штатное расписание, положение о структурных подразделениях и должностные инструкции.

Структурное подразделение - самостоятельная часть звена управления (отдел, служба, участок), выполняющая определенные задачи управления на



основе положения о структурном подразделении. Различают функциональные и производственные подразделения.

Функциональное структурное подразделение является самостоятельной частью аппарата управления, реализующей задачи определенной функции управления (например, подготовка производства, бухгалтерский учет, экономическое планирование). Конечный результат - управленческие решения.

Производственное структурное подразделение - это самостоятельная часть звена управления, выполняющая задачи оперативного управления производством, обеспечивающая выпуск продукции в материальной форме (жилые дома, готовые конструкции, перевезенные грузы, изделия).

Для целей составления бизнес-плана и экономической оценки, наибольший интерес представляют: организационная, функциональная и штатная структуры, которые обычно рассматриваются в комплексе.

Организационная структура управления представляет собой определенную упорядоченность задач, ролей, полномочий и ответственности, создает условия для осуществления предприятием своей деятельности и достижения установленных целей. Она развивается и изменяется под воздействием особенностей стратегии предприятия, его внутренней сложности и изменений во внешней среде. При этом различают два типа структур: иерархический тип, характерной особенностью которого является преобладание вертикальных связей и наличие жесткой декларативной формы управления; органический тип, основанный на преобладании вертикальных связей в системе управления, коллективной ответственности за результат. В энергетике преобладает преимущественно иерархический тип структур управления: дивизиональная, характерная для крупных территориально-распределенных энергетических предприятий (например, холдинга «РАО ЕЭС России» или оптовой генерирующей компании, оптовой сетевой компании и пр.). Линейный и линейно-функциональный тип структуры, применяется для организации системы управления энергетических служб промышленных предприятий, а также для небольших предприятий электрических сетей в городах и сельской местности. Органический тип струк-

тур управления наблюдается в строительно-монтажных и ремонтных организациях энергетики (преимущественно бригадный вид организационной структуры) и в ряде проектных организаций.

Организация управления предприятием существенно зависит от организационно-правовой формы собственности, виды которой нашли отражение в Гражданском Кодексе РФ:

На рис. 10 приведена организационная структура управления предприятием электрических сетей. Следует отметить, что в зависимости от объема и масштабов выполняемых работ организационная структура может быть существенно изменена, при этом некоторые структурные службы могут быть исключены или вновь созданы. Для выполнения директором административно-хозяйственных функций создаются следующие соответствующие службы, например:

АСУ – автоматизированная система управления;

ОМТС – отдел материально-технического снабжения;

ОДС – оперативно-диспетчерская служба;

СТД – служба технической диагностики;

Остальные подразделения, также указаны на рис. 22.

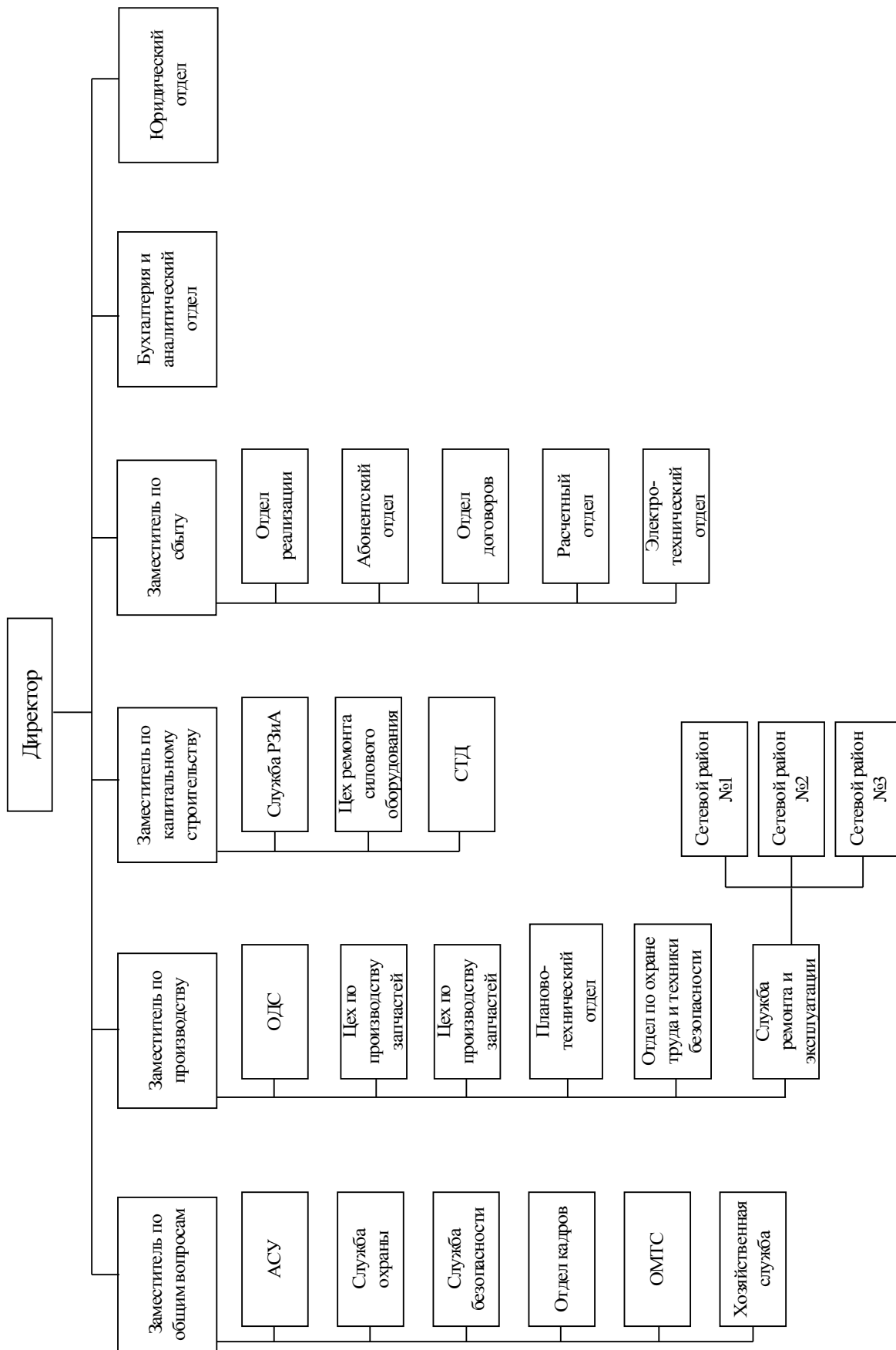


Рис. 22. Примерная организационная структура предприятия электрических сетей

## Организация инструментального хозяйства

*Задача инструментального хозяйства* – своевременное изготовление и обеспечение производства высокопроизводительным и экономичным инструментом и технологической оснасткой, а также поддержание его в работоспособном состоянии в период эксплуатации.

Работа по обеспечению инструментами и технологической оснасткой выполняется подразделениями инструментального хозяйства и ведется по двум направлениям:

- инструментальное производство;
- инструментальное обслуживание.

Структура инструментального хозяйства представлена на рис. 23.

*Функции инструментального хозяйства:*

- 1) разработка нормативов потребления инструмента и оснастки;
- 2) планирование: изготовления, приобретения, ремонта;
- 3) изготовление инструмента и оснастки;
- 4) приобретение;



**Рис. 23.** Структура инструментального хозяйства

- 5) организация хранения и обслуживание цехов;
- 6) ремонт и восстановление;
- 7) заточка;
- 8) утилизация;
- 9) надзор за надлежащим использованием.

## ***Планирование и нормирование потребности в инструменте и технологической оснастке***

Потребность предприятия в инструменте и технологической оснастке (далее в инструменте) складывается из расходного и оборотного фондов.

*Расходный фонд* – это годовая потребность в инструменте для выполнения запланированного объема и номенклатуры продукции. Расчет потребности по каждому виду инструмента ведется по утвержденным нормам расхода и годовой производственной программы.

Расход режущего инструмента  $R_{пл.р.и}$  по каждой операции определяется по формуле

$$R_{пл.р.и} = Q_{год} \cdot n_{н.р.и}, \quad (13.1)$$

где  $Q_{год}$  – годовой объем выпуска продукции (тыс. шт.);

$n_{н.р.и}$  – норма расхода инструмента на 1000 изделий (шт.).

Обычно нормы расхода инструмента устанавливаются на 1000 деталей или 1000 станко-часов работы оборудования.

Норма расхода режущего инструмента на 1000 деталей рассчитывается по формуле

$$n_{н.р.и} = \frac{1000 t_m \cdot K_y}{t_{р.60}}, \quad (13.2)$$

где  $t_m$  – машинное время на обработку одной детали (мин.);

$K_y$  – коэффициент случайной убыли инструмента ( $K_y > 1$ );

$t_{р.60}$  – расчетное время работы инструмента до полного износа (ч).

Аналогично рассчитываются нормы расхода абразивного инструмента.

Расход вырубных штампов по каждой операции ( $R_{пл.ш}$ ) можно рассчитать по формуле

$$R_{пл.ш} = \frac{Q_{год}}{n_{изн.ш} (n_m + 1) K_{ш}}; \quad (13.3)$$

$$n_{изн.ш} = d_{ст} \cdot n_{уд}; \quad (13.4)$$

$$d_{cm} = \left( \frac{h_{cm.m}}{h_{пер.м}} \right) + 1, \quad (13.5)$$

где  $Q_{год}$  – годовой объем выпуска деталей (шт);

$n_{изн.ш}$  – число ударов штампа до полного износа матрицы (шт);

$n_m$  – число сменных матриц до износа нижней плиты штампа (шт.);

$k_{ш}$  – коэффициент снижения стойкости штампа после каждой переточки;

$d_{ст}$  – число переточек матрицы до полного износа;

$n_{уд}$  – стойкость матрицы между двумя переточками (количество ударов штампа);

$h_{ст.м}$  – допустимое стачивание матрицы (мм);

$h_{пер.м}$  – слой металла, снимаемый при переточке матрицы (мм).

*Оборотный фонд* – запас инструмента ( $Z_{об}$ ) для обеспечения нормальной работы производства, образующийся:

- из складских запасов: в ЦИСе и ИРК ( $Z_{скл}$ );
- эксплуатационного фонда на рабочих местах ( $Z_p$ );
- инструмента в заточке ( $Z_з$ );
- инструмента в ремонте ( $Z_{рем}$ );
- инструмента на контроле ( $Z_k$ ).

$$Z_{об} = Z_{скл} + Z_p + Z_з + Z_{рем} + Z_k. \quad (13.6)$$

Размер запасов в основном устанавливается по системе «максимум – минимум», то есть каждый вид инструмента имеет три нормы запаса (рис. 24);

- максимальный  $Z_{max}$ ;
- минимальный  $Z_{min}$ ;
- запас в «точке заказа»  $Z_{т.з}$ .

Эти нормы запаса рассчитываются по формулам:

$$Z_{\max} = R_{\text{дн}} \cdot T_{\text{пз}} + Z_{\min}; \quad (13.7)$$

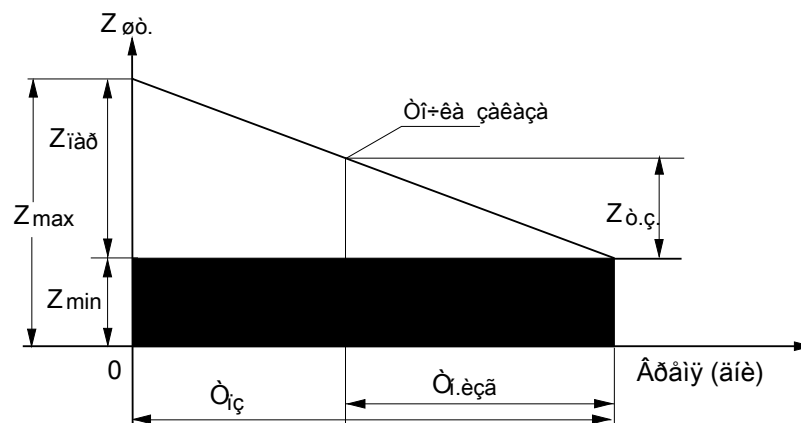
$$Z_{\min} = R_{\text{дн}} \cdot T_{\text{с.изг}}; \quad (13.8)$$

$$Z_{\text{т.з}} = R_{\text{дн}} \cdot T_{\text{н.изг}}, \quad (13.9)$$

где  $R_{\text{дн}}$  – среднедневная потребность ИРК цехов в данном инструменте (шт);

$T_{\text{п.з}}$  – периодичность пополнения запаса (дн.);

$T_{\text{с.изг}}$  и  $T_{\text{н.изг}}$  – время срочного и нормального изготовления партии инструмента или приобретения партии покупного инструмента (дн).



**Рис. 24.** График расчета запасов инструмента по системе «максимум – минимум»

Запас точки заказа ( $Z_{\text{т.з}}$ ) отражает такую величину запаса, при которой должен выдаваться заказ на изготовление или приобретение инструмента.

Объем партии заказа ( $Z_{\text{пар}}$ ) равен

$$Z_{\text{пар}} = Z_{\max} - Z_{\min}. \quad (13.10)$$

*Изготовление инструмента.* Если предприятие не может приобрести необходимый ему инструмент у специализированных инструментальных заводов или такое приобретение дороже собственного производства, то изготовление такого инструмента размещают в собственных инструментальных цехах. Обычно инструментальные цехи организуются по технологическому принципу. В их состав входят отделения или участки: станочное, слесарно-сборочные, локальные, шлифовально-заточные, заготовительные, термические, контрольные, восстановления инструмента, измерительная лаборатория, кладовые и т. д.

Специализация подразделений цеха зависит от вида основной продукции предприятия и ее объемов.

*Приобретение инструмента* является функцией бюро покупного инструмента.

#### *Организация хранения и обслуживания цехов*

Организация инструментального обслуживания непосредственно в производственных подразделениях предприятия предполагает бесперебойное снабжение рабочих мест инструментом, их правильную эксплуатацию, своевременный и качественный ремонт.

Рабочие места производственных цехов обслуживают ИРК, в функции которых входит:

- получение из ЦИС (ЦАС) инструмента;
- организация хранения и учета;
- выдача на рабочие места;
- организация ремонта и восстановления инструмента;
- организация контроля;
- списание пришедшего в негодность инструмента.

В ЦИСе (ЦАСе) хранится основная часть запасов инструмента предприятия.

*Ремонт и восстановление инструмента* производится в зависимости от особенностей инструмента и его количества либо в ремонтных отделениях, расположенных непосредственно в цехах основного производства, либо на специализированных участках инструментальных цехов.

*Заточка инструмента.* Для заточки инструмента в цехах организуются заточные отделения. Сложному инструменту, требующему специального дорогостоящего оборудования (червячные фрезы, шеверы, долбяки, протяжки, резцовые головки для конических винтовых колес и т. д.) заточку производят централизованно в инструментальных цехах.

Одной из важных функций является организация технического надзора за эксплуатацией инструмента:

- его состоянием;



- соблюдением правил эксплуатации;
  - выполнением правил хранения;
  - правильной заточкой;
- и т. д.

### ***Оценка эффективности изменения организационной структуры***

Одним из показателей оценки эффективности изменения организационной структуры является интегрированный показатель эффективности организационной структуры:

$$K_{\text{э.ф.у.}} = 1 - \frac{Z_y \cdot K_{\text{уп}}}{\Phi_o \cdot \Phi_v}, \quad (13.11)$$

где  $Z_y$  – затраты на управление, приходящиеся на одного работника аппарата управления;

$K_{\text{уп}}$  – удельный вес численности управленческих работников в общей численности;

$\Phi_v$  – фондовооруженность (стоимость основных и оборотных фондов, приходящаяся на одного работника);

$\Phi_o$  – фондоотдача (объем произведенной (реализованной) продукции), приходящаяся на единицу основных и оборотных фондов.

Должен рассчитываться до и после реализации проекта, при этом чем ближе  $K_{\text{э.ф.у.}}$  к единице тем выше эффективность управления.

Пример. До реконструкции  $Z_{y1} = 20000$  руб.,  $K_{\text{уп1}} = 0,25$  руб.,  $\Phi_{v1} = 50000$  руб.,  $\Phi_{o1} = 1,5$ . После реконструкции  $Z_{y2} = 20000$  руб.,  $K_{\text{уп2}} = 0,25$  руб.,  $\Phi_{v1} = 50500$  руб.,  $\Phi_{o1} = 1,55$ .

Тогда интегрированные показатели эффективности будут равны:

$$K_{\text{э.ф.у.1}} = 1 - \frac{Z_{y1} \cdot K_{\text{уп1}}}{\Phi_{o1} \cdot \Phi_{v1}} = 1 - \frac{20000 \cdot 0,25}{1,5 \cdot 50000} = 0,933$$

$$K_{\text{э.ф.у.2}} = 1 - \frac{Z_{y2} \cdot K_{\text{уп2}}}{\Phi_{o2} \cdot \Phi_{v2}} = 1 - \frac{20000 \cdot 0,25}{1,55 \cdot 50500} = 0,936$$

Высокое значения  $K_{э.ф.у.}$  после реконструкции позволяет сделать вывод о том, что в результате реконструкции повысилась эффективность управления на предприятии.

### ***Организация энергетического хозяйства предприятия***

*Задачи* энергетического хозяйства предприятия:

- обеспечение бесперебойного снабжения производства всеми видами энергии;
- наиболее полное использование мощности энергоустройств и их содержание в исправном состоянии;
- снижение издержек на потребляемые виды энергий.

В зависимости от особенностей технологических процессов на предприятиях потребляются различные виды энергий и энергоносителей, для обеспечения которыми и создается энергетическая служба:

- это электроэнергия, тепловая энергия (перегретый пар, горячая вода), сжатый воздух, природный газ, газы (углекислота, аргон, азот, хлор, кислород, водород), вода разной степени очистки, а также централизованные системы отопления, канализации (ливневой, сточной, фекальной, химически загрязненной), вентиляции и кондиционирования воздуха.

Структура энергетической службы (примерная) приведена на рис. 8.4.

*Функции энергетической службы предприятия:*

- разработка нормативов, касающихся энергетической службы;
- планирование потребности всех видов энергии и энергоносителей, составление энергетического баланса предприятия;
- планирование ППР оборудования;
- планирование потребности в запчастях;
- организация выработки (обеспечения) предприятия всеми видами энергии;
- оперативное планирование и диспетчирование обеспечения предприятия всеми видами энергии;
- организация ремонтных работ оборудования;

- разработка технической документации для проведения монтажных, ремонтных работ оборудования и энергетических коммуникаций (сетей);
- организация обслуживания энергетического оборудования, сетей, линий связи;
- контроль за качеством ремонтных работ;
- организация монтажных, пусконаладочных работ нового оборудования, демонтаж и утилизация списанного оборудования по энергетической части;
- надзор за правилами эксплуатации оборудования;
- контроль за расходами всех видов энергии.

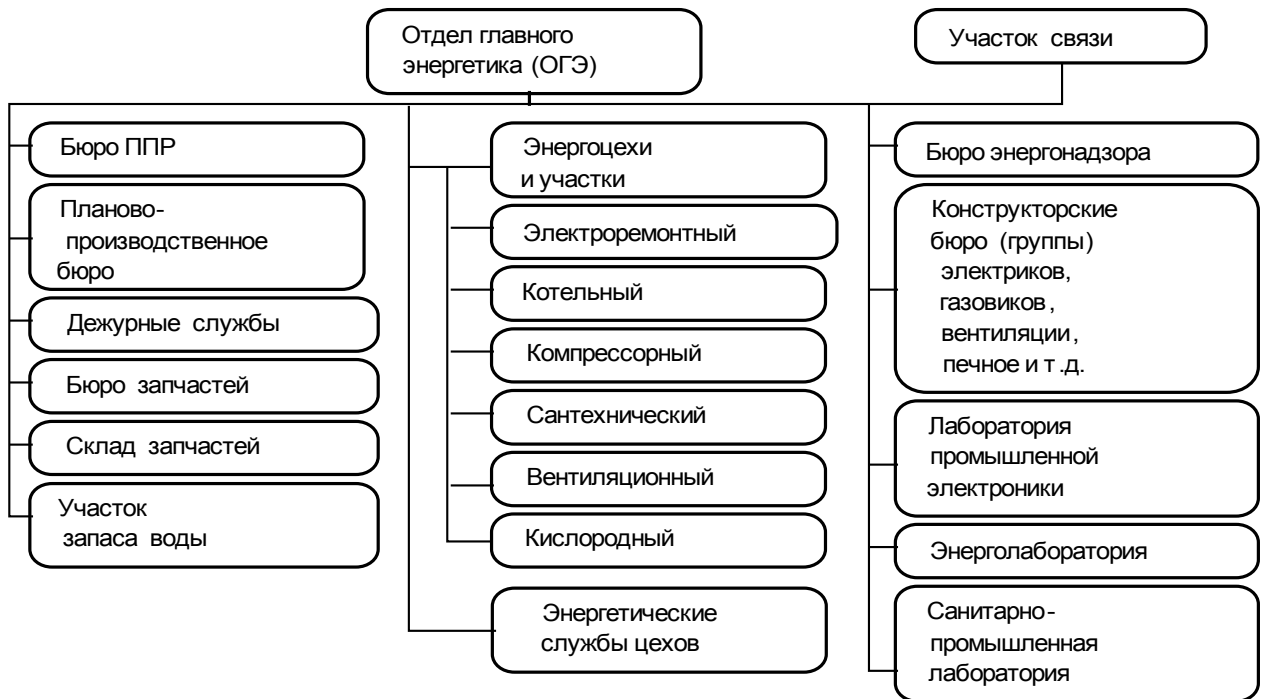
#### *Расчет потребности в энергии и энергетический баланс предприятия*

Организация и эксплуатация энергохозяйства основаны на планировании производства в энергии и определении источников ее покрытия. Потребность в энергоресурсах устанавливается на основе норм их расхода и годовой программы выпуска продукции.

Кроме энергии на производственные цели, учитывается ее расход на освещение, вентиляцию, отопление, а также потери в заводских сетях.

Потребность в технологической энергии рассчитывается из норм расхода по операциям или видам оборудования.

Расход энергоносителей – сжатого воздуха, инертных газов, пара и т. д.  
(м<sup>3</sup>)



**Рис. 25.** Структура энергетической службы предприятия

$$V_{эн} = n_{р.э.н} \cdot F_d \cdot K_з / K_{пс}, \quad (13.12)$$

- где  $n_{р.э.н}$  – норма расхода энергоносителей на один час работы оборудования (метр кубический);  
 $F_d$  – действительный фонд времени работы оборудования за этот период времени;  
 $K_з$  – коэффициент загрузки оборудования по времени;  
 $K_{пс}$  – коэффициент потерь в сетях.

Потребность в электрической энергии (квт. ч.)

$$V_{эл} = \frac{\sum M \cdot F_d \cdot K_з \cdot K_c}{K_{пс}}, \quad (5.11)$$

- где  $\sum M$  – суммарная мощность действующих электроустановок (в квт.);  
 $K_c$  – коэффициент спроса, учитывающий недогрузку по мощности;  
 Годовая потребность в топливе на производственно-технологические нужды (кг, м<sup>3</sup>)

$$V_2 = \frac{V_{тепл}}{g \cdot K_{кпд} \cdot K_{пс}}, \quad (13.13)$$

- где  $V_{тепл}$  – расход тепла в год (кал);  
 $g$  – калорийность топлива (кал/кг, кал/метр кубический);  
 $K_{кпд}$  – коэффициент полезного действия котельной установки.

Энергетический баланс предприятия составляется в виде таблицы (табл. 15).

### **Организация транспортного хозяйства предприятия**

*Задачи транспортного хозяйства* – осуществление бесперебойной транспортировки всех грузов в соответствии с производственным процессом, содер-

жание транспортных средств в исправном и работоспособном состоянии, снижение издержек на транспортные и погрузо-разгрузочные работы.

Рациональная организация транспортного хозяйства служит предпосылкой снижения себестоимости продукции. В зависимости от особенностей технологических процессов и типов производств на предприятии применяются различные транспортные средства.

Классификация транспортных средств предприятия приведена в табл. 16

Структура транспортной службы предприятия зависит от особенностей производственного процесса, типа производства и объемов выпуска продукции.

Таблица 15

Энергетический баланс предприятия

Вид энергии	Потребность в год	Источники получения	
		Собственное производство	Сторонние источники
Электроэнергия	100 млн. квт. ч.	-	100 млн. квт. ч
Тепловая энергия	32 Г кал	12 Г кал	20 Г кал
Вода питьевая	100 000 м <sup>3</sup>	80 000 м <sup>3</sup>	20 000 м <sup>3</sup>
и т. д.			

