



ГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ  
ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ УПРАВЛЕНИЯ»

ИНСТИТУТ УПРАВЛЕНИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ

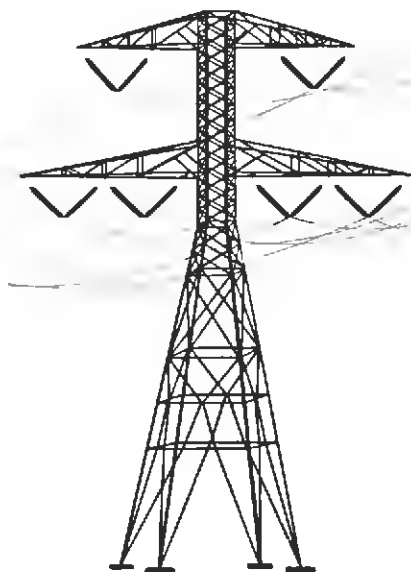
\* \* \*



ГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ  
УЧРЕЖДЕНИЕ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО  
ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«ИНСТИТУТ ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ  
ГОСУДАРСТВЕННЫХ СЛУЖАЩИХ»  
(ИПКгосслужбы)

В.Н. ФОМИНА

# ЭКОНОМИКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ



Москва  
2005

## Оглавление

|                                                                                                                    |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| ПРЕДИСЛОВИЕ .....                                                                                                  | 3  |
| ГЛАВА 1. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПРОБЛЕМЫ<br>РАЗВИТИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО КОМПЛЕКСА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ .....   | 5  |
| 1.1. Электроэнергетика и ее основные функции .....                                                                 | 5  |
| 1.2. Экономическая эффективность электрификации .....                                                              | 6  |
| 1.3. Особенности производственных процессов в электроэнергетике .....                                              | 8  |
| 1.4. Типы электрических станций и их технологические особенности .....                                             | 9  |
| 1.5. Современный производственный потенциал электроэнергетики России .....                                         | 14 |
| 1.6. Экономические предпосылки создания энергетических систем .....                                                | 17 |
| 1.7. Единая энергетическая система России и ее региональные особенности .....                                      | 19 |
| 1.8. Государственное регулирование в электроэнергетике .....                                                       | 22 |
| ГЛАВА 2. ТОПЛИВОСНАБЖЕНИЕ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ .....                                                            | 24 |
| 2.1. Классификация топлива по видам и маркам .....                                                                 | 24 |
| 2.2. Стратегии топливоснабжения ТЭС .....                                                                          | 25 |
| 2.3. Проблемы перехода к газо-угольной стратегии топливоснабжения ТЭС .....                                        | 29 |
| 2.4. Влияние качественных характеристик углей<br>на технико-экономические показатели тепловых электростанций ..... | 31 |
| ГЛАВА 3. РЕФОРМИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ .....                                                             | 33 |
| 3.1. Приватизация и акционирование собственности в электроэнергетике:<br>цели, задачи, основные итоги .....        | 33 |
| 3.2. Организационно-правовые формы юридических лиц —<br>субъектов энергетического рынка .....                      | 39 |
| 3.3. Цели и задачи реформирования электроэнергетики в 2003–2008 гг. ....                                           | 42 |
| 3.4. Субъекты энергетического рынка переходного периода .....                                                      | 44 |
| 3.4.1. Инфраструктурные организации .....                                                                          | 44 |
| 3.4.2. Генерирующие компании .....                                                                                 | 46 |
| 3.4.3. Сбытовые компании .....                                                                                     | 47 |
| 3.4.4. Ремонтные компании .....                                                                                    | 48 |
| 3.4.5. Научно-проектный комплекс .....                                                                             | 48 |
| ГЛАВА 4. ОСНОВНОЙ КАПИТАЛ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ .....                                                            | 49 |
| 4.1. Экономическая природа, состав и структура основного капитала .....                                            | 49 |
| 4.2. Основные средства .....                                                                                       | 51 |
| 4.3. Состав и структура основных производственных средств энергетики .....                                         | 53 |
| 4.4. Физический и моральный износ основных средств .....                                                           | 56 |
| 4.5. Экономическая природа амортизации, функции амортизации .....                                                  | 58 |
| 4.6. Срок полезного использования и норма амортизации основных средств<br>и нематериальных активов .....           | 59 |
| 4.7. Виды оценки стоимости основных средств и нематериальных активов .....                                         | 61 |
| 4.8. Виды амортизации основных средств .....                                                                       | 66 |
| 4.9. Классификация методов расчета амортизации .....                                                               | 68 |