Таблица 16

Классификация транспортных средств предприятий

Признак	Характеристика
1. Зона применения	<p>1.1. <i>Внешний</i> транспорт (для связи предприятия с внешними транспортными системами):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– железными дорогами;</li> <li>– аэропортами;</li> <li>– речными и морскими портами и др. предприятиями.</li> </ul> <p>1.2. <i>Внутризаводской</i> – для перемещения грузов между цехами, участками, рабочими местами. Он состоит:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– из <i>межцехового</i> транспорта;</li> <li>– <i>внутрицехового</i> транспорта (для перемещения грузов между участками и рабочими местами);</li> <li>– <i>межоперационного</i> транспорта (для перемещения грузов между рабочими местами).</li> </ul>

2. Вид транспортного средства	2.1. <i>Колесный транспорт</i> Железнодорожный Автомобильный Автопогрузчики Электротранспорт (электрокары, вилочные погрузчики, электротягачи) 2.2. Транспортные конвейеры 2.3. Монорельсовые дороги (в т. ч. с автоматическим адресованием грузов) 2.4. Трубопроводный транспорт 2.5. Пневмотранспорт 2.6. Роботы и роботрейлеры
-------------------------------	--



**Рис. 25.** Структура транспортной службы предприятия

Примерная структура транспортной службы машиностроительного (приборостроительного) предприятия приведена на рис. 25.

*Функции транспортной службы предприятия:*

- разработка нормативов, касающихся транспортной службы;
- планирование потребностей всех видов транспорта на основе расчетов грузопотоков и грузооборота;
- планирование ППР транспортных средств;
- планирование потребности приобретения запчастей;
- оперативное планирование и диспетчирование обеспечения предприятия всеми видами транспорта;
- обеспечение производственных процессов транспортными средствами;
- организация осмотров и ремонта транспортных средств;
- организация безопасности движения;

– организация обслуживания транспортных средств (заправка ГСМ, мойка и т. д.);

– организация приобретения новых транспортных средств, их регистрации в государственных органах, получения лицензий на перевозку грузов и людей, списания и утилизации транспортных средств.

#### *Планирование потребности в транспортных средствах (ТС)*

Для эффективного планирования потребности ТС определяются грузооборот предприятия и грузопотоки.

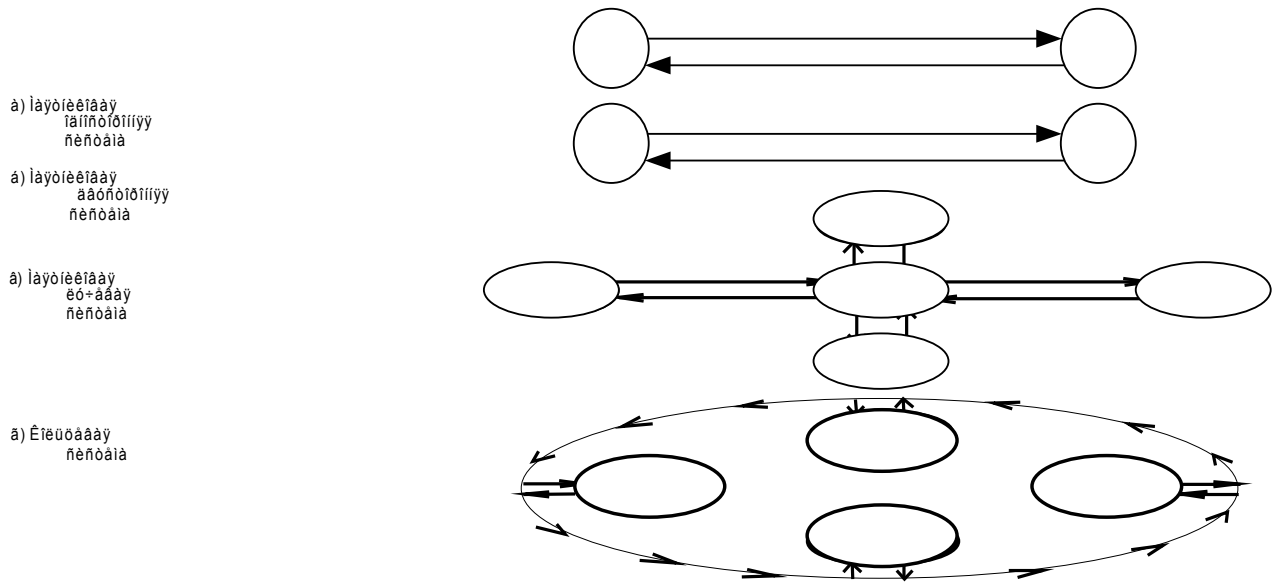
*Грузооборот* – это сумма всех грузов, перемещаемых на предприятии за определенный промежуток времени (или сумма всех грузопотоков предприятия).

*Грузопоток* – количество грузов (т, шт., кг), перемещаемых в определенном направлении между цехами и складами за определенный промежуток времени.

Грузопотоки рассчитываются на основании:

- видов перемещаемых грузов;
- пунктов отправления и доставки;
- расстояний между пунктами;
- объемов перемещаемых грузов;
- частоты и регулярности перевозок.

Перевозки подразделяются на разовые и маршрутные.



**Рис. 26.** Системы маршрутов транспортных перевозок

О – пункт отправления груза; П – пункт приемки груза; --> – холостой пробег

Цехи отправители	1.	2.	3.	4.	5.	Сумма поступлений грузов в цех Σ П (итог граф)
Цехи получатели						
1.	//////	-	-	-	-	Σ П <sub>ц1</sub>
2.	-	//////	-	-	-	Σ П <sub>ц2</sub>
3.	-	-	//////	-	-	Σ П <sub>ц3</sub>
4.	-	-	-	//////	-	Σ П <sub>ц4</sub>
5.	-	-	-	-	//////	Σ П <sub>ц5</sub>

**Рис. 27.** Шахматная ведомость грузопотоков предприятия

*Разовые перевозки* – перевозки по отдельным неповторяющимся заказам (заявкам).

*Маршрутные перевозки* – постоянные или периодические перевозки по определенным маршрутам, которые бывают следующих типов (рис. 27):

- маятниковая система;
- кольцевая система.

*Маятниковая система маршрутов* – это связь между двумя пунктами, которая может иметь два варианта:



- вариант двустороннего маятника, то есть возвращение транспортного средства с грузом;
- вариант одностороннего маятника – возвращение транспортного средства без груза.

Применяется также система *лучевых маятниковых маршрутов*, когда пункт (склад, цех) связан двусторонними перевозками с несколькими пунктами.

*Кольцевая система* – система обслуживания нескольких постоянных пунктов, связанных последовательной передачей грузов от одного к другому.

Одним из методов определения объемов грузопотоков и грузооборота предприятия является составление шахматной ведомости (рис. 28).

В этой ведомости отражаются все перемещения грузов. По вертикали перечислены цехи-отправители и склады, а по горизонтали в том же порядке указаны цехи-получатели и склады.

Каждый цех и склад представлен графой и строкой. Итоги граф показывают общее поступление грузов в данный цех, итоги строк – величину отправления грузов. Сумма итогов граф или строк по всем цехам и складам отражает величину внутренних грузопотоков.

Количество транспортных средств рассчитывается как по межцеховым перевозкам, так и по внутрицеховым и межоперационным транспортным системам.

Основными направлениями совершенствования транспортного хозяйства на предприятиях являются:

- механизация и автоматизация транспортных операций в сочетании с высокой их организацией;
- применение унифицированной тары (в том числе и оборотной);
- внедрение единой производственно-транспортной (комплексной) технологии;
- специализация средств межцехового транспорта по роду перевозимых грузов;
- организация контейнерных перевозок;
- внедрение автоматизированных систем управления транспортом.

## Организация складского хозяйства предприятия

### Задачи складского хозяйства

Основными задачами складского хозяйства являются:

- организация надлежащего хранения материальных ценностей;
- бесперебойное обслуживание производственного процесса;
- отгрузка готовой продукции.

Структура складского хозяйства (рис. 29) зависит от специфики производственного процесса, типа производства и объема выпуска продукции.

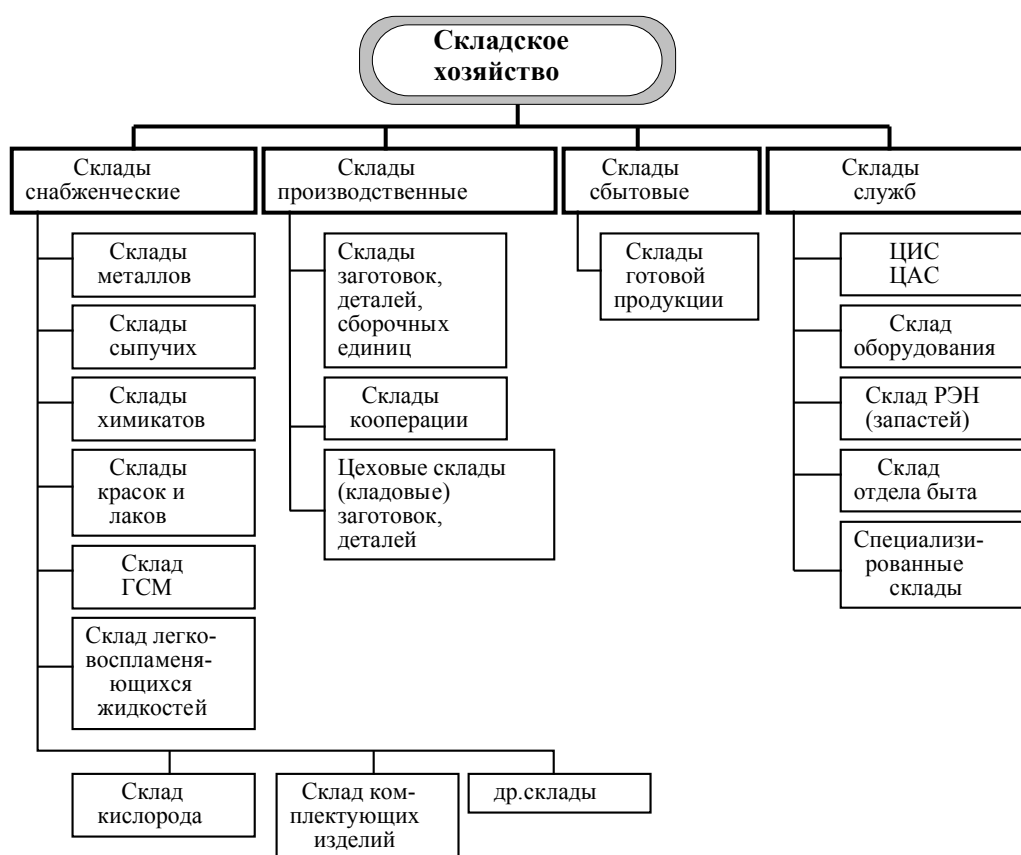


Рис. 29. Структура складского хозяйства

### Функции подразделений складского хозяйства:

- планирование работ;
- приемка, обработка (в том числе сортировка) грузов;
- организация надлежащего хранения (создание условий для исключения повреждений порчи; поддержание необходимой температуры, влажности);
- постоянный контроль и учет движения материальных ценностей;

- своевременное обеспечение производственного процесса материалами, комплектующими изделиями и т. д.;
- создание условий, предотвращающих хищение материальных ценностей;
- строгое соблюдение противопожарных мер безопасности (особенно на складах ГСМ, ЛВЖ, красок и лаков, резино-технических изделий, химикатов и т. п.);
- комплектование готовой продукции, консервация, упаковка ее, подготовка отгрузочной документации и отгрузка.

*Механизация и автоматизация складских работ* – основное направление совершенствования организации работ, связанных с хранением материальных ценностей и передачей их в производство. Современный склад – это сложное хозяйство, состоящее из вертикальных стеллажных конструкций (нормальная высота до 10 и более метров); автоматические штабелирующие машины с программным управлением, специальная тара, перегрузочные устройства, технические средства систем автоматического управления складом.

Большое распространение получили вертикально-замкнутые (люлечные) склады с программным управлением, которые занимают малые производственные площади, но имеют достаточно большую емкость за счет вертикального расположения.

В современном промышленном производстве процессы транспортировки и складирования все более интегрируются в единый автоматизированный комплекс, управляемый ЭВМ.

### ***Организация материально-технического снабжения предприятия (МТС)***

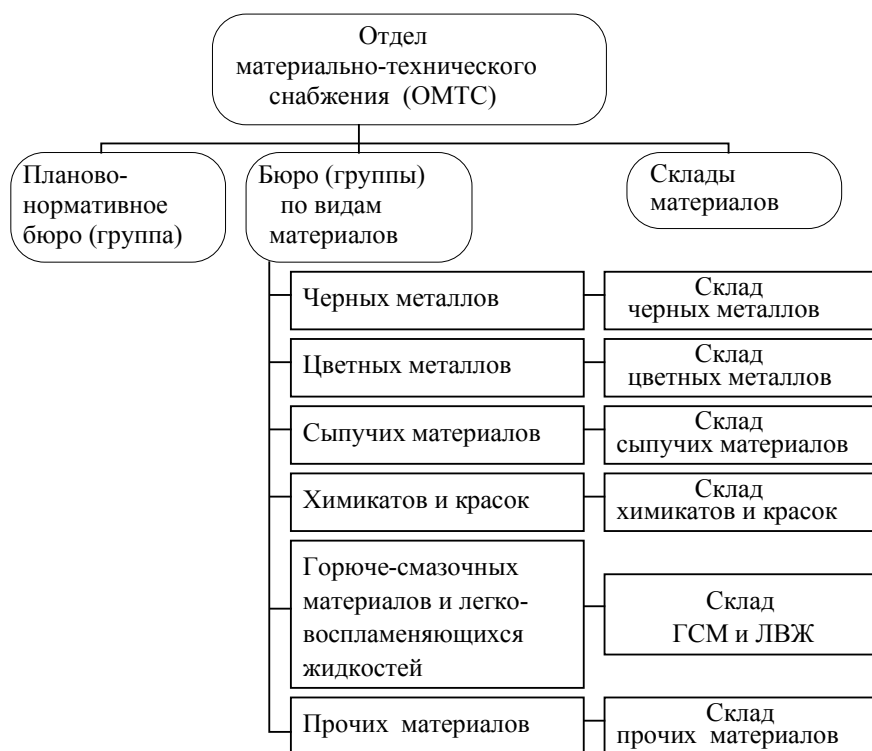
Службу материально-технического снабжения возглавляет отдел МТС (ОМТС). *Задачи ОМТС* – бесперебойное материальное обеспечение производства в соответствии с планом выпуска продукции.

Структура ОМТС показана на рис. 30.

*Основные функции ОМТС:*

- разработка нормативов запасов материальных ресурсов;

- планирование потребности в материальных ресурсах в увязке с планом производства и нормативами запасов;
- поиск поставщиков, оценка вариантов поставок и выбор поставщиков по критериям качества поставляемых материалов, надежности поставщиков, цен на материалы, условий платежей и поставок, транспортно-заготовительных расходов и т. д.;
- заключение договоров (контрактов) на поставки;
- организация работ по доставке материальных ресурсов, контроль и оперативное регулирование выполнения договоров поставок;
- организация приемки, обработки и хранения материальных ресурсов;
- оперативное планирование и регулирование обеспечения производства материальными ресурсами;
- учет, контроль и анализ расходования материальных ресурсов;



**Рис. 30.** Структура службы МТС предприятия

- надзор за рациональным использованием материалов в производстве.

### **Планирование МТС**

План материально-технического снабжения – это совокупность расчетных документов, в которых обоснована потребность предприятия в материаль-

ных ресурсах и определены источники их покрытия. Он сопоставляется в форме баланса МТС.

План МТС разрабатывается на основе:

- производственной программы;
- нормативов запасов материальных ресурсов;
- норм расходов сырья, материалов, полуфабрикатов, топлива, комплектующих изделий;
- планов: капитального строительства, реконструкции, подготовки производства новых изделий, работ по ремонту и эксплуатации оборудования, зданий, сооружений, бытовых объектов и т. д.;
- остатков материальных ресурсов на начало и конец планируемого периода;
- установленных и вновь налаживаемых связей с поставщиками;
- цен на все виды материально-технических ресурсов.

Потребность в материалах ( $G_{M.осн}$ ) на основное производство определяется по формуле

$$G_{M.осн} = \sum_{i=1}^m Q_i n_i, \quad (13.14)$$

где  $Q_i$  – объем выпуска продукции по каждому наименованию (шт.);

$n_i$  – норма расхода материала на одно изделие с учетом технологических потерь (натур. ед.);

$m$  – количество наименований изделий.

Общая потребность в конкретных материалах ( $G_M$ ) определяется по формуле

$$G_M = G_{M.осн} + Z_{н.з} - Z_{м.ф} \pm G_{м.н.п} + G_{м.экс}, \quad (13.15)$$

где  $Z_{н.з}$  – норма запаса материала;

$Z_{м.ф}$  – фактическое наличие материала на предприятии;

$G_{м.н.п}$  – необходимое количество материала на изменение незавершенного производства;

$G_{\text{м.экс}}$  – потребность в материалах для ремонтно-эксплуатационных и других нужд.

Потребность в материальных ресурсах определяется следующими расходами:

- основное производство, включая производство комплектующих изделий и запасных частей;
- изготовление технологической оснастки и инструмента;
- изготовление нестандартизированного оборудования и модернизация оборудования;
- проведение НИР и ОКР (с учетом изготовления опытных образцов и экспериментальных работ);
- реконструкция цехов, участков;
- ремонтно-эксплуатационные нужды;
- капитальное строительство;
- работы социально-культурной и бытовой сфер;
- создание запасов.

## ТЕМА 14. ЭКСПЛУАТАЦИОННО-РЕМОНТНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И СЕТЕВОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ.

### *Износ и восстановление оборудования*

Машины подвергаются физическому и моральному износу, вследствие чего они перестают соответствовать предъявляемым к ним требованиям и выполнять заданные функции.

Физический износ оборудования происходит как при его работе (износ 1-го рода), так и во время простоя (2-го рода) - старение резины, изоляции, окисление может происходить при работе машины под воздействием ряда факторов и при хранения, например, на складе под воздействием изменения окружающей среды. Главной причиной, порождающей физический износ многих машин, является механический износ их деталей. Причем в первый период износ происходит из-за ухудшения эксплуатационных характеристик оборудования, а в дальнейшем он может привести к экономической нецелесообразности эксплуатации машины или ее аварийному состоянию (износ вкладышей, подшипников, лопаточного аппарата, изоляции и т.д.).

Моральный (экономический) износ характеризуется уменьшением потребительской стоимости действующего оборудования под влиянием технического прогресса: появление новых более совершенных машин ведет к снижению стоимости ранее изготовленных.

Различают два вида морального износа:

- 1) утрату действующей техникой стоимости, по мере того как воспроизводство машин такой же конструкции становится дешевле (например, снижение металлоемкости);
- 2) снижение стоимости машин вследствие появления более совершенных (например, новые машины с большим КПД).

**Физический износ** устраняют путем ремонта или замены детали (узла), а моральный – с помощью реконструкции, модернизации и замены оборудования на более совершенное. Модернизация позволяет увеличить сроки службы действующего оборудования при этом затраты на удаление морального износа несравненно ниже, чем на его замену, нередко при достижении тех же результатов. Модернизации могут быть подвергнуты как отдельные устройства, так и агрегаты и станции в целом. Комплексная модернизация оборудования позволяет получить практически новую станцию при затратах в несколько раз меньших, чем это потребовалось бы при полной замене оборудования, поскольку при модернизации большая часть узлов и деталей, как правило, более дорогих (базовых), остаются прежними.

В энергетике поддержание оборудования в работоспособном состоянии, восстановление его наиболее важных характеристик, улучшение эксплуатационных качеств и повышение экономической эффективности его использования достигается за счет применения системы **планово-предупредительного ремонта** (ППР). Такой ремонт оборудования электростанций, подстанций, электрических и тепловых сетей представляет собой комплекс работ, включающих в себя тщательный осмотр, проверки и испытания оборудования, ремонт и замену отдельных узлов и деталей, в «результате которого значения технических и экономических показателей оборудования становятся близкими к проектным, что обеспечивает длительную надежную и экономичную работу

оборудования. Основным принцип ППР – ремонт оборудования до начала его интенсивного износа и соответственно предупреждений аварий, а не ликвидация ее последствий (это не исключает необходимость в аварийном ремонте, если авария все же имела место).

### ***Организация ремонтной службы предприятия***

*Задача ремонтной службы предприятия* – обеспечение постоянной работоспособности оборудования и его модернизация, изготовление запасных частей, необходимых для ремонта, повышение культуры эксплуатации действующего оборудования, повышение качества ремонта и снижение затрат на его выполнение.

Ремонтную службу предприятия возглавляет отдел главного механика предприятия (ОГМ). Структура ремонтной службы представлена на рис. 31

#### *Функции ремонтной службы предприятия:*

- разработка нормативов по уходу, надзору, обслуживанию и ремонту оборудования;
- планирование ППР;
- планирование потребности в запасных частях;
- организация ППР и (ППО), изготовления или закупки и хранения запчастей;
- оперативное планирование и диспетчирование сложных ремонтных работ;
- организация работ по монтажу, демонтажу и утилизации оборудования;
- организация работ по приготовлению и утилизации смазочно-охлаждающих жидкостей (СОЖ);
- разработка проектно-технологической документации на проведение ремонтных работ и модернизации оборудования;





**Рис. 31.** Структура ремонтной службы предприятия

- контроль качества ремонтов;
- надзор за правилами эксплуатации оборудования и грузоподъемных механизмов.

### ***Система планово-предупредительного ремонта (ППР)***

*Система ППР* – это комплекс планируемых организационно-технических мероприятий по уходу, надзору, обслуживанию и ремонту оборудования. Мероприятия носят предупредительный характер, т. е. после отработки каждой единицей оборудования определенного количества времени производятся профилактические осмотры и плановые ремонты его: малые, средние, капитальные.

Чередование и периодичность ремонтов определяется назначением оборудования, его конструктивными и ремонтными особенностями и условиями эксплуатации.

ППР оборудования предусматривает выполнение следующих работ:

- межремонтное обслуживание;
- периодические осмотры;
- периодические плановые ремонты:
  - малые;
  - средние;
  - капитальные.

*Межремонтное обслуживание* – это повседневный уход и надзор за оборудованием, проведение регулировок и ремонтных работ в период его эксплуатации без нарушения процесса производства. Оно выполняется во время перерывов в работе оборудования (в нерабочие смены, на стыке смен и т. д.) дежурным персоналом ремонтной службы цеха.

*Периодические осмотры* – осмотры, промывки, испытания на точность и прочие профилактические операции, проводимые по плану через определенное количество отработанных оборудованием часов.

#### *Периодические плановые ремонты*

*Малый ремонт* – детальный осмотр, смена и замена износившихся частей, выявление деталей, требующих замены при ближайшем плановом ремонте (среднем, капитальном) и составление дефектной ведомости для него (ремонта), проверка на точность, испытание.

*Средний ремонт* – детальный осмотр, разборка отдельных узлов, смена износившихся деталей, проверка на точность перед разборкой и после ремонта.

*Капитальный ремонт* – полная разборка оборудования и узлов, детальный осмотр, промывка, протирка, замена и восстановление деталей, проверка на технологическую точность обработки, восстановление мощности, производительности по стандартам и ТУ.

ППР осуществляется по плану-графику, разработанному на основе нормативов ППР:

- продолжительности ремонтного цикла;
- продолжительности межремонтных и межосмотровых циклов;
- продолжительности ремонтов;
- категорий ремонтной сложности (КРС);
- трудоемкости и материалоемкости ремонтных работ.

*Ремонтный цикл* – это период работы оборудования от начала ввода его в эксплуатацию до первого капитального ремонта или период работы между двумя капитальными ремонтами.

Структура ремонтного цикла – это порядок чередования ремонтов и осмотров, зависящих от типа оборудования, степени его загрузки, возраста,

конструктивных особенностей и условий эксплуатации. Например, для агрегатных финишных станков структура ремонтного цикла имеет следующий вид

К - О - О - М<sub>1</sub> - О - О - М<sub>2</sub> - О - О - С<sub>1</sub> - О - О - М<sub>3</sub> - О - О - М<sub>4</sub> - О - О -  
С<sub>2</sub> - О - О - М<sub>5</sub> - О - О - М<sub>6</sub> - О - О - К,

где К – это капитальный ремонт (или ввод оборудования в эксплуатацию);

С – средний ремонт;

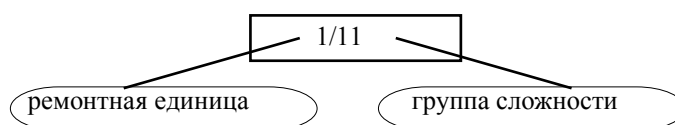
М – малый ремонт;

О – осмотр;

1, 2, 3, ..., 6 – порядковый номер ремонта в цикле.

*Продолжительность ремонтного цикла* – промежуток времени между двумя капитальными ремонтами.