|                                                                                                               |            |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| 4.10. Линейный метод начисления амортизации .....                                                             | 69         |
| 4.11. Нелинейные методы начисления амортизации без учета дисконтирования.....                                 | 73         |
| 4.12. Нелинейные методы начисления амортизации с учетом дисконтирования .....                                 | 79         |
| 4.13. Влияние амортизационной политики на экономические результаты работы компании.....                       | 80         |
| 4.14. Показатели технического состояния и эффективности<br>использования основных средств.....                | 84         |
| 4.15. Основные направления технического перевооружения электрических станций.....                             | 86         |
| <b>ГЛАВА 5. ОБОРОТНЫЙ КАПИТАЛ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ .....</b>                                               | <b>91</b>  |
| 5.1. Экономическое содержание, состав и особенности<br>оборотного капитала энергетических компаний.....       | 91         |
| 5.2. Нормирование оборотного капитала, основные понятия и принципы.....                                       | 96         |
| 5.3. Методы нормирования оборотных средств.....                                                               | 98         |
| 5.4. Нормирование производственных запасов и дебиторской задолженности .....                                  | 100        |
| 5.5. Показатели эффективности использования оборотного капитала .....                                         | 108        |
| 5.6. Основы управления оборотным капиталом.....                                                               | 109        |
| 5.7. Управление производственными запасами энергетической компании.....                                       | 112        |
| 5.8. Определение оптимального размера заказа и запаса топлива .....                                           | 113        |
| 5.9. Системы управления запасами .....                                                                        | 116        |
| 5.10. Контроль текущего запаса на складе.....                                                                 | 120        |
| 5.11. Методы учета стоимости материальных запасов,<br>списываемых на себестоимость продукции.....             | 121        |
| 5.12. Управление дебиторской задолженностью энергетической компании .....                                     | 122        |
| <b>ГЛАВА 6. ПЕРСОНАЛ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ И ФОРМЫ ОПЛАТЫ ТРУДА .....</b>                                   | <b>127</b> |
| 6.1. Классификация персонала.....                                                                             | 127        |
| 6.2. Особенности структуры персонала энергетических компаний.....                                             | 130        |
| 6.3. Система тарифных соглашений в отрасли.....                                                               | 132        |
| 6.4. Формы и системы оплаты труда .....                                                                       | 135        |
| 6.5. Тарифная система оплаты труда в энергетике .....                                                         | 139        |
| 6.6. Показатели эффективности использования трудовых ресурсов .....                                           | 146        |
| <b>ГЛАВА 7. ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ПРОГРАММА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ КОМПАНИИ .....</b>                                      | <b>149</b> |
| 7.1. Роль договора энергоснабжения в формировании<br>производственной программы энергетической компании ..... | 149        |
| 7.2. Содержание производственной программы компании .....                                                     | 150        |
| 7.3. Производственная мощность энергетических компаний.....                                                   | 151        |
| 7.4. Расход электроэнергии и мощности на собственные нужды электростанций .....                               | 154        |
| 7.5. Потери мощности и энергии в электрических сетях .....                                                    | 157        |
| 7.6. Методы определения спроса на электрическую энергию.....                                                  | 158        |
| 7.7. Графики электрической нагрузки.....                                                                      | 161        |
| 7.8. Баланс электрической энергии и мощности .....                                                            | 166        |
| 7.9. Баланс тепловой энергии.....                                                                             | 168        |
| 7.10. Баланс топлива .....                                                                                    | 171        |
| 7.11. Производственные показатели электростанций.....                                                         | 172        |

|                                                                                                                                                       |     |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| ГЛАВА 8. ЗАТРАТЫ НА ПРОИЗВОДСТВО, ПЕРЕДАЧУ И РЕАЛИЗАЦИЮ ПРОДУКЦИИ<br>ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ КОМПАНИИ. СЕБЕСТОИМОСТЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ<br>ЭНЕРГИИ ..... | 178 |
| 8.1. Экономическая природа себестоимости .....                                                                                                        | 178 |
| 8.2. Влияние особенностей энергетического производства<br>на себестоимость электроэнергии и тепла .....                                               | 179 |
| 8.3. Смета затрат на производство и реализацию продукции энергетической компании .....                                                                | 181 |
| 8.4. Калькуляция себестоимости электроэнергии и тепла .....                                                                                           | 202 |
| 8.5. Взаимосвязь сметы затрат и калькуляции себестоимости продукции .....                                                                             | 208 |
| 8.6. Особенности состава и структуры себестоимости энергии энергетических объектов .....                                                              | 210 |
| 8.7. Управление затратами компании .....                                                                                                              | 235 |
| ГЛАВА 9. ОСНОВЫ НАЛОГОВОЙ СИСТЕМЫ .....                                                                                                               | 255 |
| 9.1. Основные функции и параметры налоговой системы .....                                                                                             | 255 |
| 9.2. Классификация налогов .....                                                                                                                      | 256 |
| 9.3. Основы налогообложения энергетических компаний .....                                                                                             | 257 |
| 9.4. Налоговый кредит и инвестиционный налоговый кредит .....                                                                                         | 262 |
| ГЛАВА 10. ПРИБЫЛЬ И РЕНТАБЕЛЬНОСТЬ .....                                                                                                              | 264 |
| 10.1. Доходы энергетических компаний .....                                                                                                            | 264 |
| 10.2. Прибыль .....                                                                                                                                   | 266 |
| 10.3. Показатели рентабельности .....                                                                                                                 | 269 |
| ГЛАВА 11. РЫНОК ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ .....                                                                                                              | 273 |
| 11.1. Энергетический рынок и его задачи .....                                                                                                         | 273 |
| 11.2. Оптовый рынок электрической энергии переходного периода .....                                                                                   | 274 |
| 11.3. Розничный рынок электрической и тепловой энергии .....                                                                                          | 276 |
| 11.4. Организация обращения электроэнергии на рынке .....                                                                                             | 277 |
| ГЛАВА 12. ОСНОВЫ ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ .....                                                                                                   | 283 |
| 12.1. Особенности ценообразования в энергетике .....                                                                                                  | 283 |
| 12.2. Принципы формирования тарифов на электрическую и тепловую энергию .....                                                                         | 285 |
| 12.3. Система тарифов на электрическую энергию .....                                                                                                  | 285 |
| 12.4. Система тарифов на тепловую энергию .....                                                                                                       | 294 |
| 12.5. Основы государственного регулирования тарифов .....                                                                                             | 296 |
| 12.6. Ценообразование на оптовом рынке энергии и мощности .....                                                                                       | 301 |
| 12.7. Ценообразование на розничном рынке энергии и мощности .....                                                                                     | 305 |
| 12.8. Тарифы на услуги, оказываемые на рынке энергии и мощности .....                                                                                 | 308 |
| ГЛАВА 13. ИНВЕСТИЦИИ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ОБЪЕКТЫ .....                                                                                                   | 311 |
| 13.1. Инвестиции и инвестиционная деятельность .....                                                                                                  | 311 |
| 13.2. Источники финансирования инвестиционной деятельности .....                                                                                      | 312 |
| 13.3. Бизнес-план инвестиционного проекта .....                                                                                                       | 324 |
| 13.4. Капитальные вложения в энергетические объекты .....                                                                                             | 327 |
| ГЛАВА 14. МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИЙ .....                                                                                   | 339 |
| 14.1. Особенности проектного анализа в электроэнергетике .....                                                                                        | 339 |
| 14.2. Основные принципы оценки эффективности инвестиционных проектов .....                                                                            | 340 |
| 14.3. Комплексный анализ инвестиционных проектов .....                                                                                                | 341 |
| 14.4. Экономическая, коммерческая, финансовая и бюджетная эффективность инвестиций ...                                                                | 343 |