*Категория ремонтной сложности (КРС)* присваивается каждой единице оборудования. В качестве *ремонтной единицы* принята 1/11 трудоемкости капитального ремонта токарно-винторезного станка 16К20, относящегося к одиннадцатой группе сложности.



Для единицы ремонтной сложности рассчитаны нормативы в часах для ремонтов по видам работ:

– слесарные;

– станочные;

– прочие (окрасочные, сварочные и др.).

Категория ремонтной сложности для механической и электрической частей оборудования рассчитываются отдельно.

Категория ремонтной сложности универсального оборудования определяется по справочнику ППР.

КРС специального технологического оборудования ( $\alpha_{p.c}$ ) определяется трудоемкостью ремонтных работ:

$$\alpha_{pc} = \frac{\sum_{i=1}^m t_{i,слес}}{t_{p.e.слес}}, \quad (14.1)$$

где  $t_{i,слес}$  – норма времени выполнения каждой слесарной операции, в норма-часах;

$t_{p.e.слес}$  – норма времени на одну ремонтную единицу капитального ре-монта оборудования, в норма-часах;

$m$  – типовой перечень слесарных работ (с указанием процентов замены изношенных важнейших деталей), выполняемых при проведении капи-тального ремонта.

Для большинства оборудования в машиностроении и приборостроении норма времени на одну ремонтную единицу равна:

– 23 часа для механической части оборудования;

– 11 часов для электрической части.

### ***Затраты на ремонт***

Ежегодные затраты на КР и ТР, а также ТО энергетического оборудова-ния определяются по формуле:

$$И_{экс} = K \cdot \alpha_{экс}, \quad (14.1)$$

где  $\alpha_{экс}$  – норма ежегодных отчислений на эксплуатацию, текущий ремонт и обслуживание, определяется по табл. 19, тыс. руб.;

$K$  – капиталовложения или балансовая стоимость основных фондов.

*Таблица 17*

Ежегодные нормы отчислений издержек на ТО, КР и ТР в процентах от балан-совой стоимости оборудования

Виды основных средств	На капитальный и текущий ремонт, %	На техническое обслу-живание и текущий ре-монт, %	Общая, %
1	2	3	4
Персональные компью-теры и другая компью-терная техника	–	0,84	0,84
Измерительная техника, датчики, электрические	1,55	0,75	2,3

счетчики и пр.			
Силовое электрооборудование и распределительные устройства (ОРУ, ЗРУ, выключатели, трансформаторы, шины, измерительные трансформаторы, изоляторы, распределительные шины и др.)	3,70	2,49	1,21
Щиты вводные и распределительные	14,83	9,45	5,38
Аккумуляторы кислотные	4,09	2,75	1,34
ВЛ от 0,4 до 20 кВ			
– на металлических или железобетонных опорах	0,85	0,6	0,25
– на опорах из пропитанной древесины или непропитанной лиственницы	1,95	1,7	0,25
– на опорах из неопитанной древесины	2,25	2,0	0,25
ВЛ от 35 и выше на металлических или железобетонных опорах	0,65	0,4	0,25
ВЛ от 35 и выше на опорах из пропитанной древесины или непропитанной лиственницы	2,1	1,6	0,5
Кабельные линии до 10 кВ, со свинцовой или алюминиевой оболочкой, проложенные в земле или помещении	0,4	0,3	0,1
Кабельные линии до 10 кВ, со свинцовой оболочкой, проложенные под водой	0,7	0,6	0,1
Кабельные линии 20-35 кВ, со свинцовой или алюминиевой оболочкой, проложенные в земле или помещении	0,5	0,4	0,1
Кабельные линии 20-35 кВ, со свинцовой оболочкой, проложенные под	0,9	0,8	0,1

водой			
Кабельные линии 110-220 кВ, маслонаполненные, проложенные в земле или помещении	0,6	0,5	0,1
Кабельные линии 110-220 кВ, маслонаполненные, проложенные под водой	1,1	1,0	0,1

### ***Покупная электроэнергия и ее потери в системах электроснабжения***

Количество электроэнергии, поступившее в систему электроснабжения, можно найти по формуле баланса:

$$W_{\text{пок}} = W_{\text{р}} + \Delta W, \quad (14.2)$$

где  $W_{\text{пок}}$  – покупная электроэнергия, кВт·ч;

$W_{\text{р}}$  – потребление электроэнергии, обусловленное нагрузками потребителей, кВт·ч;

$\Delta W$  – потери электроэнергии, кВт·ч.

Как правило, расчет по указанной формуле проводится за час, сутки, месяц и год, для экономических расчетов преимущественно применяют месячные и годовые формы баланса электроэнергии.

Изменение количества электроэнергии поступившее в СЭС может привести к изменению издержек на покупку электроэнергии ( $I_{\text{w}}$ ), что отражается в экономических расчетах:

$$I_{\text{w}} = W_{\text{пок}} \cdot T_{\text{пок}}, \quad (14.3)$$

где  $T_{\text{пок}}$  – тариф на покупку электроэнергии от внешних СЭС, руб/кВт·ч.

Базовым определением потерь являются фактические (отчетные) потери электроэнергии, определяемые как разность между электроэнергией, поступившей в сеть, и электроэнергией, отпущенной из сети, определяемая по данным системы учета электроэнергии.

Фактические потери электроэнергии могут быть разделены на четыре составляющие:

1) технические, обусловленные физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии по электрическим сетям и выражающимися в преобразовании части электроэнергии в тепло в элементах сетей.

2) расход электроэнергии на собственные нужды подстанций, необходимый для обеспечения работы технологического оборудования подстанции и обслуживающего персонала. Расход электроэнергии регистрируется счетчиками, установленными на трансформаторах собственных нужд.

3) потери электроэнергии, обусловленные инструментальными погрешностями ее измерения (инструментальные потери).

4) коммерческие потери, обусловленные хищениями электроэнергии. Некоторая часть литературных источников относит к ним несоответствие показаний счетчиков оплате за электроэнергию. Однако, например, договор на электроснабжение, ПТЭ и ряд иных нормативных документов указывает на свободный доступ энергоснабжающей организации к системам учета, что позволяет энергоснабжающей организации установить расхождение и принять меры по ликвидации возникшей задолженности потребителем электроэнергии (с учетом пени и штрафов). Таким образом, нельзя относить несоответствие показателей счетчиков оплате за электроэнергию к потерям.

Ряд литературных источников считает, что технические потери не могут быть измерены, и что их значения можно получить только расчетным путем. Однако, в некоторых случаях (при отсутствии коммерческих потерь или возможности их учета) технические потери могут быть измерены с некоторой погрешностью. Причем в указанном случае технические потери будут в своем большинстве измерены с большей точностью. Это объясняется тем, что расчеты технических потерь предполагают использование измеренных величин тока, напряжения, мощности, что может привести к еще большим погрешностям в измерении и расчете потерь, нежели измерение их с помощью измерительных средств (таких как счетчиков электроэнергии).

Технические и инструментальные потери, а также расход электроэнергии на собственные нужды подстанций должен учитываться в экономических рас-

четах, как издержки производства, т.е. присутствовать в формуле (43). Коммерческие потери оплачиваются энергоснабжающей организацией за счет прибыли, и учитываться в формуле (43), не могут, однако они учитываются при распределении прибыли. При этом, снижение коммерческих потерь приводит к увеличению прибыли предприятия, а некоторые мероприятия по снижению коммерческих потерь (например, установка более совершенных систем учета, периодическая проверка приборов учета и точки подключения потребителей) при высокой их эффективности позволяют учесть расходы на мероприятия в себестоимости электроэнергии, тем самым к частичной оплате расходов по снижению потерь потребителем.

Технические потери электроэнергии в элементе системы электроснабжения в общем виде при известных параметрах элемента определяются по формулам:

$$\Delta W = \Delta P_{\max} \cdot \tau, \quad (14.4)$$

$$\Delta W = \Delta P_{\text{cp}} \cdot T_{\text{r}} \cdot k_{\phi}^2, \quad (14.5)$$

где  $\Delta P_{\max}$  – потери в элементе сети, кВт;

$\tau$  – число часов наибольших потерь, час/год;

$T_{\text{r}}$  – число часов в году (8760), час/год;

$k_{\phi}$  – коэффициент формы графика нагрузки.

Более подробно вопросы оценки потерь рассмотрены в источнике [3], причем в указанной литературе рассматриваются вопросы оценки потерь в системах электроснабжения и при неполных параметрах системы электроснабжения.

Суммарные потери электроэнергии в системе электроснабжения определим по формуле:

$$\Delta W_{\Sigma} = \sum_{i=1}^N \Delta W_i, \quad (14.6)$$

где  $\Delta W_i$  – потери в элементе системы электроснабжения (ВЛ, трансформаторе и компенсирующем устройстве и т.д.), кВт·ч.;

$T$  – число элементов системы электроснабжения.



## Сетевое планирование в инвестиционном проекте

### Правила сетевого планирования

После принятия решения о начале работ над ИП или разработке графика ППР необходимо решить задачу окончания работ за заданное время с использованием выделенных ресурсов. Для решения этой задачи в 1956-1958 гг. были разработаны два метода. Один из которых – метод критического пути (МКП) впервые был применен компанией DuPont Co, который будет рассмотрен далее. Другой метод - метод оценки и пересмотра проектов (ПЕРТ) был разработан для министерства военно-морских США. Характерным для этих методов является изображение проекта в виде сети взаимосвязанных работ. В настоящее время большее распространение получили МКП, при этом сетевая диаграмма имеет тип «вершина – работа», используемый например, в программе Project фирмы Microsoft. В методе ПЕРТ используется другой тип сетевой диаграммы «вершина событие» (рис. 32). Рассмотрим далее основные принципы построения сетевого графика проекта.

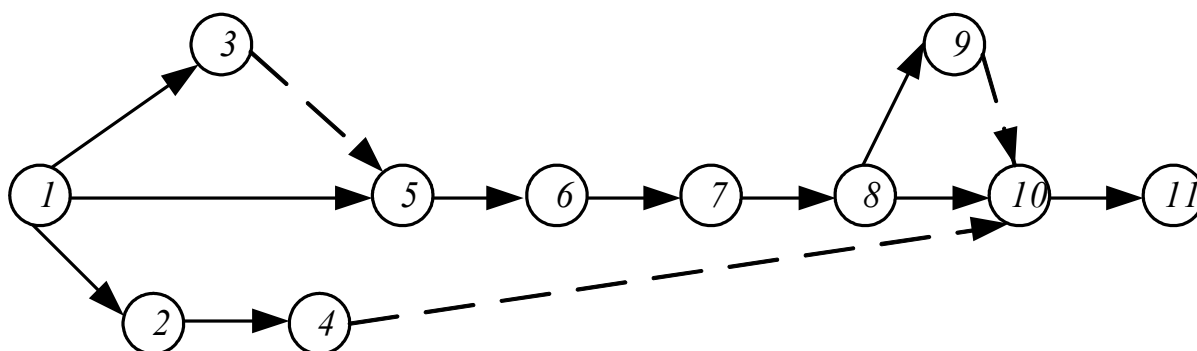
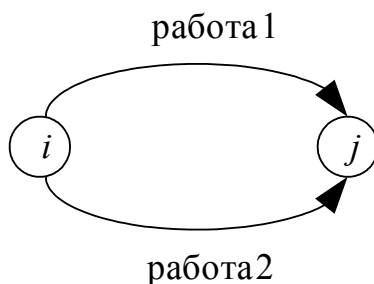


Рис. 32. Сетевой график ИП.

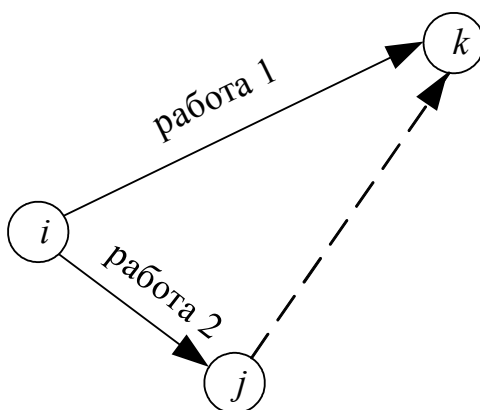
Сетевой график - это логическая последовательность работ, ведущих к поставленной цели. Сетевое планирование начинается с составления перечня работ и оценок их продолжительности. При этом работы изображаются стрелками, направление которых указывает продвижение работ по проекту (рис. 32). События, соответствующие началу и завершению работ (или моменты времени), изображают в виде узлов сети, которые нумеруются соответствующим образом.

Рассмотрим основные правила построения сети:

1) никакие две работы не могут быть одновременно одними и теми же событиями. Это означает, что участок сети изображенной на рис. 33 неверно отображает две одновременно завершившиеся работы. В такой ситуации участок сети должен иметь вид изображенный на рис. 33.

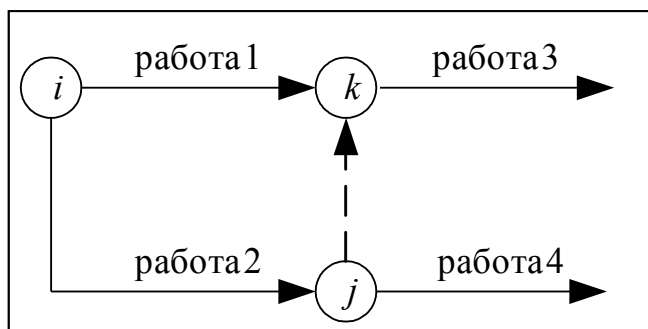


**Рис. 33.** Две одновременно завершившиеся работы не могут быть одними и теми же событиями.

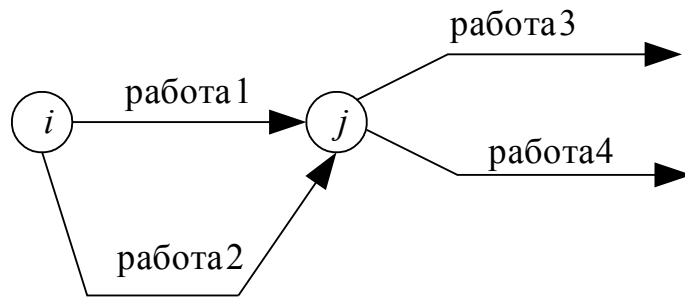


**Рис. 34.** Правильное отображение завершения двух одновременных работ.

2) фиктивная работа не требует ни времени, ни ресурсов, она вводится только для целей однозначности событий, связанных завершением работ. Такой прием используется в ситуациях, когда работы 3 и 4 должны следовать за работой 2, но работа 1 не обязательно должна предшествовать работе 4., как изображено на рис. 35



**Рис. 35.** Фиктивная работа, показывающая однозначность событий, связанных с завершением работ.

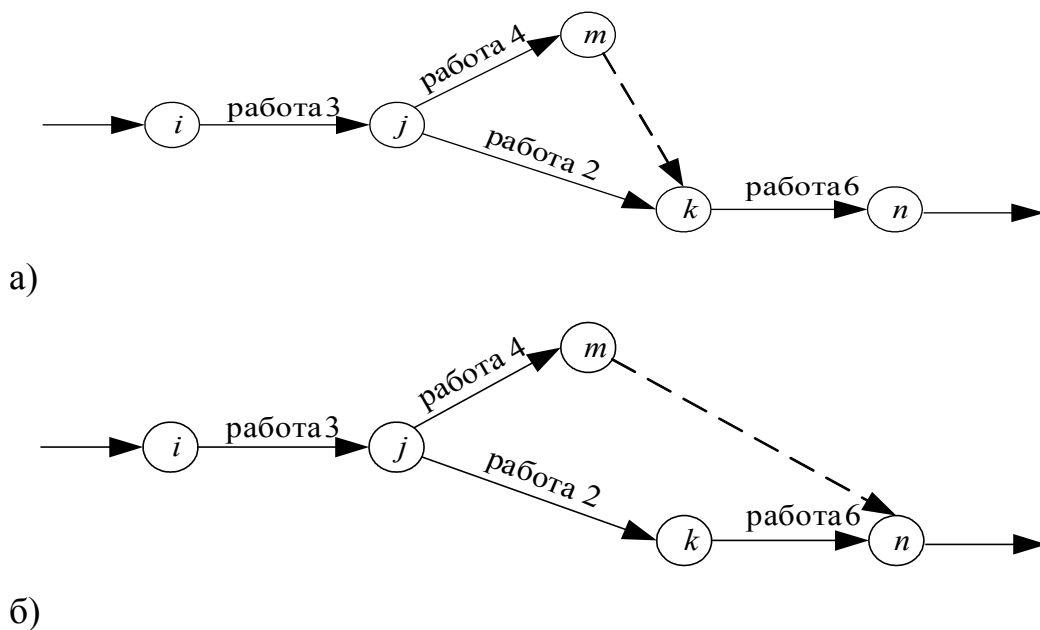


**Рис. 36.** Работы 1 и 2 имеют разное время окончания, но завершаются одновременно.

Из участка сети изображенной на рис.36 следует, что в случае, когда работы 1 и 2 имеют различное время окончания, они обе должны завершиться прежде, чем смогут начаться работы 3 и 4.

3) Соотношение предшествования – следования должны соблюдаться на всем протяжении сети. Предположим, например, что работа 6 следует за работами 4 и 2, которые в свою очередь следуют за работой 3 (рис. 37. а).

Тогда участок сети является правильным только в том случае, если работа 4 будет завершена прежде, чем может начаться работа 6. Если же требование состоит лишь в том, что работ 4, и работа 6 заканчиваются прежде, чем может начаться последующая работа, то данный участок будет иметь вид, показанный на (рис. 37. б).



**Рис. 37.** Соотношение предшествования – следования должны соблюдаться на всем протяжении сети.

Работа 1-3 (общепринятым считается обозначение работы номерами событий, соответствующих ее началу и концу) должна закончиться прежде, чем работа 6-7, работа 1-2 должна закончиться прежде, чем работа 5-6. и т.д. Когда момент окончания предшествующей работы совпадает с моментом начала последующей, они считаются одним и тем же событием.

***Сетевое планирование ремонтно-эксплуатационных и строительно-монтажных работ***

Планирование ремонтно-эксплуатационных (строительно-монтажных) работ осуществляется с помощью сетевого графика. Исходными данными для сетевого планирования являются перечень необходимых работ, их продолжительности и количество занятых на данной работе. По ним определяется трудоемкость каждой работы. Результаты расчетов оформляются в виде табл. 18.

*Таблица 18*

Перечень работ по реализации проекта

№	Наименование работы	Продолжительность, час.	Количество занятых, чел.	Трудоемкость, чел.час.
1	2	3	4	5

Основные элементы сетевого графика:

Основные элементы сетевого графика:

работа;

событие – начало или завершение работы;

начальное (нулевое) событие – начало всех работ, точка отсчета;

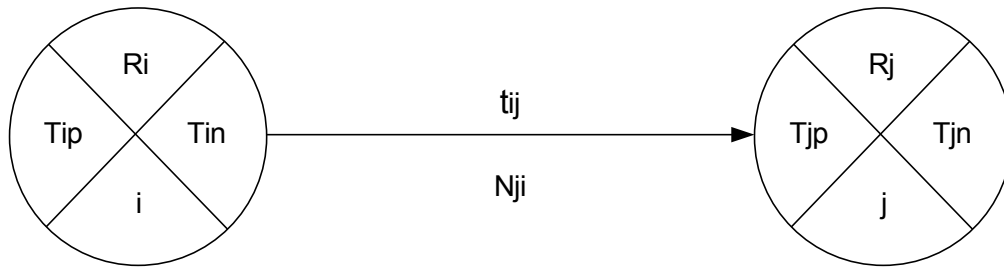
итоговое (завершающее) событие – завершение всех работ, сдача АИС

в эксплуатацию;

путь – последовательность работ от начального события до итогового;

длина пути – сумма продолжительностей, лежащих на нем работ;

критический путь – путь наибольшей длины; указывает срок окончания всех работ.



**Рис. 38.** Изображение элементов сетевого графика работ:

$i, j$  – номер события;

$T_{ip}, T_{jp}$  – наиболее ранний срок свершения события;

$T_{in}, T_{jn}$  – наиболее поздний срок свершения события;

$R_i, R_j$  – резерв времени по событию;

$t_{ij}$  – продолжительность работы;

$N_{ij}$  – число занятых на данной работе.

Обычно в проекте требуется составить сетевой график ремонтно-эксплуатационных и строительно-монтажных работ по системе электроснабжения в целом или ее отдельным элементам. Затем определяются вышеперечисленные параметры, а также критический путь, рассчитываются резервы времени по событиям. При этом часто выполняется несколько этапов оптимизации с целью уменьшения времени выполнения всех работ и сокращения числа, занятых на этих работах. По последнему, оптимизированному варианту сетевого графика делается заключение об уровне организации строительно-монтажных работ и определяется количество и состав бригад ведущих работы на объекте, а также определяется срок окончания проекта работ.

Формулы расчета временных параметров сетевых моделей представлены ниже.

Ранний срок начала работы – суммарная продолжительность работ, лежащих на максимальном из путей, ведущих к данной работе от исходного события:

$$\tau_{i-j}^{PH} = \max(\tau_{h-i}), \quad (14.7)$$

где  $h$  – исходное событие;

$i$  – начальное событие;

$j$  – конечное событие.

Ранний срок окончания работы – сумма раннего срока начала и продолжительности работы:

$$\tau_{i-j}^{PO} = \tau_{i-j}^{PH} + \tau_{i-j}, \quad (14.8)$$

где  $\tau_{i-j}$ -продолжительность работы – оценка времени выполнения работы, полученная расчетным путем.

Поздний срок начала работы – разность позднего срока окончания и продолжительности работы:

$$\tau_{i-j}^{PH} = \tau_{KP} - (\tau_{i-j} + \max(\tau_{i-k})), \quad (14.10)$$

Поздний срок окончания работы – разность между продолжительностью критического пути и суммарной продолжительностью работ, лежащих на максимальном из путей, ведущих от данного события (конца работы) к завершающему событию:

$$\tau_{i-j}^{PO} = \tau_{i-j}^{PO} + \tau_{i-j}, \quad (14.11)$$

Полный резерв времени работы – величина резерва времени максимального из путей, проходящих через данную работу:

$$R_{i-j} = \tau_{i-j}^{PH} - \tau_{i-j}^{PH} = \tau_{i-j}^{PO} - \tau_{i-j}^{PO}, \quad (14.12)$$

Свободный резерв времени работы – максимальное время, на которое можно увеличить продолжительность работы, не изменяя при этом ранних сроков начала последующих работ при условии, что непосредственно предшествующее событие поступило в свой ранний срок:

$$r_{i-j} = \tau_{i-k}^{PH} - \tau_{i-j}^{PH} - \tau_{i-j}, \quad (14.13)$$

Важнейшим этапом при использовании метода сетевого планирования и управления является построение сетевого графика, когда необходимо учесть последовательность событий, а так же все логические связи между ними.

Исходными данными являются типовые нормы времени, приведенные в источнике /4/, на ремонт силового трансформатора мощностью 100 кВ·А. Суммарная трудоемкость одного капитального ремонта составляет 124 час. Исходные данные и расчет приведены в табл. 18. Каждому номеру операции соответствует своя работа. Обозначение операций и их трудоемкость также приведены в табл. 18.

## Способы ремонтного обслуживания

Используют три способа ремонтного обслуживания: хозяйственный, подрядный и смешанный.

«Хозяйственный способ. При этой форме ремонта обслуживание осуществляется силами и средствами самих станций. Может быть использована цеховая (децентрализованная) форма ремонтного обслуживания, централизованная внутри станции (применительно к тепловым станциям) или в пределах каскада (применительно к ГЭС), а также смешанная.

При **цеховой форме** ремонтного обслуживания капитальные и текущие виды ремонта оборудования рассредоточены по основным цехам станции и производятся ремонтным персоналом соответствующего цеха на закрепленном за ним оборудовании. В обязанности ремонтного персонала цехов входит также межремонтное обслуживание оборудования. Изготовление необходимых для ремонта запасных частей и приспособлений сосредотачивается в этом случае в мастерских станции.

Цеховая форма имеет как преимущества, так и недостатки. С одной стороны, очень удобно, когда в распоряжении каждого начальника цеха станции имеется ремонтный персонал, который может быть использован для проведения плановых, внеплановых и аварийных видов ремонта. Высокая ответственность, квалификация ремонтного персонала и повторяемость работ не требуют особого контроля при ремонте со стороны руководящего инженерно-технического персонала. Высокая производительность труда относительно низкие затраты на содержание цехового ремонтного персонала приводят к тому, что ремонт обходится относительно недорого (по сравнению с подрядным способом). С другой стороны, цеховая форма не всегда экономически целесообразна. Эта форма экономически оправдана только для крупных станций, имеющих сравнительно большой объем ремонтных работ, в противном случае ремонтный персонал не может быть загружен полностью в течение года.