|                                                                              |            |
|------------------------------------------------------------------------------|------------|
| 14.5. Приведение инвестиционных проектов в сопоставимый вид .....            | 345        |
| 14.6. Классификация методов оценки эффективности инвестиций.....             | 350        |
| 14.7. Методы оценки эффективности инвестиций без учета дисконтирования ..... | 351        |
| 14.8. Концепция потока реальных денег.....                                   | 354        |
| 14.9. Дисконтирование стоимости.....                                         | 355        |
| 14.10. Методы оценки эффективности инвестиций с учетом дисконтирования ..... | 359        |
| <b>ГЛАВА 15. УЧЕТ РИСКА И НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ИНФОРМАЦИИ</b>                    |            |
| <b>В ПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ .....</b>                                             | <b>369</b> |
| 15.1. Инвестиционные риски.....                                              | 369        |
| 15.2. Учет и анализ рисков .....                                             | 371        |
| 15.3. Управление рисками .....                                               | 379        |
| Список литературы.....                                                       | 384        |

## Предисловие

Экономика энергетики — это наука, изучающая экономические закономерности функционирования и развития отрасли во взаимосвязи с другими отраслями экономики страны, а также особенности управления ею при переходе к рыночным отношениям.

Предметом изучения Экономики электроэнергетики являются экономические взаимоотношения субъектов электроэнергетики между собой, с субъектами других отраслей на рынках ресурсов, а также с государственными и региональными органами исполнительной власти.

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. Здесь ключевыми являются понятия экономического эффекта и экономической эффективности.

*Экономический эффект* представляет собой результат реализации идеи, мероприятия, проекта, производственного процесса, выраженный в абсолютном исчислении. Эффект может выражаться в снижении (экономии) расхода топлива, топливных затрат, численности персонала и т.д. Получение эффекта, как правило, сопряжено с затратами средств и ресурсов, при этом чем меньше затраты и больше эффект, тем выше экономическая эффективность вложения затрат.

*Эффективность* — это относительный показатель, соизмеряющий полученный эффект с затратами денежных средств, материальных или трудовых ресурсов.

Эффективность деятельности компании оценивается в соответствии с комплексной системой показателей эффективности, включающей показатели производственной эффективности, эффективности использования ресурсов, эффективности инвестиций и пр.

Классическим примером показателя экономической эффективности является рентабельность, соизмеряющая прибыль с затратами на производство продукции (рентабельность производства), прибыль с величиной основного капитала (рентабельность основного капитала), прибыль с выручкой от реализации продукции (рентабельность продаж).

В условиях рынка наряду с поиском путей эффективного использования ограниченных ресурсов энергетические компании сталкиваются с необходимостью решения новых задач, связанных с неопределенностью ситуации на рынке, обеспечением максимального эффекта, сведением к минимуму упущенной выгоды, с оценкой риска при принятии решений, с выбором наиболее эффективной амортизационной, налоговой, инвестиционной политики. Переход от государственной формы собственности к многоукладной, от централизованно планируемой экономики к рыночной, от вертикально интегрированных компаний к дезинтегрированным экономически самостоятельным компаниям, от государственного регулирования тарифов к свободным рыночным ценам — кардинально меняет экономические отношения между субъектами отрасли, теоретическая база формирования которых должна иметь отражение в учебной литературе.

Новые сложные задачи, стоящие перед энергетикой, требуют подготовки специалистов более высокого уровня квалификации, что в свою очередь предъявляет соответствующие требования к учебно-методическим изданиям по экономике электроэнергетики, выбор которых, к сожалению, в настоящее время на рынке учебной литературы ограничен.

Учебник предназначен для студентов экономических ВУЗов, менеджеров энергетического профиля и специалистов-энергетиков. В нем сделана попытка обобщить теоретические и методические материалы, позволяющие актуализировать содержание дисциплины «Экономика электроэнергетики».

Логика и структура построения учебника позволяют выделить шесть основных блоков, охватывающих тематические разделы курса:

1. Характеристика миссии и производственного потенциала, а также организационно-правовых форм и видов энергетических компаний, создаваемых в процессе реформирования отрасли.
2. Экономика факторов производства: основного, оборотного капитала, трудовых ресурсов.
3. Производственная программа и система производственных показателей электроэнергетики.
4. Затраты на производство продукции, себестоимость, налоги, прибыль.

5. Оптовый и розничный рынки энергии и мощности и система ценообразования в энергетике.

6. Инвестиции, методы оценки эффективности инвестиций, управление инвестиционными рисками.

Учебник написан в соответствии с программой дисциплины «Экономика электроэнергетики», преподаваемой в Государственном университете управления студентам специальности 080507 «Менеджмент организации», специализации «Управление в энергетике» — 08050702. Следует отметить, что учебник посвящен первой части указанной дисциплины. Проблемы перспективного развития электроэнергетики, охватывающие вопросы экономики концентрации энергетического производства, централизации энергоснабжения, оптимизации структуры генерируемых мощностей энергетических систем, оптимизации мощности электростанций, не нашли отражения в данном учебнике и будут представлены в последующих изданиях.

В условиях быстрого «морального износа» знаний, ускоряющегося в эпоху кардинального реформирования отрасли, написание учебника — сложная задача, поскольку материал может устареть, не будучи еще опубликованным. Сложность написания заключается также в отсутствии единого терминологического аппарата, вследствие чего в литературе наблюдается много разночтений, требующих уточнений и увязки с отечественной экономической терминологией.

При написании учебника наряду с литературными источниками по соответствующим проблемам использованы теоретические и методические разработки научно-исследовательских и проектных энергетических институтов, РАО «ЕЭС России», а также отражен многолетний опыт преподавания автором дисциплины «Экономика электроэнергетики» в Государственном университете управления у истоков становления и формирования которой стояли видные ученые в области экономики электроэнергетики: академик В.Н. Вейц, академик Л.А. Мелентьев, д.э.н. проф. Е.О. Штейнгауз, д.э.н. проф. С.Л. Прузнер, д.э.н. проф. А.И. Златопольский, проф. И.М. Хейстер, к.э.н. И.И. Конья и д.э.н. В.И. Денисов.

Автор выражает признательность д.э.н. Е.С. Петровскому и к.э.н. В.Ф. Калинову за внимательное изучение рукописи и принципиальные замечания, которые были учтены при подготовке учебника к изданию.

Автор и редакция с благодарностью примут замечания читателей по содержанию учебника, которые просим направлять по адресу: 115035, Москва, ул. Садовническая, д. 77, стр. 1, Институт повышения квалификации государственных служащих (Издательский центр).

# ГЛАВА 1. Современное состояние и проблемы развития производственного комплекса электроэнергетики России

## 1.1. Электроэнергетика и ее основные функции

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

Электроэнергетика — это отрасль экономики, включающая комплекс экономических отношений, возникающих в процессе производства, передачи электроэнергии, оперативно-диспетчерского управления, сбыта и потребления энергии с использованием производственных объектов.

*Производственная база электроэнергетики* представлена комплексом энергетических объектов: электростанций, подстанций, котельных, электрических и тепловых сетей, обеспечивающих совместно с другими предприятиями, а также строительными и монтажными организациями, НИИ, проектными институтами — функционирование и развитие электроэнергетики.