При **централизованной форме** ремонта внутри предприятия (например, тепловой станции) ремонтный персонал объединяется в подразделения централизованного ремонта и выполняет в основном все работы по ремонту теплоси-

лового и сантехнического оборудования. Капитальный ремонт электротехнического и турбинного оборудования, устройств автоматики выполняют соответственно цеха (электроцех, турбинный цех и т.д.) или службы ремонта, которые ведут, как правило, только капитальный ремонт оборудования станции. Централизация ремонта дает возможность лучше использовать персонал, а также ремонтное оборудование и приспособления.

При **смешанной форме** ремонта часть работы выполняется соответствующими цехами станции, а часть – общестанционным персоналом тепловой станции или общекаскадным персоналом при объединении ГЭС в каскады.

**Подрядный способ.** При этом способе основная часть работ выполняется централизованно, но уже не своими силами, а специализированными организациями – предприятиями энергосистемы, или независимыми ремонтными и строительно-монтажными организациями на основе конкурса. Центральные ремонтные предприятия энергообъединения – самостоятельные организации, которые, так же как и специализированные предприятия энергоремонта, выполняют ремонт оборудования по договорам со станциями. Они выполняют заказы по изготовлению запасных частей, приспособлений и инструмента для ремонта некоторых видов нестандартного оборудования, разрабатывают технологическую документацию по ремонту, реконструкции и модернизации оборудования, а также по механизации ремонтных работ.

Для ремонта транспортабельного оборудования в заводских условиях и изготовления запасных частей в них организуются специальные цеха: механический, ремонтный, тепломеханического оборудования, ремонта контрольно-измерительной аппаратуры и автоматики, электроремонтный. Наиболее развитая форма централизации – **комплексный ремонт**, при котором предприятия выполняют все работы по капитальному ремонту основного и вспомогательного оборудования электростанции. В некоторых случаях ремонтная организация ограничивается только техническим руководством ремонтными работами, проводимыми станционным персоналом.

На предприятиях организуют выездные бригады (линейный персонал), которые последовательно проводят все необходимые ремонтные работы на



отдельных станциях или организуют участки централизованного ремонта на обслуживаемых станциях с постоянным персоналом и местом проживания.

При централизованном ремонте появляется возможность:

- применять более квалифицированный труд, т. е. содержать специалистов высокой квалификации по отдельным видам работ (наладке, центровке узлов, устранению вибрации и т.д.);

- лучше использовать ремонтный персонал и снижать его численность в целом по энергообъединению;

- применять более совершенное оборудование для ремонтных работ и улучшать их организацию и технологию;

- повышать качество запасных частей и снижать их себестоимость.

Централизованный ремонт имеет следующие недостатки:

- осложняется планирование работы ремонтного персонала;

- завышается стоимость работ по сравнению с ремонтом, выполненным хозяйственным способом;

- в некоторых случаях возможно снижение ответственности ремонтного персонала за качество работ;

- небольшой срок гарантии (один месяц).

**Смешанный способ.** В этом случае часть работ проводится силами и средствами предприятия, а часть – подрядной организацией. Вопрос о выборе рациональной формы ремонтного обслуживания в каждом конкретном случае должен решаться с учетом **специфики** энергосистемы, энергопредприятия и местных условий района.

## ТЕМА 15. ФОРМИРОВАНИЕ ТАРИФОВ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ ЭНЕРГИЮ

### *Основы законодательства в сфере формирования тарифа*

Для начала рассмотрим целевую структуру отрасли, так как он во многом определяет особенность ценообразования в РФ.



## Сущность государственного регулирования тарифов (ст. 2)

Государственное регулирование тарифов на электрическую и тепловую энергию (мощность) осуществляется посредством установления экономически обоснованных тарифов (цен, платы за услуги) на электрическую и тепловую энергию и (или) их предельных уровней.

Срок действия установленных тарифов и (или) их предельных уровней не может быть менее чем год.

Предельные уровни тарифов на электрическую и тепловую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям, включая предельные уровни тарифов для населения, устанавливаются Правительством РФ с выделением предельных уровней для населения ежегодно до принятия Государственной Думой Федерального Собрания РФ в первом чтении проекта ФЗ о федеральном бюджете на очередной финансовый год и вводятся в действие с начала указанного года в порядке, установленном настоящим ФЗ. Указанные предельные уровни тарифов могут быть установлены Правительством РФ с календарной разбивкой, разбивкой по категориям потребителей с учетом региональных и иных особенностей.

Органы исполнительной власти субъектов РФ в области государственного регулирования тарифов устанавливают тарифы на электрическую и тепловую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям, в том числе населению, на очередной финансовый год в рамках указанных предельных уровней до принятия закона субъекта РФ о бюджете субъекта РФ.

Изменение указанных тарифов в течение финансового года без одновременного внесения Правительством РФ (органом исполнительной власти субъекта РФ) на рассмотрение Государственной Думы (законодательного (представительного) органа субъекта РФ) проекта федерального закона (закона субъекта РФ) о внесении изменений и дополнений в федеральный закон (закон субъекта РФ) о федеральном бюджете (бюджете субъекта РФ) на текущий финансовый год не допускается.

В случае превышения размера установленных органами исполнительной власти субъектов РФ тарифов на электрическую энергию, поставляемую населению, на услуги субъектов естественных монополий, превышающего установленные Правительством РФ предельные уровни, дополнительные расходы потребителей, финансируемых из бюджетов соответствующих уровней, и расходы, связанные с выплатой дополнительных субсидий населению, несут консолидированные бюджеты субъектов РФ.

При регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию органами государственного регулирования учитываются затраты энергоснабжающих организаций, в том числе расходы на обеспечение оборотных средств, исходя из порядка расчетов за электрическую и тепловую энергию.

Оплата электрической и тепловой энергии производится за фактически принятое потребителем количество электрической и тепловой энергии в соответствии с данными учета электрической и тепловой энергии, если иное не предусмотрено федеральным законом, иными нормативными правовыми актами или соглашением сторон.

В случае, если иное не установлено соглашением сторон, оплата электрической энергии производится потребителями до 15-го числа текущего месяца.

Государственное регулирование тарифов может проводиться отдельно в отношении электрической энергии, поставляемой населению в пределах социальной нормы потребления и сверх социальной нормы потребления.

При установлении для отдельных потребителей льготных тарифов на электрическую и тепловую энергию, регулирование которых осуществляется в

соответствии с настоящим ФЗ, повышение тарифов на электрическую и тепловую энергию для других потребителей не допускается.

### **Цели государственного регулирования тарифов (ст. 3)**

Государственное регулирование тарифов осуществляется в целях:

- защиты экономических интересов потребителей от монопольного повышения тарифов;
- создания механизма согласования интересов производителей и потребителей электрической и тепловой энергии;
- формирования конкурентной среды в электроэнергетическом комплексе для повышения эффективности его функционирования и минимизации тарифов;
- создания экономических стимулов, обеспечивающих использование энергосберегающих технологий в производственных процессах;
- обеспечения юридическим лицам – производителям электрической энергии (мощности) независимо от организационно-правовых форм права равного доступа на оптовый рынок.

### **Принципы государственного регулирования тарифов (ст. 4)**

При государственном регулировании тарифов должны соблюдаться следующие основные принципы:

- обеспечение баланса экономических интересов поставщиков и потребителей электрической и тепловой энергии на основе доступности указанных видов энергии и с учетом обеспечения экономически обоснованной доходности инвестиционного капитала, вложенного в производство и передачу электрической и тепловой энергии и деятельность по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике;
- определение экономической обоснованности планируемых (расчетных) себестоимости и прибыли при расчете и утверждении тарифов;
- обеспечение открытости и доступности для потребителей, в том числе для населения, информации о рассмотрении и об утверждении тарифов в соответствии со стандартами раскрытия информации, установленными Правительством РФ и предусматривающими обязательность опубликования раскрываемой

мой информации в официальных средствах массовой информации, в которых в соответствии с федеральными законами и законами субъектов РФ публикуются официальные материалы органов государственной власти;

- обеспечение экономической обоснованности затрат коммерческих организаций на производство, передачу и распределение электрической и тепловой энергии;

- обеспечение коммерческих организаций в сфере производства, передачи и распределения электрической и тепловой энергии финансовыми средствами на развитие производства, научно-техническое и социальное развитие, осуществляемое путем привлечения заемных средств, частных инвестиций, средств коммерческих организаций (инвестиционных фондов, страховых фондов, фондов научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ) и иных средств;

- создание условий для привлечения отечественных и иностранных инвестиций;

- определение размера средств, направляемых на оплату труда, в соответствии с отраслевыми тарифными соглашениями;

- выбор поставщиков энергетического оборудования и подрядных организаций по энергетическому и электросетевому строительству на конкурсной основе;

- учет результатов деятельности энергоснабжающих организаций по итогам работы за период действия ранее утвержденных тарифов.

В целях обеспечения действия предельных уровней тарифов, указанных в пункте 1 настоящего Постановления, ФСТ РФ устанавливает:

- тарифы или предельные (минимальный и (или) максимальный) уровни тарифов на электрическую энергию, продаваемую на оптовом рынке электрической энергии (мощности);

- размер абонентной платы за услуги по организации функционирования и развитию Единой энергетической системы России;

- тарифы и предельные (минимальный и (или) максимальный) уровни тарифов на услуги по передаче электрической энергии;
- тарифы на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике;
- тарифы на услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности);
- предельные (минимальный и (или) максимальный) уровни тарифов на тепловую энергию, производимую электростанциями, работающими в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

При установлении тарифов и предельных уровней тарифов, учитываются макроэкономические показатели прогноза социально-экономического развития РФ на соответствующий год, изменение структуры, объемов и цен на топливо, используемое для производства электрической и тепловой энергии, а также имевшее место в предыдущие периоды тарифного регулирования экономически необоснованное сдерживание РЭК субъектов РФ роста тарифов на электрическую и тепловую энергию.

Разногласия по вопросу установления тарифов рассматриваются ФСТ на основании письменного заявления одной из сторон по истечению 30 календарных дней с момента со дня принятия органом исполнительной власти субъекта РФ в области государственного регулирования тарифов решения об установлении тарифов (цен).

В случае подачи заявления позже установленного срока оно может быть принято, если причины опоздания будут признаны правлением Федеральной ФСТ РФ уважительными. Ходатайство о принятии заявления в этом случае рассматривается в течение 10 рабочих дней со дня его поступления.

В процессе рассмотрения разногласий ведется протокол, утверждаемый председателем и подписываемый членами правления ФСТ РФ, присутствовавшими при рассмотрении, в котором указываются:

- а) дата и место рассмотрения разногласий;
- б) существо рассматриваемого вопроса;
- в) сведения о явке лиц, участвующих в рассмотрении разногласий;

г) сведения о представленных в ФСТ РФ документах, удостоверяющих личность и подтверждающих полномочия лиц, участвующих в рассмотрении разногласий;

д) устные заявления и ходатайства лиц, участвующих в рассмотрении разногласий;

е) результаты голосования и принятое правлением ФСТ РФ решение;

ж) иные сведения, имеющие существенное значение для принятия решения.

### **Система тарифов (цен) на электрическую и тепловую энергию**

В систему тарифов (цен) входят:

1) тарифы (цены) на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке и (или) их предельные (минимальные и (или) максимальные) уровни, включая регулируемый сектор, сектор отклонений и сектор свободной торговли;

2) тарифы на электрическую энергию (мощность) и тепловую энергию (мощность) на розничном рынке;

3) тарифы (размер платы) на услуги, оказываемые на оптовом и розничном рынках электрической энергии (мощности) и на розничном рынке тепловой энергии (мощности).

### **Принципы и методы регулирования тарифов (цен)**

Регулирование тарифов (цен) осуществляется в соответствии с целями и принципами государственного регулирования, предусмотренными Федеральными законами «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в РФ» и «Об электроэнергетике».

Регулирование тарифов (цен) основывается на принципе обязательности раздельного учета организациями, осуществляющими регулируемую деятельность, объемов продукции (услуг), доходов и расходов по производству, передаче и сбыту энергии в соответствии с законодательством РФ. При установлении тарифов (цен) не допускается повторный учет одних и тех же расходов по указанным видам деятельности.

Организации, осуществляющие регулируемую деятельность, обязаны вести раздельный учет по следующим видам деятельности:

- 1) производство электрической энергии;
- 2) производство тепловой энергии;
- 3) передача электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети;
- 4) передача электрической энергии по распределительным сетям;
- 5) передача тепловой энергии;
- 6) оказание услуг по организации функционирования и развитию Единой энергетической системы России;
- 7) организация функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности);
- 8) обеспечение системной надежности;
- 9) технологическое присоединение к электрическим сетям;
- 10) оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике;
- 11) сбыт электрической энергии;
- 12) сбыт тепловой энергии.

При регулировании тарифов может применяться:

- 1) метод экономически обоснованных расходов (затрат);
- 2) метод экономически обоснованной доходности инвестированного капитала;
- 3) метод индексации тарифов.

При использовании метода **экономически обоснованных расходов (затрат)** тарифы рассчитываются на основе размера необходимой валовой выручки организации, осуществляющей регулируемую деятельность, от реализации каждого вида продукции (услуг) и расчетного объема производства соответствующего вида продукции (услуг) за расчетный период регулирования. Расчетный годовой объем производства продукции и (или) оказываемых услуг определяется исходя из формируемого Федеральной службой по тарифам сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках ЕЭС России по субъектам РФ.

Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, включают следующие группы расходов:

- 1) на топливо;



- 2) на покупаемую электрическую и тепловую энергию;
- 3) на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность;
- 4) на сырье и материалы;
- 5) на ремонт основных средств;
- 6) на оплату труда и отчисления на социальные нужды;
- 7) на амортизацию основных средств и нематериальных активов;
- 8) прочие расходы.

В необходимую валовую выручку также включается сумма налога на прибыль организаций.

При расчете тарифов с использованием метода экономически обоснованных расходов валовая прибыль должна соответствовать экономически обоснованному уровню доходности инвестированного капитала организаций, осуществляющих регулируемую деятельность. Рассчитанные таким методом тарифы не должны превышать предельных максимальных уровней тарифов, установленных постановлением Правительства РФ.

**Экономически обоснованный уровень доходности инвестированного капитала** определяется регулирующим органом на основании прогноза уровня инфляции, принятого при формировании федерального бюджета на очередной финансовый год, с учетом стоимости долгосрочного заемного капитала, сложившейся на финансовом рынке в отчетный период. Указанный уровень доходности не должен превышать действующую ставку рефинансирования Центрального банка РФ, но не может быть ниже минимальной доходности облигаций федерального займа по состоянию на 1 июля последнего отчетного года.

Методика расчета и определения уровня доходности инвестированного капитала утверждается ФСТ по согласованию с Министерством экономического развития и торговли РФ и применяется для следующих регулируемых видов деятельности: производство электрической энергии, производство тепловой энергии, передача электрической энергии, передача тепловой энергии и оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике.

При определении расходов, регулирующие органы используют:

- 1) регулируемые государством тарифы (цены);
- 2) цены, установленные на основании договоров, заключенных в результате проведения конкурсов, торгов, аукционов и иных закупочных процедур, обеспечивающих целевое и эффективное расходование денежных средств;
- 3) официально опубликованные прогнозные рыночные цены и тарифы, установленные на расчетный период регулирования, в том числе фьючерсные биржевые цены на топливо и сырье.

При отсутствии указанных данных применяются прогнозные индексы изменения цен по отраслям промышленности.

Если уровень инфляции (индекс потребительских цен), определенный в прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации, не превышает 12 процентов в год в расчетном периоде регулирования, регулирующие органы вправе применять при регулировании тарифов **метод индексации тарифов** (в том числе на срок более одного года) на основе прогнозируемого уровня инфляции (индекса потребительских цен).

Индексации подлежат ранее утвержденные предельные (минимальный и (или) максимальный) уровни тарифов и тарифы на продукцию (услуги) организаций, осуществляющих регулируемую деятельность.

При применении указанного метода тарифы устанавливаются в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми ФСТ, которые учитывают:

- 1) программы сокращения расходов организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, согласованные с регулирующими органами;
- 2) изменения состава и (или) объемов финансирования инвестиционной программы электроэнергетики;
- 3) отклонения фактических показателей выработки электроэнергии на гидроэлектростанциях от прогнозных;
- 4) отклонения фактических цен на топливо от прогнозных;
- 5) отклонения фактического индекса потребительских цен от принятого при установлении тарифов прогнозного индекса;

б) изменения нормативных правовых актов, включая налоговое законодательство, влияющие на размеры расходов организаций, осуществляющих регулируемую деятельность.

Регулирующие органы ежегодно проводят анализ влияния установленных ими тарифов на финансово-экономическое состояние организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, на уровень инфляции, на финансово-экономическое состояние потребителей продукции (услуг) указанных организаций и на уровень жизни населения с целью учета результатов этого анализа при установлении тарифов на очередной расчетный период регулирования.

### **Ценообразование на оптовом рынке**

Фактически с 1 ноября 2003 г. произошел запуск конкурентного сектора рынка, в результате в место целостного ФОРЭМ образовались три сектора рынка.

***Регулируемый сектор, действующий по тем же принципам, что и ФОРЭМ.***

В регулируемом секторе купля-продажа электрической энергии (мощности), в том числе для последующей поставки на экспорт, осуществляется по регулируемым тарифам, устанавливаемым ФСТ на расчетный период регулирования исходя из равенства сумм стоимости покупаемой и стоимости поставляемой на оптовый рынок электрической энергии, а также исходя из объемов поставки и потребления электрической энергии (мощности) на оптовом рынке (без учета сектора отклонений), утверждаемых энергетической Комиссией в сводном балансе.

В этом секторе могут покупать товар только компании, который допущены в него постановлением ФСТ.

В пределах одной ценовой зоны оптового рынка покупатели рассчитываются за электрическую энергию (мощность) по одинаковым ставкам тарифа, если иное не установлено законодательством РФ.

На оптовом рынке для поставщиков и покупателей устанавливаются двухставочные тарифы и (или) их предельные уровни, включающие в себя ставку за 1 киловатт-час электрической энергии и ставку за 1 киловатт установлен-

ной генерирующей мощности. В указанные тарифы не включается стоимость услуг, оказываемых на оптовом и розничном рынках электрической энергии (мощности).

Оплата покупателем электрической энергии (мощности) осуществляется по ценам на электрическую энергию (с учетом мощности), определяемым исходя из установленных двухставочных тарифов на электрическую энергию и мощность и объемов потребляемой этим покупателем электрической энергии (мощности), утверждаемых в сводном балансе.

Расчет цены на электрическую энергию с учетом мощности осуществляется на основании установленных для покупателей двухставочных тарифов в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода (далее – Правила оптового рынка), а также методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной службой по тарифам.

При расчете ставки тарифа на установленную генерирующую мощность для поставщиков оптового рынка в необходимую валовую выручку включаются расходы на содержание максимально доступной генерирующей мощности каждого поставщика, учтенной в сводном балансе на расчетный период регулирования, включая расходы на содержание технологического резерва мощности.

Технологический резерв мощности включает в себя оперативный и стратегический резервы мощности.

Технологический резерв мощности распределяется по отдельным электростанциям и генерирующему оборудованию (турбоагрегатам, гидроагрегатам) исходя из принципа минимизации суммарных расходов покупателей – участников оптового рынка на покупку электрической энергии и содержание мощности (производство электрической энергии).

Федеральная служба по тарифам может устанавливать в регулируемом секторе в границах одной ценовой зоны не менее чем на год предельные максимальные уровни тарифов на электрическую энергию (мощность), продаваемую по двусторонним договорам купли-продажи, заключенным:

### ***Сектор отклонений***

В этом секторе автоматически участвуют все, кто участвует в регулируемом секторе оптового рынка. По итогам участия в конкурентном и регулируемом секторах рынка каждая электростанция имеет плановый диспетчерский график на следующие сутки по часам, а каждый покупатель оптового рынка – плановый почасовой график потребления за сутки. При этом в реальном режиме выдерживать планируемые графики не всегда удается, в результате возникают отклонения. За этими отклонениями следит системный оператор ЦДУ РАО ЕЭС России, а также РДУ в его составе.

Расчет стоимости отклонений объемов фактического производства (потребления) электрической энергии участников оптового рынка от объемов их планового почасового производства (потребления) осуществляется на основе тарифов регулируемого сектора с учетом повышающих или понижающих коэффициентов в соответствии с Правилами оптового рынка и методикой, утверждаемой ФСТ.

### ***Сектор свободной торговли (конкурентный сектор)***

В этом секторе могут участвовать любые электростанции с установленной мощностью свыше 25 МВт и любые потребители с присоединенной мощностью свыше 20 МВА, а также независимые энергокомпании выводящие потребителей в конкурентный рынок и покупающие для них энергию. Для выхода в конкурентный рынок сектор будущим участникам нужно только установить соответствующие приборы учета (обеспечивающие почасовой учет) и подать документы в АТС (администратор торговой системы – компания ведущая торги). В конкурентном секторе электростанция может продать 15% своей установленной мощности, а потребитель купить до 30% своего планового почасового потребления.

Цены в секторе свободной торговли не могут быть выше предельного уровня, устанавливаемого ФСТ. Величина предельного уровня цен в секторе свободной торговли определяется в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми ФСТ, и Правилами оптового рынка.

Фактически с 2006 по 2007 гг осуществляется ввод свободного оптового рынка. В результате поставщиками электроэнергии электроэнергия становятся

генерирующие компании, а также их агенты и коммерческие компании, осуществляющие закупку электроэнергии с целью последующей продажи. Покупатели на оптовом рынке - сбытовые компании, осуществляющие покупку электроэнергии с целью ее дальнейшей перепродажи, и распределительные компании, владеющие распределительными сетями и приобретающие электроэнергию.

### **Ценообразование на розничном рынке**

Органы исполнительной власти субъектов РФ в области государственного регулирования тарифов до принятия закона о бюджете субъекта РФ на очередной финансовый год устанавливают на розничном рынке:

1) тарифы на электрическую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям, в том числе тарифы для населения, в рамках установленных Федеральной службой по тарифам предельных минимальных и (или) максимальных уровней тарифов;

2) тарифы на тепловую энергию, производимую электростанциями, осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в рамках установленных Федеральной службой по тарифам предельных минимальных и (или) максимальных уровней тарифов на указанную тепловую энергию;

3) тарифы на тепловую энергию, за исключением тарифов на тепловую энергию, производимую электростанциями, осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;

4) сбытовые надбавки гарантирующих поставщиков (особенности формирования таких надбавок определяются согласно методическим указаниям, утверждаемым Федеральной службой по тарифам в соответствии с основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии и определения порядка присвоения статуса гарантирующего поставщика).

Расчет указанных оптовых и розничных тарифов осуществляется в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной службой по тарифам.

Тарифы на электрическую и тепловую энергию, поставляемую потребителям, представляют собой сумму следующих слагаемых:

- 1) стоимость единицы электрической (тепловой) энергии (мощности);
- 2) стоимость услуг по передаче единицы электрической (тепловой) энергии (мощности) и иных услуг, оказание которых является неотъемлемой частью процесса поставки энергии потребителям.

В счетах на оплату электрической и тепловой энергии помимо суммарного платежа должны отдельно указываться стоимость отпущенной потребителю энергии и стоимость услуг по ее передаче и иных услуг, оказание которых является неотъемлемой частью процесса поставки энергии потребителям.

Тарифы на электрическую энергию (мощность), поставляемую потребителям, устанавливаются регулирующим органом одновременно в 3 вариантах:

- 1) одноставочный тариф, включающий в себя полную стоимость 1 киловатт-часа поставляемой электрической энергии;
- 2) двухставочный тариф, включающий в себя ставку за 1 киловатт-час электрической энергии и ставку за 1 киловатт установленной генерирующей мощности;
- 3) одноставочный (двухставочный) тариф, дифференцированный по зонам (часам) суток.

Потребители, в том числе покупающие часть электрической энергии в секторе свободной торговли, самостоятельно выбирают для проведения расчетов за электрическую энергию один из указанных вариантов тарифа, уведомив об этом организацию, поставляющую ему электрическую энергию, не менее чем за месяц до вступления в установленном порядке в силу указанных тарифов. При отсутствии такого уведомления расчет за электрическую энергию (если иное не будет установлено по взаимному соглашению сторон) производится по варианту тарифа, действовавшему в период, предшествующий расчетному. В расчетном периоде регулирования не допускается изменение варианта тарифа, если иное не будет установлено по взаимному соглашению сторон.

Дифференциация тарифов по группам (категориям) потребителей электрической энергии (мощности) должна отражать различия в стоимости произ-

водства, передачи и сбыта электрической энергии для групп потребителей и производится исходя из следующих критериев:

- 1) величина присоединенной (заявленной) мощности потребителей электрической энергии;
- 2) режим использования потребителями электрической мощности;
- 3) категория надежности электроснабжения;
- 4) уровни напряжения электрической сети;
- 5) иные критерии в соответствии с законодательством РФ.

Тарифы на тепловую энергию устанавливаются в расчете на 1 гигакалорию отдельно по потребителям, получающим горячую воду и пар, с дифференциацией по параметрам давления пара. ФСТ утверждает методические указания по формированию групп (категорий) потребителей электрической и тепловой энергии и применению указанных критериев.

Не допускается дифференциация тарифов на электрическую энергию (мощность) для потребителей в зависимости от их участия (неучастия) в секторе свободной торговли.

○ **Особенности ценообразования в отношении услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность**

В отношении услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность, ФСТ устанавливает:

- 1) тарифы на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети;
- 2) предельные минимальные и (или) максимальные уровни тарифов на услуги по передаче электрической энергии по распределительным сетям;
- 3) тарифы на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике;
- 4) размер абонентной платы за услуги по организации функционирования и развитию Единой энергетической системы России;
- 5) тарифы на услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности);



- б) цены (тарифы) на услуги по обеспечению системной надежности;
- 7) размер платы за технологическое присоединение к электрическим сетям.

Федеральная служба по тарифам утверждает методические указания по расчету (определению) указанных тарифов и размеров платы.

Тарифы на услуги по передаче электрической энергии по распределительным сетям определяются путем деления необходимой валовой выручки организаций, оказывающих данные услуги (в том числе с привлечением других организаций), на суммарную присоединенную (заявленную) мощность потребителей услуг в расчетном периоде регулирования и дифференцируются по уровням напряжения и иным критериям, установленным законодательством РФ, в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной службой по тарифам.

Расчет тарифов на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению и определение размера средств, предназначенных для страхования риска ответственности субъектов оперативно-диспетчерского управления за причинение ущерба субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии в соответствии с пунктом 3 статьи 18 Федерального закона «Об электроэнергетике» и включаемых в состав платы за услуги системного оператора по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, осуществляется на основании методических указаний, утверждаемых ФСТ.

Размер абонентной платы за услуги по организации функционирования и развитию Единой энергетической системы России рассчитывается исходя из обеспечения получения организацией, оказывающей данные услуги субъектам оптового рынка (за исключением концерна «Росэнергоатом»), необходимой валовой выручки, с определением расходов отдельно по каждой из указанных услуг.

Услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности) оказываются организацией, осуществляющей определенные законодательством РФ функции администратора торговой системы

оптового рынка.

Тариф на указанные услуги может рассчитываться отдельно для регулируемого сектора и сектора свободной торговли. Стоимость указанных услуг оплачивается поставщиками и покупателями пропорционально объемам электрической энергии, проданной и купленной в каждом секторе оптового рынка.

Цены (тарифы) на услуги по обеспечению системной надежности, оказываемые субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии с управляемой нагрузкой, рассчитываются в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной службой по тарифам.

Плата за технологическое присоединение к электрическим сетям производится организациями (физическими лицами), подавшими заявку на выдачу технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям в сетевую организацию, имеющую на праве собственности или на ином законном основании соответствующие объекты электросетевого хозяйства.

При наличии технической возможности технологического присоединения к электрическим сетям в размер платы за присоединение включаются средства для компенсации расходов сетевой организации на проведение мероприятий по технологическому присоединению нового объекта к электрическим сетям.

Тарифы на электрическую энергию (мощность), поставляемую потребителям, устанавливаются регулирующим органом одновременно в 3 вариантах:

1) одноставочный тариф, включающий в себя полную стоимость 1 киловатт-часа поставляемой электрической энергии;

2) двухставочный тариф, включающий в себя ставку за 1 киловатт-час электрической энергии и ставку за 1 киловатт электрической мощности;

3) одноставочный (двухставочный) тариф, дифференцированный по зонам (часам) суток.

Тарифы на электрическую энергию, отпускаемую потребителям, дифференцируются по уровням напряжения в соответствии с положениями раздела VIII настоящих Методических указаний:

– высокое (110 кВ и выше);

- среднее первое (35 кВ);
- среднее второе (20-1 кВ);
- низкое (0,4 кВ и ниже).

Тарифы на тепловую энергию устанавливаются отдельно по следующим видам теплоносителей:

- горячая вода;
- отборный пар давлением:
  - от 1,2 до 2,5 кг/см<sup>2</sup>
  - от 2,5 до 7,0 кг/см<sup>2</sup>
  - от 7,0 до 13,0 кг/см<sup>2</sup>
  - свыше 13,0 кг/см<sup>2</sup>;
- острый и редуцированный пар.

### ***Основные составляющие тарифов***

**Тариф отпускаемый с шин электростанций** может быть определен по следующим формулам - экономическим элементам (в отличии от калькуляционных статей бухгалтерского учета).

Тариф монополии (самофинансирование – в долгосрочном плане) будет следующим:

$$p_1 = p_\mu + p_c + p_\phi + p_{k1}, \quad (15.1)$$

где  $p_\mu, p_c, p_\phi, p_{k1}$  – соответственно эксплуатационная, топливная и налоговая (налог на имущество и дивиденды акционеров), капитальная составляющие цены электроэнергии.

$$p_\mu = \frac{1 - \phi_1}{1 - \phi_1 - \phi_3} \cdot \frac{k \cdot \mu}{h},$$

$$p_c = \frac{C}{8141 \cdot \mu}, \quad (15.2)$$

$$(15.3)$$

$$p_\phi = \frac{\phi_2 + \phi_4}{1 - \phi_1 - \phi_3} \cdot \frac{k}{h}, \quad (15.4)$$

$$p_{k1} = p_{k \min} + \Delta p_{k1}, \quad (15.5)$$

$$P_{k \min} = \frac{1}{1 - \varphi_1 - \varphi_3} \cdot \frac{k}{h} \cdot \left[ \frac{1 - \varphi_1}{T_L} \right],$$

(15.6)

$$\Delta P_{k1} = \frac{1 - \varphi_1}{1 - \varphi_1 - \varphi_3} \cdot \frac{k}{h} \cdot \left[ \frac{\lambda}{1 - e^{-\lambda \cdot T_L}} - \frac{1}{T_L} \right],$$

(15.7)

где  $P_{k \min}$ ,  $\Delta P_{k1}$  – затраты на замену выбывающего оборудования и строительство новых электростанций (с учетом темпа развития) соответственно;

$k$  – удельные капиталовложения, дол./кВт;

$h$  – годовое число использования мощности, ч/год;

$\mu$  – доля (от капиталовложений) постоянных ежегодных затрат, 1/год;

$C$  – цена топлива, дол./т.у.т.;

$\eta$  – КПД;

8141 – энергетический эквивалент условного топлива, кВт·ч/т.у.т.

Налоги: налог на прибыль ( $\varphi_1=0,24$ ), на имущество ( $\varphi_2=0,02$ ), НДС ( $\varphi_3=0,18$ ), ставка процента по акциям РАО «ЕЭС России» в настоящее время 2%, однако следует учитывать необходимость ее увеличения несколько выше ставки рефинансирования ЦБ РФ – примерно 10% в валюте (13% в рублях), поэтому принимаем ( $\varphi_4=0,10$ ).

Тариф свободного рынка (в долгосрочном плане). Формулы приведенные в источнике /2/, откорректированы автором, так как они не отражают, тот факт, что выплаты акционерам осуществляются только с акционерного капитала, а соответствующие выплаты по кредитам и проценты с заемного капитала /4, 5/, поэтому, следует вести расчет по следующим формулам:

$$P_1 = P_\mu + P_C + P_\varphi + P_{k3},$$

(15.8)

Капитальная составляющая цены определится по формуле:

$$P_{k3} = \frac{1 - \varphi_1}{1 - \varphi_1 - \varphi_3} \cdot \frac{k}{h} \cdot \left[ \frac{\lambda}{1 - e^{-\lambda \cdot T_R}} \right],$$

(15.9)

Налоговая составляющая (налог на имущество и дивиденды акционеров и выплата процентов по кредитам) цены по формуле:

$$p_{\varphi} = \frac{1}{1 - \varphi_1 - \varphi_3} \cdot \frac{k}{h} \times \left[ \varphi_2 + \varphi_4 \cdot \left( 1 - \frac{\lambda}{1 - e^{-\lambda \cdot T_R}} \right) + \sigma \cdot \frac{\lambda}{1 - e^{-\lambda \cdot T_R}} \right], \quad (15.10)$$

Таблица 19

Характерные технико-экономические показатели электростанций РФ /1, 10, 11/

показатель	k	h	μ	T	η	C
АЭС	1000	6700	0,06	50	0,33	10,7
КЭС (уголь)	850	5900	0,04	30	0,36	30
КЭС (газ)	800	6300	0,035	30	0,4	50
ГЭС (большие)	950	4200	0,0025	100	–	–
ГЭС (малые)	1200	3800	0,0025	50	–	–

Таблица 20

Тариф на электроэнергию монополистического рынка, цент/кВт·ч

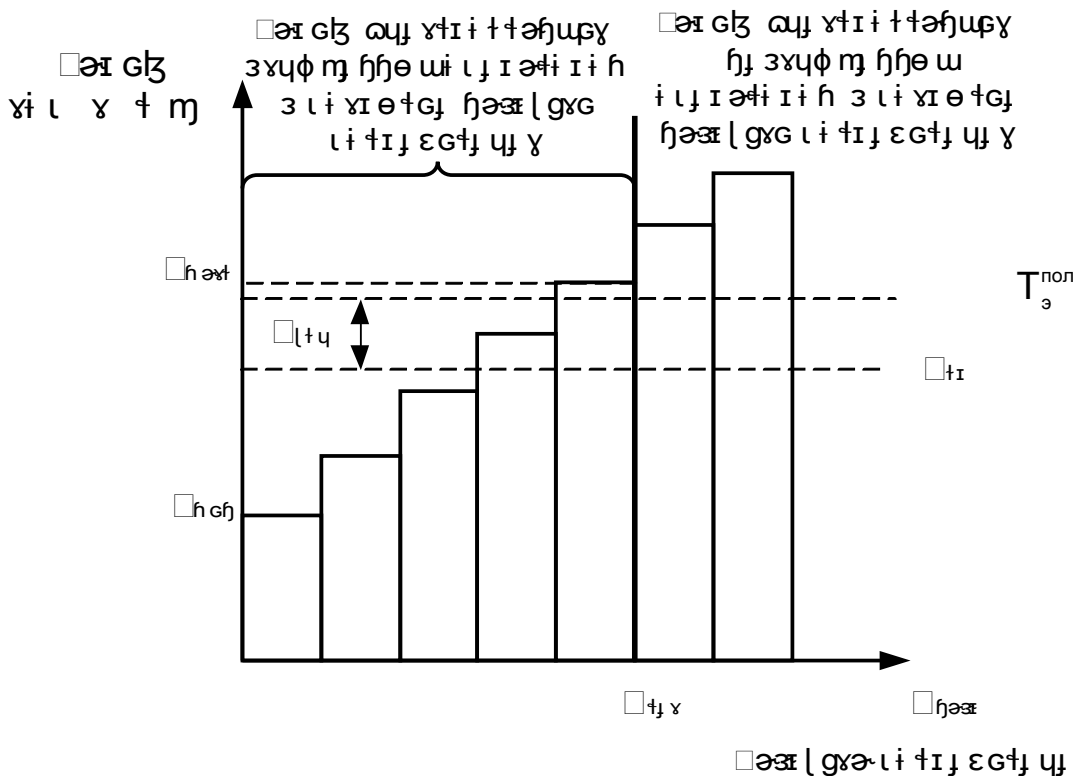
Электростанция	λ = 0	λ = 0,01	λ = 0,02	λ = 0,03	λ = 0,04	λ = 0,05
АЭС	7,06	7,65	7,80	7,96	8,14	8,33
КЭС (уголь)	6,00	6,73	6,84	6,96	7,08	7,22
КЭС (газ)	5,84	6,48	6,58	6,68	6,79	6,91
ГЭС (большие)	6,70	7,17	7,39	7,64	7,91	8,20
ГЭС (малые)	10,14	11,28	11,56	11,87	12,21	12,58
Средний тариф	6,18	6,88	7,00	7,14	7,29	7,44

Таблица 21

Тариф на электроэнергию свободного конкурентного рынка, цент/кВт·ч

Электростанция	λ = 0	λ = 0,01	λ = 0,02	λ = 0,03	λ = 0,04	λ = 0,05
АЭС	7,06	9,36	9,48	9,59	9,72	9,84
КЭС (уголь)	6,00	7,85	7,95	8,04	8,14	8,24
КЭС (газ)	5,84	7,47	7,55	7,64	7,73	7,82
ГЭС (большие)	6,70	9,61	9,76	9,91	10,06	10,22
ГЭС (малые)	10,14	14,54	14,76	14,99	15,22	15,46
Средний тариф	6,22	8,21	8,31	8,42	8,52	8,63

**Рассмотрим механизм формирования тарифа на оптовом рынке.**



Механизм формирования тарифа на электроэнергию, получаемую с оптового рынка:

$T_{\text{мин}}$  - минимальный тариф электростанции, участвующей в торговле электроэнергией на оптовом рынке;  $T_{\text{макс}}$  - тариф последней электростанции, загружаемой для покрытия нагрузки (максимальный тариф);  $T_{\text{усл}}$  - тариф на услуги по организации функционирования оптового рынка;  $T_{\text{ср}}$  - средневзвешенный тариф;  $T_{\text{о}}^{\text{пол}}$  - тариф на электроэнергию, получаемую с оптового рынка;  $T_{\text{тек}}$  - текущая нагрузка потребителей.

### Одноставочный тариф оптового (розничного рынка).

Экономически обоснованный средний одноставочный тариф (цена) продажи электрической энергии, поставляемой на региональный рынок от ПЭ, рассчитывается по формуле:

$$T_{\text{эгк}}(\text{ср}) = \text{НВВэ} / \text{Эотп} \text{ (руб./тыс. кВт}\cdot\text{ч)}, \quad (15.11)$$

где НВВэ – необходимая валовая выручка на производство электрической энергии;

Эотп – отпуск электроэнергии в сеть от ПЭ.

Экономически обоснованный тариф (цена) на тепловую энергию, предлагаемый ПЭ на рынок тепловой энергии, определяется по формуле:

$$T_{тжк}(ср) = НВВт / Q_{отп} \text{ (руб./Гкал)}, \quad (15.12)$$

где  $НВВт$  – необходимая валовая выручка на производство тепловой энергии;

$Q_{отп}$  – отпуск тепловой энергии в сеть.

### **Двухставочный тариф.**

Расчет экономически обоснованного двухставочного тарифа (цены) продажи электрической энергии ПЭ производится по формулам:

Ставка платы за электрическую энергию:

$$T_{э} = \frac{З_{топл} + ВН + К \times Пэ}{Э_{отп}} \text{ (руб./тыс. кВт·ч)}, \quad (15.13)$$

Ставка платы за электрическую мощность (оплачивается ежемесячно, если иное не установлено в договоре):

$$T_{м} = \frac{НВВэ - К \times Пэ - З_{топл} - ВН}{N_{уст} \times M} \text{ (руб./МВт мес.)}, \quad (15.14)$$

где  $З_{топл}$  – суммарные затраты на топливо на производство электрической энергии на тепловых электростанциях, входящих в состав ПЭ;

$ВН$  – водный налог (плата за пользование водными объектами гидравлическими электростанциями, входящими в состав ПЭ);

$Пэ$  – прибыль ПЭ, относимая на производство электрической энергии (мощности);

$К$  – коэффициент, равный отношению суммы  $З_{топл}$  и  $ВН$  к расходам (без учета расходов из прибыли) ПЭ, отнесенным на производство электрической энергии и на содержание электрической мощности;

$Э_{отп}$  – суммарный отпуск электрической энергии с шин всех тепловых и гидравлических электростанций, входящих в состав ПЭ;

$N_{уст}$  – суммарная установленная электрическая мощность всех тепловых и гидравлических электростанций, входящих в состав ПЭ;

$M$  – число месяцев в периоде регулирования.

Недостаток двухставочного тарифа для потребителя – независимость платы за мощность от объемов потребления, в результате перевод ряда потребителей на другой вид тарифа может существенно увеличить плату за мощность, так как установленная мощность станций не может уменьшаться.

*Дифференцированный*

### **Дефиницированный по времени суток тариф.**

Согласно п. 47 методических рекомендаций «По расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую(тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке» дифференцированный по зонам суток тариф на электроэнергию для потребителей рассчитывается на основе среднего одноставочного тарифа покупки от производителей электроэнергии или с оптового рынка.

Интервалы тарифных зон суток по энергозонам (ОЭС) России устанавливаются службой по тарифам на основании запрашиваемой в ОАО «Системного оператора (СО) – ЦДУ ЕЭС» информации.

Расчет тарифных ставок на электроэнергию, дифференцированных по зонам суток (пик, полупик, ночь) на основе среднего одноставочного тарифа продажи электрической энергии от покупки от производителей электроэнергии или с оптового рынка, осуществляется исходя из следующего уравнения:

$$T_{эгк(ср)} = (T_n \times \Delta n + T_{пн} \times \Delta_{пн} + T_n \times \Delta_n) / \Delta_{пол}, \text{ (руб./тыс. кВт}\cdot\text{ч)}, \quad (15.15)$$

где  $T_{эгк(ср)}$  – утвержденный одноставочный тариф на электрическую энергию по ПЭ (руб./тыс. кВт·ч);

$T_n$   $T_{пн}$   $T_n$  – тарифы за электроэнергию соответственно в пиковой, полупиковой и ночной зонах суточного графика нагрузки (руб./тыс. кВт·ч);

$\Delta_n$ ,  $\Delta_{пн}$ ,  $\Delta_n$  – объемы покупки электроэнергии потребителем от производителей электроэнергии или с оптового рынка, рассчитываемым по зонным тарифам, соответственно в пиковой, полупиковой и ночной зонах графика нагрузки. При этом численные значения объема покупки электроэнергии по зонам



могут задаваться как в абсолютных единицах (тыс. кВт·ч), так и в долях от суммарного объема покупки электроэнергии;

$Эпол$  – полезный отпуск электроэнергии потребителю.

Величина тарифа в ночной зоне  $T_n$  устанавливается на уровне, обеспечивающем производителю электроэнергии возмещение суммы расходов на топливо, на производство электроэнергии  $Э$ :

$$T_n = \frac{SUMZ^{пер}_n}{Э} \text{ (руб./тыс. кВт·ч)}, \quad (15.16)$$

где  $SUMZ^{пер}_n$  – сумма расходов на топливо по ПЭ.

Для энергоснабжающей организации  $Z^{пер}_n$  включают в себя расходы на покупную электрическую энергию (при их наличии).

Тариф за электроэнергию, поставляемую в полупиковой зоне графика нагрузки  $T_{пп}$ , приравнивается к утвержденному для ПЭ одноставочному тарифу:

$$N_{gg} = N_{ur(ch)} (he, /nsc/ rDn \cdot x) \quad (15.17)$$

Определение численного значения тарифа за электроэнергию в пиковой зоне  $T_p$  исходя из уравнения (45) производится по следующей формуле:

$$T_p = \frac{T_{cp} \times Эпол - T_{пп} \times Эпл - T_n \times Эзн}{Эп} \text{ (руб./тыс. кВт·ч)}, \quad (15.18)$$

где  $Эп$  – потребление электрической энергии в пиковой зоне графика нагрузки.

Дифференцированный по зонам суток тариф на электрическую энергию для потребителей рассчитывается как сумма дифференцированного по зонам суток тарифа покупки от производителей электроэнергии и, одинаковых по всем зонам суток, тарифа на передачу электрической энергии и платы (за услуги по организацию рынка электроэнергии) согласно п. 5.3 Методических указаний.

Допускается производить дифференциацию тарифов на электрическую энергию по двум зонам суток – «день» и «ночь». При расчете данных тарифов используют следующие соотношения:

$$T_{эгк(ср)} = \frac{T_{день} Эдень + T_n Эн}{Эпол}, \quad (15.19)$$

где  $T_{\text{день}}, T_{\text{н}}$  – тарифные ставки продажи электроэнергии соответственно в дневной и ночной зонах суточного графика нагрузок;

$\text{Э}_{\text{день}}, \text{Э}_{\text{н}}$  – объемы потребления электроэнергии соответственно в дневной и ночной периоды.

Тарифная ставка продажи электроэнергии в ночной зоне определяется по выражению (15.19).

Тарифная ставка продажи электроэнергии в дневной зоне суточного графика нагрузок определяется по выражению:

$$T_{\text{день}} = \frac{T_{\text{эгк(ср)}} \text{Э}_{\text{пол}} - T_{\text{н}} \text{Э}_{\text{н}}}{\text{Э}_{\text{день}}}. \quad (15.20)$$

### **Проблемы формирования тарифов в рыночной экономике зарубежных стран**

Заметим, что одной из первых либерализовала электроэнергетическую отрасль Великобритания. Цена электроэнергии для каждого периода времени (спотовая цена или так называемая Pool Purchasing Price (PPP)) определялась заявкой последнего подключенного генератора и была единой для всех генераторов, включенных в график. Потребители, покупающие электроэнергию на оптовом рынке, уплачивали PPP плюс некоторую надбавку.

Механизм ценообразования на рынке The Pool привел к тому, что последний генератор, заявка которого устанавливает цену на всем рынке, действовал в таких условиях как эффективный монополист (максимизировал свою прибыль на остаточном спросе). В результате на оптовом рынке электроэнергии Англии и Уэльса в начале 90-х годов сложилась дуополия (модель двух продавцов).

Так как в электроэнергетике спрос на товар имеет неопределенный характер, в связи со случайным характером нагрузки для описания его в условиях олигополии (как частный случай дуополии) используется SFE-модель. Не вдаваясь в полное описание модели следует заметить, что в случае если продавец придерживается максимальной ценовой стратегии в большинстве случаев цена на электроэнергию оказывается ниже, чем для ранее применявшейся модели Курно для описания конкуренции в условиях олигополии, когда спрос на товар известен заранее. При Согласно SFE-модели, в случае низкого спроса цена на

электроэнергию незначительно превышает предельные издержки продавца, но с ростом спроса может резко возрасти. И так, даже в рамках SFE-модели, несмотря на то, что положение потребителей несколько улучшается, генерирующие компании сохраняют значительные возможности для злоупотребления рыночной властью. Ведущими экономистами было предложено два выхода из этой ситуации: ужесточение конкуренции через увеличение количества генерирующих компаний и введение рынка форвардных контрактов.

Однако как показала практика использование форвардных контрактов приводит к следующему: продавец знает, что продажи по контрактам приведут к снижению цены спотового рынка, и следовательно к потерям его прибыли, и требует премию за продажи на форвардном рынке, в результате цена форвардного рынка становится выше, чем цена спотового рынка электроэнергии.

Ужесточение конкуренции за счет увеличения количества продавцов на рынке ведет не только к снижению предельной цены, но и к сокращению множества возможных стратегий продавцов. При этом, как было указано выше необходимо, чтобы количество генерирующих компаний на рынке было максимально возможным. Против этого обычно возражают профессиональные энергетики, которые утверждают, что относительно небольшие компании не могут обеспечить надежного энергоснабжения. Однако надежность энергоснабжения во многом определяется самой энергосистемой, т.е. насколько сеть развита, чтобы в случае необходимости обеспечить доставку электроэнергии от различных электростанций.

Создаваемые генерирующие компании, по техническим и экономическим характеристикам должны быть как можно более похожи друг на друга. В этом случае увеличивается вероятность, что все компании не будут полностью загружены в периоды высокого спроса и продолжат конкурировать между собой, т.е. затруднится появление эффективного монополиста в период высокого спроса.

## ТЕМА 16. ОЦЕНКА СТОИМОСТИ ПРОЕКТНЫХ РАБОТ И ЭКСПЕРТИЗА ПРОЕКТА

### *Стадии проектирования. Характеристика затрат*

Капитальное строительство каждого нового объекта носит индивидуальный характер и ведется в новых условиях, на новой строительной площадке. Большое влияние на процесс строительства, особенно гидроэлектростанций, оказывают местные условия (геологические, топографические, климатические и др.), поэтому для строительства каждого генерирующего энергообъекта и ЛЭП составляют проект – техническую проектную документацию в полном объеме. Исключение составляют объекты, выполняемые по типовым проектам.

Проектирование энергообъектов ведется специальными проектными организациями – проектными институтами:

- воздушные линии (ВЛ) и энергосистемы – Энергосетьпроект;
- районные тепловые электростанции – Теплоэнергосетьпроект;
- ТЭЦ – ВНИПИэнергосетьпроект;
- атомные – совместно Гидропроект и специализированными организациями;
- гидроэлектростанции – Гидропроект, причем проекты организации работ, связанных со строительством, разрабатывает институт Оргэнергострой.

Реализация новой концепции ценообразования в строительстве началась в 1993– 1994 гг. и соответствии с законодательствами Российской Федерации, согласно которым производственно-хозяйственные взаимоотношения субъектов инвестиционной деятельности регламентируются договором (контрактом), вводятся ряд новых базовых понятий, рекомендованы новые методы вычисления стоимости и т.п. Однако процесс нормативного обеспечения еще не закончен. Продолжается выпуск новых рекомендаций, уточнение отдельных положений и, в ряде случаев, выпуск дополнительных материалов по новой системе ценообразования и сметного нормирования. В целом набор новых сметно-нормативных документов еще не скомплектован и не освоен, поэтому излагаемый материал главным образом применителен к ранее существовавшей системе. По отдельным вопросам кратко приводится и новая концепция.

В общем случае в стране для разработки документации на строительство зданий и сооружений был установлен следующий порядок:

- 1). Предпроектная документация:

- схема развития и размещения отраслей народного хозяйства и отраслей промышленности (далее – «схемы»);
- технико-экономическое обоснование (ТЭО) строительства крупных и сложных предприятий и сооружений;
- технико-экономические расчеты (ТЭР) по технически сложным зданиям и сооружениям.

## 2). Проектная документация:

- рабочий проект для технически сложных объектов, возводимых преимущественно по типовым и повторно применяемым проектам;
- проект и рабочая документация для крупных и сложных предприятий и сооружений.

Для крупных объектов новая последовательность разработки выглядит таким образом:

- предпроектная стадия – обоснование инвестиций;
- проект – технико-экономическое обоснование и рабочая документация.

Обоснование инвестиций предусматривает: народнохозяйственную необходимость, номенклатуру продукции и потребителей, место строительства, условия эксплуатации, сырьевые источники, соответствие мировому уровню, энергоснабжение, социальную сферу, экологию, укрупненную оценку сметной стоимости объекта, проект бизнес-плана.

Технический проект (проектное задание) состоит из следующих основных частей: технико-экономической, технологической, строительной, генерального плана, организации строительства, сметно-финансовой.

Рабочая документация включает в себя чертежи и уточненную сметную стоимость.

Прежде чем переходить к изложению особенностей определения стоимости строительства энергетических объектов на различных стадиях проектирования, целесообразно сформулировать несколько общих положений:

- каждому этапу или стадии проектирования соответствует конкретная задача в достаточно длительном процессе разработки проекта энергообъекта;

- от стадии к стадии нарастают степень достоверности исходных данных, глубина и детальность проектных разработок;

- от стадии к стадии сокращается период между разработкой документации и моментом ее реализации в натуре.

В этих условиях одним из главных требований к способам определения стоимости строительства становится обеспечение соответствия между характером проектных проработок на той или иной стадии, их достоверностью и детальностью и подобными этим характеристикам сметно-нормативной базы, предназначенной для вычисления стоимости.

Проектирование ведется в одну или две стадии. При одностадийном проектировании разрабатывается лишь тех-норабочий проект. Одностадийное проектирование применяется в основном при использовании типовых проектов. Типовым называется утвержденный проект, предназначенный для многократного использования при строительстве одинаковых объектов. Он содержит полный комплект рабочих чертежей с пояснительной запиской, спецификациями на оборудование и ведомостями по требуемым материалам, данными об объемах работ и прочими необходимыми для проведения строительно-монтажных работ сведениями. В случае применения типового проекта на конкретном объекте требуется привязка рабочих чертежей к местным условиям строительной площадки.

При двухстадийном проектировании на первой стадии разрабатывается технический проект, в котором окончательно определяется местоположение объекта (станции) и отдельных ее сооружений, мощность и сроки ввода по очередям, предполагаемый режим работы, состав и тип оборудования, топливо-снабжение и водоснабжение, транспортные коммуникации, организация строительства и методы производства работ, общая стоимость строительства и технико-экономические показатели станции. На второй стадии проектирования – рабочие чертежи.

Руководящие материалы для проектирования включают:

1. Строительные нормы и правила (СНиП), состоящие из четырех частей, каждая из которых содержит соответственно:

- нормативные данные о параметрах и областях применения материалов, изделий, конструкций и оборудования для строительства;
- нормы строительного проектирования;
- нормативные данные по организации и технологии строительного производства;
- сметные нормы по всем видам строительного-монтажных работ.

2. Нормы технологического проектирования (раздельно для тепловых, гидро- и атомных электростанций, электрических и тепловых сетей и других объектов). В нормах даны рекомендации по наиболее важным вопросам проектирования энергетических объектов с учетом особенностей технологического оборудования.

3. Стандарты на технологическое оборудование и строительные материалы.

4. Типовые проекты организации эксплуатации.

Кроме того, при проектировании учитываются требования Правил технической эксплуатации (ПТЭ), правила устройств электротехнических установок (ПУЭ), санитарные нормы и правила, правила устройств безопасной эксплуатации грузоподъемных машин и сосудов, работающих под давлением, противопожарные правила и др. Все проекты до их утверждения проходят отраслевую экспертизу, в которой принимают участие представители эксплуатационных, строительных и монтажных организаций.

### ***Оценка стоимости проектных работ и экспертиза проекта***

Строительство объектов осуществляется на основе утвержденных и одобренных обоснований ИП. Проектной документацией детализируются принятые и обоснованные решения и уточняются основные технико-экономические показатели. Проектная документация обычно включает в себя ИП строительства и рабочую документацию.

Для технически и экологически сложных объектов и при особых природных условиях строительства по решению заказчика (инвестора) или заключению государственной экспертизы одновременно с разработкой рабочей документации и осуществлением строительства могут выполняться детальные про-

работки проектных решений по отдельным объектам, разделам, вопросам. Для объектов, строящихся по проектам массового и повторного применения, а также других технически несложных объектов на основе обоснований в строительство может разрабатываться рабочий проект (утверждаемая часть и рабочая документация).

Основным документом, регулирующим правовые и финансовые отношения, взаимные обязательства и ответственность сторон, является договор (контракт), заключаемый заказчиком с привлекаемыми им для разработки проектной документации проектными, проектно-строительными организациями, другими юридическими и физическими лицами. Неотъемлемой частью договора является задание на проектирование.

### ***Оценка стоимости проектных работ***

Цена (стоимость) проектных работ в достаточно большой степени зависит от стоимости объекта электроснабжения. Стоимость разработки рабочей документации (РД) по зданиям, сооружениям и видам работ определяется отдельно по каждому виду в зависимости от общей стоимости строительства.

Расчет стоимости проектных работ проводится без учета НДС по базовым ценам и может применяться организациями различных организационно-правовых форм, имеющими лицензию на выполнение соответствующих работ и обладающими согласно законодательству РФ статусом юридического лица.

В базовых ценах не учитываются затраты: на разработку проектных решений в нескольких вариантах (за исключением вариантных проработок, которые могут, при необходимости, выполняться для выбора оптимальных решений); на разработку альтернативных вариантов проекта или отдельных технологических, конструктивных, архитектурных и других решений; на разработку рабочих чертежей на специальные вспомогательные сооружения, устройства и установки; на внесение изменений в проектную документацию, связанных с введением в действие новых нормативных документов, заменой оборудования более прогрессивным и в других случаях; на обследование и обмерные работы на объектах; на изготовление демонстрационных макетов; на осуществление авторского надзора; на научно-исследовательские и опытно-эксперименталь-



ные работы; маркетинговые услуги; на служебные командировки; на разработку автоматизированных систем и изыскательские работы; на разработку компоновочных и установочных чертежей; на инжиниринговые услуги, не относящиеся к проектным работам; на разработку бизнес-плана; на сбор исходных данных для проектирования, на выполнение экспертизы предпроектном и проектной документации, а также на прочие расходы.

Цена привязки типового проекта определяется с применением к типовым ценам следующих коэффициентов: без внесения изменений - 0,35; с внесением изменений - до 0,7.

Базовая цена разработки проектной документации для строительства новых объектов основного, подсобного и обслуживающего назначения в целях создания дополнительных производственных мощностей на территории действующих предприятий определяется с применением повышающего коэффициента в размере до 1,2 в зависимости от объема дополнительных работ, связанных с присоединением новых объектов и коммуникаций к объектам и коммуникациям действующей части предприятий и их возможной частичной реконструкции.

Правила расчетов цен на проектные работы:

при определении базовой цены на проектные работы при наличии нескольких усложняющих факторов и применении в связи с этим нескольких коэффициентов, больших единицы, общий повышающий коэффициент определяется путем суммирования их дробных частей и единицы;

при определении базовой цены с применением нескольких коэффициентов, меньших единицы, общий понижающий коэффициент определяется путем их перемножения.

Стоимость разработки обоснования инвестиций составляет до 0,5 от цены проекта, а для электрических сетей напряжением до 35 кВ - до 0,25 от цены рабочего проекта.

Выбор площадки (трассы) для строительства осуществляется, как правило, в обоснованиях инвестиций в строительство объекта. Затраты проектных организаций, связанные с их участием в выборе площадки (трассы), учитываются увеличением коэффициента на 0,05.

В случае необходимости осуществления выбора площадки (трассы) на стадии проекта (рабочего проекта) стоимость этой работы определяется с применением коэффициента от 0,05 до 0,1 к цене проекта.

Стоимость затрат, связанных с выполнением функций генпроектировщика, определяется в размере до 2% от объема работ, передаваемых на субподряд.

Цена работ, связанных с разработкой бизнес-плана не регламентирована нормативными документами и может быть определена в зависимости от трудоемкости работ как доля от цены разработки обоснования инвестиций по согласованию с заказчиком.

Базовой ценой на проектные работы, определяемой учтена выдача заказчику проектной документации в количестве четырех экземпляров.

Порядок определения базовой цены проектных работ:

1) в зависимости от общей стоимости строительства. Базовая цена разработки проектной документации (проект + рабочая документация) установлена от общей стоимости строительства, при этом в общую стоимость строительства включается стоимость всех зданий, сооружений и видов работ.

Базовая цена проектных работ (проект + РД) в ценах на 01.01.2001 г.  $\Pi_{\text{пр}}^{\text{табл}}$ , определенная в зависимости от общей стоимости строительства на 01.01.2001 г.  $\Pi_{\text{стр}}^{\text{табл}}$ , представлена в табл. 95 - 100.

Определение текущих цен проектных работ  $\Pi_{\text{пр}}^{\text{тек}}$  производится по формуле:

$$\Pi_{\text{пр}}^{\text{тек}} = \Pi_{\text{пр}}^{\text{табл}} \cdot K_{\text{стр}}, \quad (16.1)$$

где  $K_{\text{стр}}$  - индекс изменения стоимости в энергетическом строительстве (по капиталовложениям) в текущем квартале по отношению к ценам на 01.01.2001 г. (для I квартала 2006 г.  $K_{\text{стр}} = 3,75$ ).

В случае если стоимость строительства объекта (в ценах на 01.01.2001 г.) меньше или больше крайних показателей стоимости, приведенных в таблицах цен, базовая цена проектных работ определяется путем составления пропорции.

Распределение базовой цены проекта и рабочей документации осуществляется по приведенной ниже табл. 22. Оно может уточняться по соглашению между исполнителем и заказчиком.

Таблица 22

Распределение стоимости базовой цены разработки проекта (ТЭО) и рабочей документации

Наименование объекта проектирования	Проект (ТЭО)	Рабочая документация
Электрические подстанции напряжением 110-750 кВ	25	75
Ремонтно-производственные базы (РПБ) электросетей и ремонтно-эксплуатационные пункты (РЭП) электросетей	35	65
Воздушные линии электропередачи напряжением 110-750 кВ	25	75
Кабельные линии напряжением до 35 кВ	20	80
Кабельные линии напряжением 110, 220 и 500 кВ	20	80

Для электрические сетей напряжением до 35 кВ базовая цена на проектирование установлена для стадии «рабочий проект». При проектировании в две стадии цена проекта и рабочей документации определяется проектной организацией по согласованию с заказчиком.

Базовая цена проектных работ на реконструкцию и (или) модернизацию определяется с применением коэффициента до 1,5, устанавливаемого проектной организацией в соответствии с трудоемкостью работ.

Порядок определения цены проектных работ на реконструкцию и (или) модернизацию объектов энергетики следующий:

а) определяется стоимость нового строительства объекта энергетики, имеющего аналогичные основные показатели с объектом реконструкции и (или) техперевооружения.

б) определяется цена проектных работ на новое строительство объекта энергетики.

в) по таблицам удельной стоимости разработки рабочей документации по зданиям, сооружениям и видам работ (табл. Б1 - Б18 /16/) определяется суммарная удельная стоимость РД по всем реконструируемым и (или) модернизируемым зданиям, сооружениям. При этом, если какие-либо здания, сооружения ре-

конструируются не полностью (в том числе, например, не по всем специализациям), то к их удельным стоимостям РД, определенным по табл. Б1 - Б18 /16/, вводятся понижающие коэффициенты, меньше 1,0.

г) к определенной таким образом суммарной стоимости РД реконструируемого и (или) техперевооружаемого объекта энергетики вводится повышающий коэффициент 1,5.

д) при необходимости определения цены разработки проектной документации на стадии, например, «проект» с учетом распределения стоимости базовой цены по табл. 59 составляется пропорция.

*Пример 1:* «проект» (П) - 20%, РД - 80%. Тогда РД - 80%. П - 20%, где РД - цена рабочей документации:  $P = RD \times 20/80 = RD/4$ .

Относительная стоимость разработки специализированных разделов проектно-сметной документации в процентах от цены приведена в табл. 101 - 106 приложения К.

2) в зависимости от натуральных показателей объектов проектирования. Базовая цена разработки проектной документации (проект + рабочая документация) определяется по формуле:

$$C = (a + b \cdot x) \cdot K_{2(1)} \cdot K_{инд}, \quad (16.2)$$

где  $a$  и  $b$  – постоянные величины для определенного интервала основного показателя проектируемого объекта, тыс. руб.;

$x$  – основной показатель проектируемого объекта;

$K_{инд}$  – индекс цен на проектные работы к уровню, установленному на 01.01.2001 г. (для I квартала 2006 г.  $K_{инд} = 3,75$ );

$K_1$  – отношение стоимости проекта к стоимости рабочей документации;

$K_2$  – отношение стоимости рабочего проекта (включая рабочую документацию) к стоимости рабочей документации);

Базовая цена проектных работ в зависимости от натуральных показателей определяется по табл. 95-100 приложения Ж. Относительная стоимость разработки проектно-сметной документации в процентах от цены приведена в таблицах относительной стоимости.

Базовая цена проектных работ для строительства объекта в сложных условиях определяется с применением повышающих коэффициентов по табл. 20.

Базовая цена проектных работ для строительства объектов за границей определяется по табл. 95-100 приложения Ж и 101-106 приложения К с применением повышающих коэффициентов по табл. 60 и 61.

Базовая цена проектных работ на реконструкцию и/или техперевооружение определяется с применением коэффициента до 1,5, устанавливаемого проектной организацией в соответствии с трудоемкостью работ

В случае, когда проектируемый объект имеет значение основного показателя меньше минимального или больше максимального показателя, приведенных в таблице базовых цен, базовая цена проектирования определяется путем экстраполяции, при этом величина поправки к цене уменьшается на 40%, т.е. при расчете показатель проектируемого объекта  $X_{зад}$  принимается с коэффициентом 0,6.

Если показатель мощности объекта меньше табличного показателя, базовая цена его проектирования определяется по формуле:

$$Ц = a + в \times (0,4 \times X_{min} + 0,6 \times X_{зад}), \quad (16.3)$$

где  $a, в$  - постоянные величины, принимаемые по таблице минимального значения показателя;

$X_{min}$  - минимальный показатель, приведенный в таблице;

$X_{зад}$  - показатель проектируемого объекта.

Если показатель объекта больше табличного показателя, базовая цена его проектирования определяется по формуле:

$$Ц = a + в \times (0,4 \times X_{max} + 0,6 \times X_{зад}), \quad (16.4)$$

Коэффициенты к базовым ценам на проектные работы для строительства предприятий, зданий и сооружений в сложных условиях

Факторы, усложняющие проектирование	Коэффициенты
1. Вечномерзлые, просадочные, набухающие, пучинистые, элювиальные, илистые, заторфованные грунты; карстовые и оползневые явления; расположение площадки строительства над горными выработками; в подтапливаемых районах; с учетом ураганов, цунами, ударной волны, падения самолета и др.	1,15
2. Сейсмичность 7 баллов	1,15
3. Сейсмичность 8 баллов	1,20
4. Сейсмичность 9 баллов	1,30

Таблица 24

Коэффициенты к базовым ценам проектной документации, учитывающие влияние усложняющих факторов при проектировании объектов для строительства за границей

Усложняющие факторы	Коэффициенты к стоимости разработки:	
	проекта	рабочей документации, рабочего проекта
1. Перевод текстовых материалов технической документации, надписей на чертежах на иностранный язык	1,1	1,05
2. Перевод материалов иностранного заказчика на русский язык	1,03	1,03
3. Двойная проверка расчетов, чертежей и спецификаций, подсчетов объемов работ, сметной документации и других проектных материалов, изготовление дубликатов калек, повышенные требования к оформлению и упаковке проектной документации	1,2	1,1
4. Другие факторы, влияющие на увеличение трудоемкости проектных работ:		
4.1. Частота тока и напряжение, разница в допустимых пределах колебаний по частоте тока, отличные от РФ (к стоимости проектирования электрооборудования, электроснабжения, слабых токов, КИПиА, а при необходимости - и других разделов)	1,1	1,05
4.2. Сухой или влажный тропический климат	1,15	1,1

4.3. Разработка проектно-сметной документации с учетом применения оборудования и материалов, закупаемых в странах заказчика или поставляемых из третьих стран	1,3	1,3
4.4. Применение иностранных норм и стандартов на материалы и оборудование, выполнение по ним расчетов конструкций и прочее, оговоренных заказчиком в задании на проектирование	1,15	1,2
4.5. Дополнительные требования к проектно-сметной документации при строительстве объектов на подрядных условиях, в том числе составление спецификаций на оборудование и материалы временного ввоза	1,1	1,1

*Пример 2.* Требуется оценить базовую стоимость проектных работ на I квартал 2006 г. Расчет требуется провести в зависимости от общей стоимости строительства (на примере проектирования ВЛ напряжением выше 110 кВ. Данные по стоимости проектных работ приведены в табл. 25.

*Таблица 25*

Стоимость строительства и проектных работ по ВЛ

Стоимость строительства в ценах на 01.01.2001 г., млн. руб.	Базовая цена проектных работ в ценах на 01.01.2001 г. (табличная), млн. руб.
$C_{стр}^{табл} = 760$	$C_{пр}^{табл} = 13,60$

В соответствии с формулой (16.4) стоимость строительства на I квартал 2006 г. составит:

$$C_{пр}^{тек} = 13,6 \cdot 3,75 = 51 \text{ млн. руб.}$$

С учетом распределения стоимости проектных работ по табл. 14 определяем

$$\text{Проект} - 51 \cdot 0,25 = 12,75 \text{ млн. руб.}$$

$$\text{Рабочая документация} - 51 \cdot 0,75 = 38,25 \text{ млн. руб.}$$

*Пример 3.* Требуется рассчитать базовую стоимость проектирования подстанции, показатели стоимости строительства которой находятся между показателями, приведенными в табл. 26.

## Стоимость строительства подстанции

Стоимость строительства в ценах на 01.01.2001 г. (табличная), млн. руб.	Базовая цена проектных работ в ценах на 01.01.2001 г. (табличная), млн. руб.
$\text{Ц}_{\text{стр}}^{\text{табл}} = 340$	$\text{Ц}_{\text{пр}}^{\text{табл}} = 10,81$
$\text{Ц}_{\text{стр}}^{\text{табл}} = 360$	$\text{Ц}_{\text{пр}}^{\text{табл}} = 11,30$

Следует определить базовую цену проектных работ объекта, стоимость строительства которого в ценах на 01.01.2001 г. равна 8400 348 млн. руб.

Схема расчета базовой цены проектных работ на 01.01.2001 г. следующая:

$$11,30 - \frac{11,30 - 10,81}{360 - 340} \cdot (360 - 348) = 11,00 \text{ млн. руб., или}$$

$$10,81 + \frac{11,30 - 10,81}{360 - 340} \cdot (348 - 340) = 11,00 \text{ млн. руб.}$$

Стоимость проектных работ на I квартал 2006 г. составит:

$$11,00 \cdot K_{\text{инд}} = 11,00 \cdot 3,75 = 41,25 \text{ млн. руб.}$$

**Экспертиза проекта**

Под экспертизой ИП в широком смысле понимается: анализ, исследование, проводимое привлеченными специалистами (экспертами), экспертно комиссией, завершаемые выпуском акта, заключения, в отдельных случаях сертификата качества, а также проверка качества продукции, работ и услуг.

Экспертиза является обязательным этапом практически любой деятельности, поскольку призвана оценить соответствие результата деятельности запланированным показателям. Все ИП независимо от источников финансирования и форм собственности объектов капитальных вложений до их обязательного утверждения подлежат экспертизе, в соответствии с законодательством РФ. Экспертиза ИП проводится в целях предотвращения создания объектов, использование которых нарушает права физических и юридических лиц и интересы государства или не отвечает требованиям, утвержденным в установленном порядке стандартов, норм и правил, а также для оценки эффективности ИП.



Порядок проведения государственной экспертизы ИП хорошо отражен в законодательстве РФ только для ИП по строительству. Экспертиза проектов отличных от строительных в настоящее время не подкреплена законодательной основой. В указанном случае применяются в основном ведомственные акты экспертизы. Выделим основные вопросы, подлежащие проверке при экспертизе ИП строительства (большая часть этих вопросов может быть отнесена ИП строительства СЭС):

1) соответствие принятых решений обоснованию инвестиций в строительство объекта, другим предпроектным материалам, заданию на проектирование, а также исходным данным, техническим условиям и требованиям, выданным заинтересованными организациями и органами государственного надзора при согласовании места размещения объекта;

2) наличие необходимых согласований проекта с заинтересованными организациями и органами государственного надзора, хозяйственная необходимость и экономическая целесообразность намечаемого строительства исходя из социальной потребности в результатах функционирования запроектированного объекта;

3) конкурентоспособность его продукции (услуг) на внутреннем и внешнем рынках, наличие природных и иных ресурсов;

4) выбор площадки (трассы) строительства с учетом градостроительных, инженерно-геологических, экологических и других факторов и согласований местных органов управления в части землепользования, развития социальной и производственной инфраструктуры территорий, результатов сравнительного анализа вариантов размещения площадки (трассы);

5) обоснованность определения мощности (вместимости, пропускной способности) объекта исходя из принятых проектных решений, обеспечения сырьем, топливно-энергетическими и другими ресурсами, потребности в выпускаемой продукции или предоставляемых услугах;

6) достаточность и эффективность технических решений и мероприятий по охране окружающей природной среды, предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий;

- 7) обеспечение безопасности эксплуатации предприятий, зданий и сооружений и соблюдение норм и правил взрывопожарной и пожарной безопасности;
- 8) соблюдение норм и правил по охране труда, технике безопасности и санитарным требованиям;
- 9) достаточность инженерно-технических мероприятий по защите населения и устойчивости функционирования объектов в чрезвычайных ситуациях мирного и военного времени;
- 10) наличие проектных решений по обеспечению условий жизнедеятельности маломобильных групп населения;
- 11) оценка технического уровня намечаемого к строительству (реконструкции) предприятия (производства), его материало- и энергоемкости;
- 12) обоснованность применяемой технологии производства на основе сравнения возможных вариантов технологических процессов и схем;
- 13) выбор основного технологического оборудования;
- 14) достаточность и эффективность технических решений по энергосбережению;
- 15) оптимальность принятых решений по инженерному обеспечению;
- 16) возможность и целесообразность использования автономных систем и вторичных энергоресурсов;
- 17) наличие безотходного (малоотходного) производства на базе полного и комплексного использования сырья и отходов;
- 18) обоснованность и надежность строительных решений (особенно при сооружении объекта в сложных инженерно-геологических условиях);
- 19) оптимальность решений по генеральному плану, их взаимосвязка с утвержденной градостроительной документацией, рациональность решений по плотности застройки территории и протяженности инженерных коммуникаций;
- 20) обоснованность принятых объемно-планировочных решений и габаритов зданий и сооружений исходя из необходимости их рационального использования для размещения производств и создания благоприятных санитарно-гигиенических и других безопасных условий работающим. Эффективность использования площадей и объемов зданий; обеспечение архитектурного

единства и высокого уровня архитектурного облика зданий и сооружений, соответствие их градостроительным требованиям в увязке с существующей застройкой;

21) оценка проектных решений по организации строительства;

22) достоверность определения стоимости строительства;

23) оценка эффективности инвестиций в строительство объекта и условий его реализации.

По результатам экспертизы составляется заключение. Экспертный орган, осуществляющий комплексную экспертизу, подготавливает сводное экспертное заключение по проекту строительства в целом с учетом заключений государственных экспертиз, принимавших участие в рассмотрении проекта.

Экспертное заключение должно содержать:

- краткую характеристику исходных данных, условий строительства и основных проектных решений, а также технико-экономические показатели проекта строительства;

- конкретные замечания и предложения по принятым проектным решениям, изменения и дополнения, внесенные в процессе экспертизы;

- ожидаемый эффект от их реализации (с количественной оценкой);

- общие выводы о целесообразности инвестиций в строительство с учетом экономической эффективности, экологической безопасности, эксплуатационной надежности, конкурентоспособности продукции и социальной значимости объекта;

- рекомендации по дополнительной детальной проработке отдельных проектных решений при последующем проектировании;

- рекомендации об утверждении (при отсутствии серьезных замечаний, ведущих к изменению проектных решений и основных технико-экономических показателей) или отклонении проекта.

При выявлении в результате экспертизы грубых нарушений нормативных требований экспертным органом вносится предложение о применении в установленном порядке к организациям – разработчикам проектной документации

штрафных санкций или приостановлении (аннулировании) действия выданных им лицензий.

Заключение утверждается руководителем экспертного органа и направляется заказчику или в утверждающую проект инстанцию. При проведении совместной экспертизы заключение утверждается руководством экспертных органов, участвующих в рассмотрении проекта строительства.

Сроком начала экспертизы является дата утверждения руководством экспертного органа плана ее проведения (или подписания договора на экспертизу), а окончания экспертизы – дата отправки заключения заказчику или утверждающей проект инстанции.

## 5. Методические указания по выполнению домашних заданий и контрольных работ

### ТЕМА 1. КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ В ЭНЕРГЕТИКУ

#### *Вопросы, рассматриваемые на практике*

1. Капитальные вложения.
2. Укрупненные показатели стоимости (УПС).
3. Смета на строительство энергетического объекта.
4. Зональные повышающие коэффициенты, увеличивающие стоимость строительства.
5. Повышающие коэффициенты, учитывающие особенности строительства.

*Теоретическая часть.* Рассмотрена в лекции №3 «Капитальные вложения в энергетику».

#### *Контрольное задание.*

Требуется определить объем капитальных вложений в систему электро-снабжения района города. Район строительства юг Дальнего Востока. Район по гололеду II, ВЛ с проводом СИП2 выполнены на железобетонных опорах. Усложняющие условия отсутствуют.

Исходные данные в табл. 27

#### *Решение.*

Расчет капитальных вложений в СЭС представим в ценах 1991 г. в табл. 16 (для подстанций) и табл. 27 (для кабельных линий и линий с проводом СИП2).

Таблица 27

Капитальные вложения в трансформаторные подстанции

№	Мощность трансформаторов КТП, кВ·А	Число трансформаторов	Стоимость единицы, тыс. руб	Площадь КТП, м <sup>2</sup>
1	2	3	4	5
1	400	1	15	34
2	630	2	44,1	100
3	400	2	33,6	70
4	400	2	33,6	70

5	400	1	15	34
6	400	2	33,6	70
7	630	2	44,1	100
8	250	1	14,3	30
9	40	2	9,3	28
10	400	2	33,6	70
11	1000	2	101,9	120
12	630	2	44,1	100
13	400	2	33,6	70
14	630	2	44,1	100
15	630	1	20,3	52
16	630	1	20,3	52
17	400	2	33,6	70
18	630	2	44,1	100
19	630	2	44,1	100
20	160	2	30,8	40
21	630	1	20,3	52
22	400	1	15	34
23	400	1	15	34
Итого			743,4	1530

Таблица 28

Капитальные вложения в электрическую сеть напряжением 10 кВ

Маршрут	L, км	Кол-во цепей (тип опоры)	Марка	Стоимость единицы, тыс.руб/км	Сумма, тыс. руб
1	2	3	4	5	6
ТП70	0,21	1	ААШв 3×50	11,0	2,3
ТП14-РП14	0,03	1	ААШв 3×50	11,0	0,3
РП14-ТП10	0,47	1	ААШв 3×50	11,0	5,2
ТП14-ТП31	0,155	1	ААШв 3×50	11,0	1,7
ТП31-ТП15	0,45	1	ААШв 3×50	11,0	5,0
ТП15-ТП11	0,35	1	ААШв 3×50	11,0	3,9
ЦРП-ТП12	0,245	1	ААШв 3×70	11,7	2,9
ТП12-ТП19	0,171	2	ААШв 3×70	18,2	3,1
ТП19-ТП54	0,222	2	ААШв 3×70	18,2	4,0
ТП54-ТП26	0,6	1	ААШв 3×120	11,7	7,0
ЦРП-ТП14	0,383	1	ААШв 3×120	11,7	4,5
КТП41	0,185	1	ААШв 3×120	11,7	2,2
ЦРП-ТП23	0,265	ж/б опоры	СИП2- 3×35	6,3	1,7
ТП23-ТП20	0,53	ж/б опоры	СИП2- 3×35	6,3	3,4
ТП20-ТП20/1	0,185	ж/б опоры	СИП2- 3×35	6,3	1,2
ТП20/1- ТП20/2	0,1	ж/б опоры	СИП2- 3×50	7,0	0,7

ПС-ТП44	0,363	ж/б опоры	СИП2- 3×50	7,0	2,5
---------	-------	-----------	------------	-----	-----

*Продолжение таблицы 28*

1	2	3	4	5	6
ТП44-ТП34	0,255	ж/б опоры	СИП2- 3×50	7,0	1,8
ПС-ТП96	0,185	ж/б опоры	СИП2- 3×70	7,5	1,4
ПС-ТП91	0,175	ж/б опоры	СИП2- 3×70	7,5	1,3
ТП91-ТП115	0,225	ж/б опоры	СИП2- 3×70	7,5	1,7
ТП115-ТП151	0,162	ж/б опоры	СИП2- 3×70	7,5	1,2
ТП151-ТП76	0,9	ж/б опоры	СИП2- 3×70	7,5	6,8
Итого					65,6

Определяем капиталовложения в ценах 2006 г. (I квартал): коэффициент переоценки  $k_{\text{переоц}} = 42$ , зональный коэффициент: для линий – 1,4; для подстанций – 1,3.

По формуле определяем стоимость электрической сети напряжением 10 кВ на I квартал 2006 г. Причем стоимость отведение земель для данного класса напряжения не учитываем.

$$K_{\text{вл(кл)}} = 65,6 \cdot 42 \cdot 1,4 = 3857,3 \text{ тыс. руб.}$$

Аналогично по (37) капиталовложения в ПС составят:

$$K_{\text{п/ст}} = 743,4 \cdot 42 \cdot 1,3 + 1530 \cdot 0,025 = 40627,9 \text{ тыс. руб.}$$

где 0,025 – стоимость 1 м<sup>2</sup> отведения земель, тыс. руб.

Суммарные капиталовложения по (36):

$$K_{\Sigma} = K_{\text{вл(кл)}} + K_{\text{п/ст}} = 3857,3 + 40627,9 = 44485,2 \text{ тыс. руб.}$$

## ТЕМА 2. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА И ОБОРОТНЫЕ СРЕДСТВА ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЙ

### ***Вопросы, рассматриваемые на практике***

1. Классификация основных средств.
2. Методы оценки основных средств.
3. Первоначальная, балансовая, остаточная стоимость.
4. Амортизация, физический и моральный износ.
5. Показатели наличия, движения и эффективности использования основных средств
6. Понятие, состав и структура оборотных средств.

7. Кругооборот и оборачиваемость оборотных средств.
8. Методы оценки отдельных элементов оборотных средств.
9. Нормирование оборотных средств (определение потребности в оборотных средствах).

**Теоретическая часть.** Рассмотрена в лекции №4 «Основные средства энергопредприятий» и в лекции №5 «Оборотные средства энергопредприятий».

**Контрольное задание.**

Таблица 29

Исходная информация

Показатели	2001 год	2000 год
1. Выручка от реализации тепловой и электрической энергии, млн. руб.	72,2	66,5
2. Ср. годовой остаток оборотных средств, млн. руб.	112,3	92,4

Требуется:

- 1). Поясните, каковы назначение, состав и структура оборотных средств на энергопредприятии (тепловых станциях).
- 2). Определите в каком году на ТЭЦ наиболее эффективно использовались оборотные средства, для чего рассчитать коэффициент оборачиваемости оборотных средств и длительность одного оборота.

**Решение**

1). Оборотные средства это денежные средства предприятий необходимые - для их текущей деятельности, создания производственных запасов, проведения хозяйственных операций. Без оборотных средств предприятие не смогло бы осуществлять платежи и текущую деятельность, а это, в свою очередь, могло бы привести к его банкротству.

Различают нормируемые и ненормируемые оборотные средства. К нормируемым оборотным средствам относятся производственные запасы, незавершенное производство, расходы будущих периодов и готовая продукция, находящаяся на складах предприятия. Не подлежат нормированию денежные средства предприятия, средства в расчетах и отгруженная продукция.



Примерная структура нормируемых оборотных средств для энергетических предприятий приведена в табл.

Наименование показателя:	АО-энерго	ТЭС (ТЭЦ)	ГЭС	ПЭС
Материалы основные	1,0	—	—	—
Материалы вспомогательные	25,0	23,4	30,8	54,0
Топливо	18,0	21,6	0,3	0,9
Запасные части для ремонта	19,0	30,4	39,4	5,1
Малоценные и быстроизнашивающиеся предметы	26,1	22,6	28,0	39,0
Незавершенное производство	0,7	—	—	—
Прочие нормируемые оборотные средства	10,2	2,0	1,5	1,0

2. Определяем показатели использования оборотных средств: коэффициент оборачиваемости (*Коб*), коэффициент загрузки средств в обороте (*Кз*), длительность одного оборота (*Д*).

Для 2001 года

$$K_{об} = V_p / Обср.год = 72,2 / 112,3 = \text{оборотов в год.}$$

$$K_z = 1 / K_{об} = 1 / 0,64 =$$

$$D = T / K_{об} = 360 / 0,64 = \text{дней}$$

Для 2002 года

$$K_{об} = V_p / Обср.год = 66,5 / 92,4 = \text{оборотов в год.}$$

$$K_z = 1 / K_{об} = 1 / =$$

$$D = T / K_{об} = 360 / = \text{дней}$$

Так как коэффициент оборачиваемости выше в 2002 г, и продолжительность оборота оборотных средств в этом же году ниже, делаем вывод, что в 2002 г. оборотные средства использовались более эффективно

с). Объясните, как изменится объем оборотных средств, если в 2002 году планируется сократить длительность одного оборота на 5 дней.

В этом случае длительность оборота

$$D = 500 - 5 = 495 \text{ дней}$$

$$K_{об} = T / D = 360 / 495 =$$

Объем оборотных средств

$$Обср.год = Vp / Kоб = 66,5 / = \text{млн. руб.}$$

Т.е. объем оборотных средств уменьшится

### ТЕМА 3. РАСЧЕТ ЗАТРАТ НА ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБЪЕКТА

#### **Вопросы, рассматриваемые на практике**

1. Классификация основных средств.
2. Методы оценки основных средств.
3. Первоначальная, балансовая, остаточная стоимость.
4. Амортизация, физический и моральный износ.
5. Показатели наличия, движения и эффективности использования основных средств
6. Понятие, состав и структура оборотных средств.
7. Кругооборот и оборачиваемость оборотных средств.
8. Методы оценки отдельных элементов оборотных средств.
9. Нормирование оборотных средств (определение потребности в оборотных средствах).

**Теоретическая часть.** Рассмотрена в лекции №14 «Эксплуатационно-ремонтное обслуживание и сетевое планирование».

#### **Контрольное задание**

. Требуется рассчитать годовые эксплуатационные и амортизационные отчисления для примера, приведенного в разделе 4.

#### **Решение**

Капиталовложения соответственно:

ВЛ составляют  $K_{вл} = 991,2$  тыс. руб. (расчетный срок эксплуатации 20 лет,  $\alpha_{экс,вл} = 0,0085$  о.е.,  $\alpha_{ам,вл} = \frac{1}{20} = 0,05$  о.е.);

КЛ составляют  $K_{кл} = 1764,0$  тыс. руб. (расчетный срок эксплуатации 25 лет,  $\alpha_{экс,кл} = 0,004$  о.е.,  $\alpha_{ам,кл} = \frac{1}{25} = 0,04$  о.е.);

ПС составляют  $K_{п/ст} = 31261,1$  тыс. руб. (расчетный срок эксплуатации 20 лет,  $\alpha_{экс,п/ст} = 0,037$  о.е.,  $\alpha_{ам,п/ст} = \frac{1}{20} = 0,05$  о.е.).

Амортизационные отчисления составят:

$$I_{ам,Σ} = K_{вл} \cdot \alpha_{ам,вл} + K_{кл} \cdot \alpha_{ам,кл} + K_{п/ст} \cdot \alpha_{ам,п/ст} = 991,2 \cdot 0,05 + 1764,0 \cdot 0,04 + 31261,1 \cdot 0,05 = 1683,2 \text{ тыс. руб.}$$

Эксплуатационные издержки составят:

$$I_{экс,Σ} = K_{вл} \cdot \alpha_{экс,вл} + K_{кл} \cdot \alpha_{экс,кл} + K_{п/ст} \cdot \alpha_{экс,п/ст} = 991,2 \cdot 0,0085 + 1764,0 \cdot 0,004 + 31747,3 \cdot 0,037 = 1172,1 \text{ тыс. руб.}$$

#### ТЕМА 4. АНАЛИЗ СБЫТА ПРОДУКЦИИ И МАРКЕТИНГОВЫЙ ПЛАН ЭНЕРГОКОМПАНИИ

##### ***Вопросы, рассматриваемые на практике***

1. Классификация основных средств.
2. Методы оценки основных средств.
3. Первоначальная, балансовая, остаточная стоимость.
4. Амортизация, физический и моральный износ.
5. Показатели наличия, движения и эффективности использования основных средств
6. Понятие, состав и структура оборотных средств.
7. Кругооборот и оборачиваемость оборотных средств.
8. Методы оценки отдельных элементов оборотных средств.
9. Нормирование оборотных средств (определение потребности в оборотных средствах).

***Теоретическая часть.*** Рассмотрена в лекции №6 «Эксплуатационно-ремонтное обслуживание и сетевое планирование».

##### ***Контрольное задание***

Проводится реконструкция привокзального района г. Свободный. Провести рыночную сегментацию для оценки выручки от реализации электроэнергии

##### ***Решение***

В данном случае целесообразно повести сегментацию по уровню тарифов, так как от этого зависит выручка предприятия электрических сетей.

Таблица 31

Сегментация потребителей по уровню тарифов

Потребители	Тариф на электроэнергию, руб./ кВт·ч	Процентное соотношение (доля рынка), %
Население	1,15	75
Бюджет	1,85	20
Прочие	1,92	5
Итого		100

В настоящее время предприятие уже работает на указанный рынок, конкуренты отсутствуют. Дополнительный маркетинговый анализ не требуется в связи со стабильным спросом на электроэнергию. Объем продаж 46419018 тыс. кВт·ч в год.

При отсутствии исходных данных можно предположить ежегодный рост объемов потребления на 3%.

**Дополнительное задание**

В указанной выше задаче требуется провести сегментацию для оценки ущерба от перерывов в электроснабжении.

**Решение**

В этом случае сегментация будет иметь следующий вид (табл. 2)

Таблица 32

Сегментация потребителей по бесперебойности электроснабжения

Категория потребителей	Удельный ущерб, руб./ кВт·ч	Процентное соотношение категорий (доля рынка), %
Первая	300	5
Вторая	40	15
Прочие	1,15	80
Итого		100

В последующем указанную в таблице сегментацию можно учесть в расчете ущерба от недоотпуска.

## ТЕМА 5. ПРОБЛЕМА ОЦЕНКИ УЩЕРБОВ ОТ НАРУШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

### *Вопросы, рассматриваемые на практике*

1. Классификация основных средств.
2. Методы оценки основных средств.
3. Первоначальная, балансовая, остаточная стоимость.
4. Амортизация, физический и моральный износ.
5. Показатели наличия, движения и эффективности использования основных средств
6. Понятие, состав и структура оборотных средств.
7. Кругооборот и оборачиваемость оборотных средств.
8. Методы оценки отдельных элементов оборотных средств.
9. Нормирование оборотных средств (определение потребности в оборотных средствах).

*Теоретическая часть.* Рассмотрена в лекции №5 «Проблема оценки ущербов от нарушения надежности энергоснабжения».

### *Контрольное задание*

Требуется определить оптимальный объем резервирования с учетом возможного ущерба при перерывах электроснабжения.

На аглофабрике комбинате металлургического завода производительностью 1,5 млн. тонн в год нагрузка потребителей 10 кВ составляет 14 мВ·А.

Распределительная подстанция фабрики питается от ГПП по двум кабельным линиям 10 кВ, прокладываемым в туннеле. Рассмотрим возможные варианты: вариант 1 – каждая линия выбирается на полную нагрузку, при этом сечение кабелей с алюминиевыми жилами для одной линии составляет  $4 \cdot (3 \times 120)$  мм<sup>2</sup>; вариант 2 – каждая линия выбирается на половину нагрузки и имеет сечение  $2 \cdot (3 \times 120)$  мм<sup>2</sup>. В обоих вариантах расчетная схема надежности включает: шины ГПП, масляный выключатель 10 кВ, реактор, разъединитель, кабели, масляный выключатель и шины РП.

### *Решение*

*Вариант 1.* Параметр потока отказов одной линии согласно формуле (17)

и составит:

$$T_B = \frac{\sum_1^n \lambda_{ai} T_B}{\lambda_a} = \frac{2 \cdot 0,01 \cdot 0,25 \cdot 10^{-3} + 2 \cdot 0,005 \cdot 1,2 \cdot 10^{-3} + 0,002 \cdot 1,1 \cdot 10^{-3} + 0,008 \cdot 1,7 \cdot 10^{-3} + 4 \cdot 0,0093 \cdot 5 \cdot 10^{-3}}{0,077} = 2,84 \cdot 10^{-3} \text{ лет}$$

Коэффициент планового простоя одной линии, согласно (20):

$$k_{\Pi} = 1,2 k_{\Pi \max} \cdot 10^{-3} = 1,2 \cdot 2,2 \cdot 10^{-3} = 2,64 \cdot 10^{-3} \text{ отн.ед.}$$

Коэффициент аварийного простоя одной линии согласно (19):

$$k_a = \lambda_a T_B = 0,077 \cdot 2,84 \cdot 10^{-3} = 0,218 \cdot 10^{-3} \text{ отн.ед.}$$

Коэффициент аварийного простоя, когда первая линия отключена для планового ремонта и в это время вторая отключается из-за повреждения, согласно (26) составит:

$$k_{2a,\Pi} = 0,5 \lambda_{2a} k_{\Pi}^2 = 0,5 \cdot 0,077 (2,64 \cdot 10^{-3})^2 = 0,27 \cdot 10^{-6} \text{ отн.ед.}$$

Коэффициент аварийного простоя двух линий согласно (29):

$$k_a^2 = k_a^2 + 2k_{a,\Pi} = (0,218 \cdot 10^{-3})^2 + 2 \cdot 0,27 \cdot 10^{-6} = 0,59 \cdot 10^{-6} \text{ отн.ед.}$$

Среднегодовое время аварийного простоя двух линий:

$$T_a^2 = k_a^2 \cdot 8760 = 0,59 \cdot 10^{-6} \cdot 8760 = 5,17 \cdot 10^{-3} \text{ ч/год.}$$

Из приведенного расчета видно, что для первого варианта при перерывах электроснабжения ущерб практически отсутствует.

*Вариант 2.* Параметр потока отказов двух линий:

$$\lambda_a = \sum_1^n \lambda_{ai} = 2 \cdot (0,01 \cdot 2 + 0,005 \cdot 2 + 0,002 + 0,008 + 0,0093 \cdot 2) = 0,117 \text{ 1/год.}$$

Среднегодовое время восстановления:

$$T_B = \frac{\sum_1^n \lambda_{ai} T_B}{\lambda_a} = \frac{2 \cdot 0,126 \cdot 10^{-3}}{0,117} = 2,15 \cdot 10^{-3} \text{ лет.}$$

Коэффициент планового простоя двух линий:

$$k_{\Pi} = 2 \cdot 1,2 k_{\Pi \max} \cdot 10^{-3} = 2 \cdot 1,2 \cdot 2,2 \cdot 10^{-3} = 5,3 \cdot 10^{-3} \text{ отн.ед.}$$

Коэффициент аварийного простоя двух линий:

$$k_a = \lambda_a T_B = 0,117 \cdot 2,15 \cdot 10^{-3} = 0,252 \cdot 10^{-3} \text{ отн.ед.}$$

Среднегодовое время аварийного и планового простоя двух линий:

$$T = (k_a + k_{\text{п}}) \cdot 8760 = (0,252 + 5,3) \cdot 10^{-3} \cdot 8760 = 48,6 \text{ ч/год.}$$

Первичный ущерб из – за аварийного и планового простоев в ценах 1985 г. согласно (32):

$$Y_1 = \left[ (Y_a + T_B \cdot C_{\text{в}}) \cdot C_{\text{л}} + k_{\text{п}} \cdot C_{\text{в}} \cdot C_{\text{л}} \right] \cdot \gamma = [(0,9 + 2,15 \cdot 10^{-3} \cdot 48760 \cdot 0,3) \cdot 0,117 + 5,3 \cdot 10^{-3} \cdot 48760 \cdot 0,3] \cdot 1,5 \cdot 0,5 = 11,1 \text{ тыс.руб.год.}$$

$$\Delta T_B = T_B - T_0 / \gamma = 2,15 \cdot 10^{-3} \cdot 8760 - 3 / 0,5 = 12,9 \text{ ч.}$$

Вторичный ущерб, определенный по формуле (33):  $Y_2 = 23,9$  тыс. руб. год.

$$\text{Общий ущерб } \sum Y = 11,1 + 23,9 = 35,0 \text{ тыс. руб.год.}$$

Из приведенного расчета видно, что следует принять первый вариант, как более надежный и экономичный.

## ТЕМА 6. ОРГАНИЗАЦИОННЫЙ ПЛАН. РАСЧЕТ ПОТРЕБНОСТИ В ТРУДОВЫХ РЕСУРСАХ

### *Вопросы, рассматриваемые на практике*

1. Классификация основных средств.
2. Методы оценки основных средств.
3. Первоначальная, балансовая, остаточная стоимость.
4. Амортизация, физический и моральный износ.
5. Показатели наличия, движения и эффективности использования основных средств
6. Понятие, состав и структура оборотных средств.
7. Кругооборот и оборачиваемость оборотных средств.
8. Методы оценки отдельных элементов оборотных средств.
9. Нормирование оборотных средств (определение потребности в оборотных средствах).

**Теоретическая часть.** Рассмотрена в лекции №13 «Организационный план».

### **Контрольное задание**

Требуется расчет нормативную численности работников сетевого электроэнергетического предприятия (3 температурная зона). Исходные данные для расчета представлены в табл. 33 и 34 (объем работ в условных единицах).

### **Решение**

Расчет также представлен в табл. 33 и 34.

*Таблица 33*

Расчет нормативной численности руководителей, специалистов и служащих

Наименование функций управления	Фактор влияния	Единица измерения	Количественное значение фактора	Нормативная численность, чел.	указатель
1	2	3	4	5	6
1. Общее руководство	Средне-списочная численность работников предприятия	чел.	216	2,5	табл. 28
2. Бухгалтерский учет и финансовая деятельность				4,5	табл. 28
3. Комплектование и учет кадров				1	табл. 28
4. Материально - техническое снабжение				1,5	табл. 28
6. Общее делопроизводство и хозяйственное обслуживание				1	табл. 28
7. Организация технической эксплуатации электроэнергетических устройств, оборудования и сооружений				4,5	табл. 28
8. Охрана труда				1,5	табл. 28
10. Техничко-экономическое планирование, организация труда и заработной платы				2	табл. 28
11. Организация сбыта, контроль за рациональным использованием энергии	Кол-во абонентов (потребителей)	ед.	19253	3	п. 1
12. Программное обеспечение и системное администрирование вычислительной техники	Количество компьютеров	шт.	19	1,5	п. 2
13. Оперативно-диспетчерское обслуживание	Количество условных	усл. ед.	12453,3	5	п. 3



	единиц				
14. Организация ремонтно-эксплуатационного обслуживания, средств релейной защиты, автоматики, измерений, телемеханики, электронно-информационных устройств, испытания защитных средств, эксплуатации средств связи	Количество обслуживаемых ПС, МТП, РП, ТП	ед.	396	2	п. 4
15. Организация ремонта силовых трансформаторов, электротехнического оборудования и масляное хозяйство	Количество трансформаторов, находящихся в эксплуатации	ед.	382	1,5	п. 5
16. Организация ремонтно-эксплуатационного обслуживания оборудования, электроэнергетических устройств и сооружений					п. 6
Район №1					
	Объем работы района	усл. ед	3386		
	Среднесписочная численность рабочих района	чел.	43	4	
Район №2					
	Объем работы района	усл. ед	3034		
	Среднесписочная численность рабочих района	чел.	38	3	
Район №3					
	Объем ра-	усл. ед	3010		

	боты района				
	Средне- списочная числен- ность ра- бочих рай- она	чел.	38	3	
<b>Район №4</b>					
	Объем ра- боты райо- на	усл. ед	3023		
	Средне- списочная числен- ность ра- бочих рай- она	чел.	38	3	
15. Организация ремонта электросчетчиков	Количе- ство элек- тросчетчи- ков, нахо- дящихся в ремонте	ед.	4950	0,5	п. 7
16. Организация изготовления изделий собственного производства (запасных частей) для ремонтных работ	Средне- списочная числен- ность ра- бочих службы (участка)	чел.	15	1	п. 9
<b>ИТОГО</b>				<b>46</b>	

Таблица 35

### Определение численности рабочих

Показатель	Единица измерения	Количество единиц	Условные единицы	Нормативная численность, чел.
1	2	3	3	4
Воздушные линии электропередачи (напряжением 6-20 кВ) Тип опоры:				
- металлические,	км	6	5 на 100 км	0,3
- ж/б,	км	173,7	4 на 100 км	6,95
- деревянные с ж/б приставками,	км	25,69	4,5 на 100 км	1,16

- деревянные	км	11	4,5 на 100 км	0,5
Воздушные линии электропередачи (напряжением до 1000 В) Тип опоры:				
- металлические,	км	8	3,5 на 100 км	0,28
- ж/б,	км	98,64	3,5 на 100 км	3,45
- деревянные с ж/б приставками,	км	119,48	4 на 100 км	4,78
- деревянные	км	10,5	4,5 на 100 км	0,47
Кабельные линии до 1 кВ	км	240	3,5 на 100 км	8,4
Кабельные линии 6-10 кВ	км	331	3 на 100 км	9,93
Концевые кабельные заделки (воронки)	ед.	6288	2 на 10000 ед.	1,26
Мачтовые трансформаторные подстанции	ед.	10	2,7 на 100 ед.	0,27
Закрытые трансформаторные подстанции с одним трансформатором и двухсторонним питанием по высокой стороне	ед.	175	2,5 на 100 ед.	4,38
Закрытые трансформаторные подстанции с двумя трансформаторами и двухсторонним питанием по высокой стороне	ед.	211	3 на 100 ед.	6,33
Распределительные и фидерные пункты	ед.	208	1,2 на 100 ед.	2,5
Распределительные пункты с постоянным дежурством персонала	ед.	2	4 на ед.	8
Количество комплектов АПВ и АВР	ед.	10	3 на 100 ед.	0,3
Количество присоединений на напряжение до 20 кВ				
- с вакуумным выключателем;	ед.	356	2 на 100 ед.	7,12
- с выключателем нагрузки;	ед.	1167	2 на 100 ед.	23,34
- с разъединителем.	ед.	2168	2 на 100 ед.	43,36
Количество абонентов (потребителей) бытового сектора, в том числе				
- одноэтажная застройка (включая коттеджи независимо от количества этажей);	ед.	15857	3,5 на 10000 ед.	5,56
- многоэтажная застройка.	ед.	2308	3,2 на 10000 ед.	0,74
Количество прочих абонентов (потребителей)	ед.	1088	2,6 на 1000 ед.	2,83
Количество счетчиков, находящихся в ремонте				
Однофазных	ед.	4000	2,3 на 10000 ед.	0,92
Трехфазных	ед.	950	6	0,57
Количество вакуумных выключателей	3 фазы	356	9,5 на 1000 ед.	3,38

телей				
Количество выключателей нагрузки и разъединителей	ед.	3335	4 на 1000 ед.	13,34
Механические мастерские	усл.ед.	12453,3	1 на 1000 у.е.	12,45
<b>ИТОГО</b>				<b>173</b>

## ТЕМА 7. СЕТЕВОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ

### *Вопросы, рассматриваемые на практике*

1. Классификация основных средств.
2. Методы оценки основных средств.
3. Первоначальная, балансовая, остаточная стоимость.
4. Амортизация, физический и моральный износ.
5. Показатели наличия, движения и эффективности использования основных средств
6. Понятие, состав и структура оборотных средств.
7. Кругооборот и оборачиваемость оборотных средств.
8. Методы оценки отдельных элементов оборотных средств.
9. Нормирование оборотных средств (определение потребности в оборотных средствах).

*Теоретическая часть.* Рассмотрена в лекции №14 «Сетевое планирование».

### *Контрольное задание*

Требуется провести сетевое планирование работ текущего ремонта трансформатора ТМ-100/10.

### *Решение*

Важнейшим этапом при использовании метода сетевого планирования и управления является построение сетевого графика, когда необходимо учесть последовательность событий, а так же все логические связи между ними.

Исходными данными являются типовые нормы времени, приведенные в источнике /4/, на ремонт силового трансформатора мощностью 100 кВ·А. Суммарная трудоемкость одного капитального ремонта составляет 124 час. Исход-

ные данные и расчет приведены в табл. 21. Каждому номеру операции соответствует своя работа. Обозначение операций и их трудоемкость также приведены в табл. 21.

Использование сетевых графиков при планировании ремонта электрооборудования подстанции позволяет уменьшить затраты времени и трудовых ресурсов. Сетевой график работ по капитальному ремонту представлен на рис. 36 и 37.

Таблица 36

Типовые нормы времени на ремонт силового трансформатора типа ТМ-100/10

№ операции	Наименование операции	Профессия	Разряд работы	Норма времени, чел-ч
1	Слив масла из трансформатора (самотеком)	Электромонтер-обмотчик и изолировщик по ремонту трансформаторов	2	5,42
2	Разборка трансформатора	Электромонтер по ремонту электрооборудования	3	16,22
3	Промывка и очистка деталей трансформатора	Мойщик	1	13,40
4	Ремонт указателя уровня масла	Электромонтер по ремонту электрооборудования	3	0,58
5	Ремонт переключателя напряжения		3	1,46
6	Ремонт изоляторов		3	2,72
7	Намотка катушки	Электромонтер-обмотчик и изолировщик по ремонту трансформаторов	3	26,27
8	Пропитка катушки лаком и сушка до и после пропитки		2	0,78
9	Сборка трансформатора	Электромонтер по ремонту электрооборудования	3	52,30
10	Заполнение трансформатора маслом		2	3,79
11	Окраска трансформатора	Маляр	2	1,05
Итого				124

## Расчет продолжительности путей сетевого графика

№	Номера событий, через которые проходит путь	Продолжительность, ч
1	1+2+3+5+8+9+10+11	$\tau$ (L <sub>1</sub> )=5,42+16,22+13,40+1,46+0,78+52,30+3,79+1,05=94,42
2	1+2+3+4+8+9+10+11	$\tau$ (L <sub>2</sub> )=5,42+16,22+13,40+0,58+0,78+52,30+3,79+1,05=93,54
3	1+2+3+7+8+9+10+11	$\tau$ (L <sub>3</sub> )=5,42+16,22+13,40+26,27+0,78+52,30+3,79+1,05=119,23
4	1+2+3+6+8+9+10+11	$\tau$ (L <sub>4</sub> )=5,42+16,22+13,40+2,72+0,78+52,30+3,79+1,05=95,68

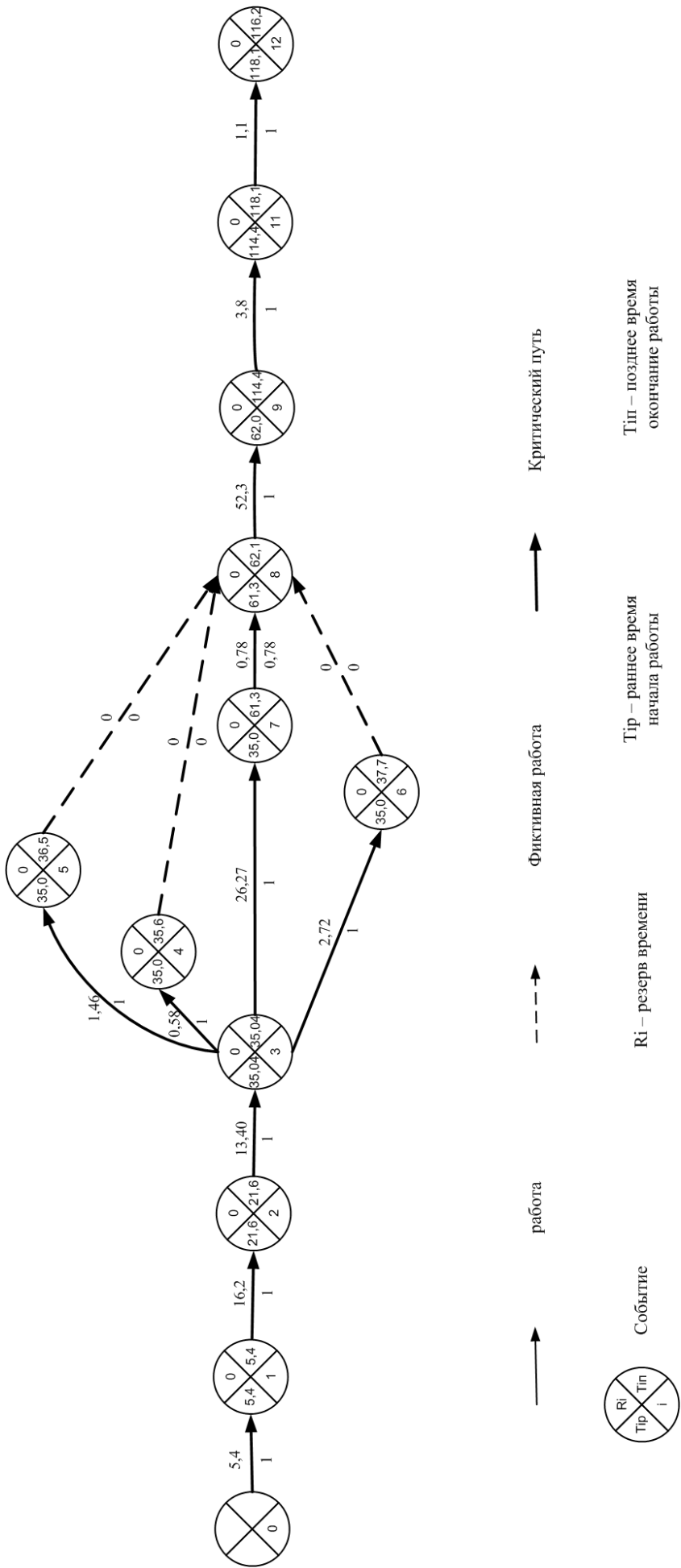
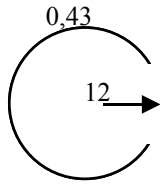
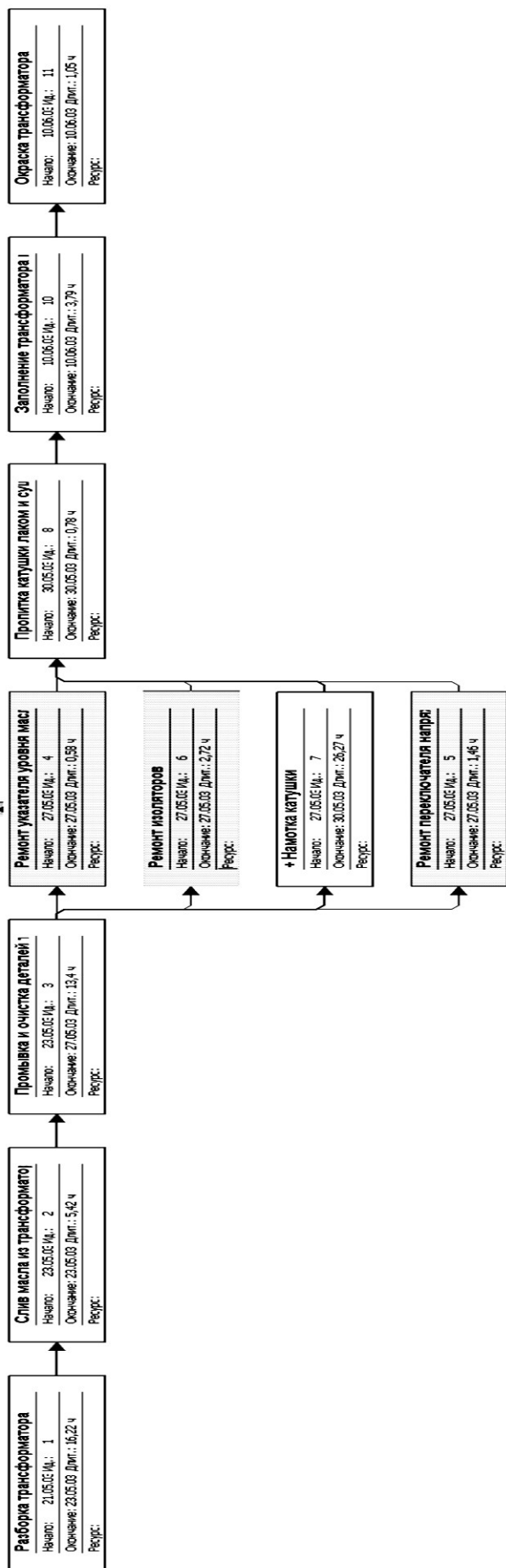
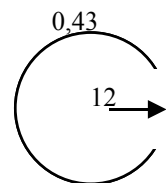


Рис. 39. Сетевой график ремонта силового трансформатора (тип диаграммы ПЕРТ).





**Рис. 40.** Сетевой график ремонта силового трансформатора , построенный в Project Expert (тип диаграммы МКП).





Продолжительность критического пути  $\tau_{кр}$  – суммарная продолжительность работ, лежащих на максимальном пути между исходным и завершающим событием, равном 119,23 ч (табл. 38).

Таблица 38

Результаты расчета параметров сетевого графика

№ операции	Работа	$\tau_{i-j}$	$\tau_{i-j}^{PH}$	$\tau_{i-j}^{PO}$	$\tau_{i-j}^{ПН}$	$\tau_{i-j}^{ПО}$	$R_{i-j}$	$r_{i-j}$
1	0-1	5,42	0	5,42	0	5,42	0	0
2	1-2	16,22	5,42	21,64	5,42	21,64	0	0
3	2-3	13,40	21,64	35,04	21,64	35,04	0	0
4	3-4	0,58	35,04	35,62	35,04	35,62	0	0
5	3-5	1,46	35,04	36,49	35,04	36,49	0	0
6	2-6	2,72	35,04	37,76	35,04	37,76	0	0
7	3-7	26,26	35,04	61,29	35,04	61,29	0	0
8	7-8	0,78	61,29	62,07	61,29	62,07	0	0
9	8-9	52,27	62,07	114,35	62,07	114,35	0	0
10	9-10	3,79	114,35	118,14	114,35	118,14	0	0
11	10-11	1,05	118,14	119,19	118,14	119,19	0	0
12	4-8	0	35,62	35,62	62,07	62,07	26,45	26,45
13	5-8	0	36,49	36,49	62,07	62,07	25,58	25,58
14	6-8	0	37,76	37,76	62,07	62,07	24,31	24,31

Таким образом, работы 4, 5 и 6 имеют резерв времени и могут быть выполнены одним работником. Результаты расчетов представлены в табл. 23.

Учитывая, что время нахождения трансформатора в капитальном ремонте составляет 108 ч, необходимо сократить критический путь. Это достигается путем увеличения численности исполнителей на участке 8-9 до двух человек, тогда критический путь 93,08 ч. а общий резерв времени составит: 14, 92 ч.

## ТЕМА 8. РАСЧЕТ ЗАРАБОТНОЙ ПЛАТЫ. РАСЧЕТ СЕБЕСТОИМОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

### *Вопросы, рассматриваемые на практике*

#### 1. Классификация основных средств.

2. Методы оценки основных средств.
3. Первоначальная, балансовая, остаточная стоимость.
4. Амортизация, физический и моральный износ.
5. Показатели наличия, движения и эффективности использования основных средств
6. Понятие, состав и структура оборотных средств.
7. Кругооборот и оборачиваемость оборотных средств.
8. Методы оценки отдельных элементов оборотных средств.
9. Нормирование оборотных средств (определение потребности в оборотных средствах).

**Теоретическая часть.** Рассмотрена в лекции №6 «Труд, кадры и оплата труда в энергетике».

**Контрольное задание**

Общая численность персонала системы электроснабжения:  $N_{\text{пэн}} = 5$  человек.

Суммарные амортизационные отчисления:

$$I_{\text{ам}} = 1429,0 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные затраты на ремонт и эксплуатацию:

$$I_{\text{экс}} = 1006,0 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные потери электроэнергии определим по выражению:

$$\Delta W = 311077,6 \text{ кВт}\cdot\text{ч/год} = \text{МВт}\cdot\text{ч}$$

Потребляемая полезная энергия равна:

$$W = P_{\text{р}} \cdot T_{\text{max}} = 2802 \cdot 5100 = 14290200 \text{ кВт}\cdot\text{ч} = \text{МВт}\cdot\text{ч}$$

Тариф энергоснабжающей организации на уровне высокого напряжения (110 кВ и выше)  $T_{\text{д}} = 0,253 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}$

Суммарные капиталовложения  $K = 29105,1 \text{ тыс. руб.}$

**Решение**

Рассчитаем заработную плату

Численность персонала принимается  $N_{\text{пер}} = 5$ , ЧТС = 7 руб/час (на 2007 г.);

$$\Phi ЗП_{\text{тариф}} = 7 \cdot 5 \cdot 2628 \cdot 10^{-3} = \text{тыс.руб}$$

Принимаем коэффициент, учитывающий величину доплат, премий;  
 $K_1 = 1,2$ , районный коэффициент  $K_2 = 1,5$ .

$$\Phi ЗП_{\text{год}} = \cdot 1,2 \cdot 1,5 = 165,56 \text{ тыс. руб.}$$

Оплата за потребляемую из энергосистемы энергию (без учета потерь):

$$I_{\text{э}} = T_{\text{д}} \cdot \text{Ч} W_{\text{год}}$$

$$I_{\text{э}} = 0,253 \cdot \cdot = 3615,4 \text{ тыс.руб.}$$

Затраты на потери электроэнергии:

$$I_{\Delta \text{э}} = T_{\text{д}} \cdot \text{Ч} \Delta W = 0,253 \cdot 156,0 = \text{тыс. руб.}$$

Прочие расходы определяем по формуле:

$$I_{\text{пр}} = 0,3(\Phi ЗП_{\text{ам}} + I_{\text{экс}} + I_{\Delta W} + I_W + \text{год}) + \text{Ч} K$$

где  $K$  – суммарные капиталовложения.

$$I_{\text{пр}} = 0,3(1429,0 + 1006,0 + 681,2 + 3615,4 + 165,6) + 0,03 \cdot 429105,1 =$$

2942,3 тыс. руб.

Расчет себестоимости предприятия электрических сетей по экономическим элементам рекомендуется проводить согласно табл. 39.

Таблица 39

Расчет себестоимости электроэнергии сетевого предприятия (по экономическим элементам)

№	Показатели и статьи расходов	Обозначение	Ед. изм.	Значение
1	2	3	4	5
1.	Амортизация основных средств	$I_{\text{ам}}$	тыс. руб.	1429,0
2.	Затраты по содержанию оборудования, в том числе:	$I_{\text{рем}}$	тыс. руб.	1687,2
2.1.	- затраты на ремонт и эксплуатации	$I_{\text{экс}}$	тыс. руб.	1006,0
2.2.	- затраты на топливно-энергетических ресурсов на технологические	$I_{\Delta W}$	тыс. руб.	

	цели (потери электроэнергии и расход на собственные нужды)			
3.	Затраты на покупную электроэнергию, потребленную потребителями сетевого предприятия	$I_w$	тыс. руб.	3615,4
4.	Затраты на оплату труда оперативного персонала	$\hat{O}\check{C}\check{I}_{\text{год}}$	тыс. руб.	165,6
5.	Прочие расходы	$I_{\text{пр}}$	тыс. руб.	2942,3
6.	Всего годовых затрат	$I_{\Sigma}$	тыс. руб.	9839,5
7.	Электроэнергия, потребленная потребителями сетевого предприятия	$W$	кВт·ч	14290200
8.	Себестоимость одного 1 кВт·ч электроэнергии	$C$	руб./кВт·ч	0,69

## **6. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ ДОМАШНИХ ЗАДАНИЙ И КОНТРОЛЬНЫХ РАБОТ**

Так как студенты заочного отделения имеют меньшее число лабораторных занятий, и сокращенный лекционный курс они вынуждены выполнять контрольные задания и работы преимущественно в самостоятельной форме.

В связи с этим студенты заочного и сокращенного обучения по дисциплине «Экономика энергетики» изучают следующие разделы:

Лекции – все темы в сокращенной форме всего (32 час.)

Практические – темы 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 в сокращенной форме (16 час.), по неохваченным темам аудиторных занятий студенты выполняют контрольные задания в форме контрольной работы.

## **7. ПЕРЕЧЕНЬ ПРОГРАММНЫХ ПРОДУКТОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ИЗУЧЕНИИ КУРСА «ЭКОНОМИКА ЭНЕРГЕТИКИ»**

1. Графический редактор Visio.
2. Математический пакет MathCad.
3. MS Excel.
4. Правовая информационная система «Кодекс».
5. Правовая информационная система «Гарант».

## **8. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ПРИМЕНЕНИЮ СОВРЕМЕННЫХ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ПРЕПОДАВАНИЯ УЧЕБНОЙ ДИСЦИПЛИНЫ**

1. Для подготовки к практическим занятиям, решению задач и тестов, а так же при подготовке к зачету по дисциплине рекомендуется использовать Интернет.

2. В лекционном курсе, как указывалось выше, подготовлены электронные слайды, презентации и рисунки, с последующим показом их с помощью медиапроектора и ноутбука.

## **9. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПРОФЕССОРСКО-ПРЕПОДАВАТЕЛЬСКОМУ СОСТАВУ ПО ОРГАНИЗАЦИИ МЕЖСЕССИОННОГО И ЭКЗАМЕНАЦИОННОГО КОНТРОЛЯ ЗНАНИЙ**

Промежуточный контроль знаний оценивается по выполненным контрольным работам, и тестовым заданиям, выданным на практике.

Критерии оценки знаний студентов на зачете:

Итоговая оценка знаний студента оценивается по двухбалльной системе. При этом учитываются: выполнение самостоятельной работы, и подготовка контрольных работ. На зачете студент должен раскрыть поставленные перед ним вопросы по теме дисциплины и решить предложенную задачу.

При отсутствии выполненных контрольных и тестовых заданий, отсутствии подготовленных и защищенных контрольных работ, а также при нераскрытии поставленных перед студентом вопросов по темам дисциплины зачет считается не выполненным и студенту выставляется оценка «неудовлетворительно»

Итоговая экзаменационная оценка знаний студента оценивается по пятибалльной системе. При этом учитываются: выполнение самостоятельной работы, участие студента в обсуждении тем практических занятий, качество подготовки контрольных работ и раскрытие вопросов экзаменационного билета. Если студент не выполнил самостоятельную работу, то экзаменационная оценка понижается на один балл.

Оценка «отлично» - материал усвоен в полном объеме, изложен логично, сделаны выводы, самостоятельная работа выполнена.

Оценка «хорошо» - в усвоении материала имеются некоторые пробелы, ответы на дополнительные вопросы недостаточно четкие.

Оценки «удовлетворительно» - не полные ответы на вопросы билета, затрудняется отвечать на дополнительные вопросы.

Оценка «неудовлетворительно» - самостоятельная работа не выполнена, ответы не раскрывают вопросы экзаменационных билетов



## 10. КАРТА ОБЕСПЕЧЕННОСТИ ДИСЦИПЛИНЫ КАДРАМИ ПРОФЕССОРО-ПРЕПОДАВАТЕЛЬСКОГО СОСТАВА

Таблица 40

Карта обеспеченности дисциплины кадрами профессорско-преподавательского состава

Вид учебной нагрузки	ППС
Лекции	к.э.н., доц. Судаков Геннадий Владимирович
Практические занятия	к.э.н., доц. Судаков Геннадий Владимирович
Зачет	к.э.н., доц. Судаков Геннадий Владимирович
Экзамен	к.э.н., доц. Судаков Геннадий Владимирович

**Геннадий Владимирович Судаков**

*доцент кафедры энергетики АмГУ, канд. экон. наук*

**Ильченко Татьяна Юрьевна**

*ассистент кафедры энергетики АмГУ*

**Экономика энергетики. Учебное пособие**

---

Изд-во АмГУ. Подписано к печати \_\_\_\_\_ Формат 60 x 84/16. Усл. печ. л. \_\_\_\_\_,

уч.-изд. л. \_\_\_\_\_. Тиража 100. Заказ \_\_\_\_\_ 1