*Технологическую* основу функционирования электроэнергетики составляют электрические станции всех типов, единая национальная (общероссийская) электрическая сеть, территориальные распределительные сети и единая система диспетчерского управления.

*Экономическая* основа функционирования отрасли включает систему отношений, связанных с производством и оборотом электрической энергии на оптовом и розничном рынках энергии и мощности.

К основным функциям электроэнергетической отрасли относятся:

- обеспечение спроса на энергию в краткосрочном и долгосрочном периоде;
- производство электроэнергии и тепла на базе использования возобновляемых и невозобновляемых энергоресурсов;
- передача электроэнергии по высоковольтным воздушным и кабельным сетям и тепловой энергии по магистральным тепловым сетям;
- распределение электроэнергии по сетям среднего и низкого напряжения и тепла по распределительным тепловым сетям между конечными потребителями;
- сбыт электроэнергии и тепла по тарифам, приемлемым для каждой категории потребителей;
- обеспечение надежного энергоснабжения и качественных параметров энергоносителей, соответствующих нормативным или договорным условиям;
- проектирование, строительство, эксплуатация и ремонт объектов электроэнергетики;
- проведение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ в электроэнергетической отрасли;
- соблюдение экологических нормативов.

Спрос на энергию в краткосрочном периоде обеспечивается действующими электростанциями при поддержании на нормативном уровне качественных показателей энергии и соблюдении требований по обеспечению надежного энергоснабжения. Возрастающий спрос в долгосрочном периоде удовлетворяется путем строительства новых, расширения действующих электростанций и реализации программ энергосбережения. При этом затраты в энергосберегающие мероприятия и технологии в 3–5 раз ниже по сравнению с созданием одного киловатта новой мощности.

Удовлетворение спроса на электрическую и тепловую энергию возможно лишь при соответствующем производстве энергии электростанциями, оборудование которых в каждый момент времени должно находиться в работоспособном состоянии при обязательном наличии на складах тепловых, атомных станций и котельных необходимых запасов топлива.

Передача и распределение электрической энергии по сетям сопряжены с технологическим расходом энергии при передаче, снижение которого достигается увеличением напряжения передачи энергии постоянным и переменным током.

Сбыт электроэнергии и тепла осуществляется энергосбытовыми подразделениями энергетических компаний или самостоятельными сбытовыми компаниями.

Государственная политика в сфере электроэнергетики направлена на реализацию экономических отношений в отрасли, в основу которых положен ряд основополагающих принципов:

- обеспечение энергетической безопасности Российской Федерации;
- технологическое единство энергетики и обеспечение надежного энергоснабжения потребителей;
- свобода экономической деятельности в сфере электроэнергетики и единство экономического пространства в сфере обращения электроэнергии;
- соблюдение экономических интересов поставщиков и потребителей электрической и тепловой энергии;
- использование рыночных отношений и конкуренции при удовлетворении спроса на электроэнергию и выполнении требований качества и минимизации стоимости энергии;
- обеспечение недискриминационных условий предпринимательской деятельности в сфере электроэнергетики;
- обеспечение государственного регулирования деятельности в естественно-монопольных сферах электроэнергетики;
- обеспечение экономически обоснованной доходности инвестированного капитала в тех сферах деятельности, в которых применяется государственное регулирование тарифов на электрическую и тепловую энергию.

## 1.2. Экономическая эффективность электрификации

Электрификация производственных и бытовых процессов означает использование электроэнергии во всех сферах человеческой деятельности. Приоритет электроэнергии как энергоносителя и эффективность электрификации объясняется следующими преимуществами электроэнергии по сравнению с другими видами энергоносителей:

- возможностью концентрации электрической мощности и производства электроэнергии на крупных блоках и электростанциях, что снижает капитальные затраты в строительство одной электростанции по сравнению с распылением средств в строительство нескольких мелких электростанций;
- возможностью деления потока мощности и энергии на меньшие количества;
- легкой трансформацией электроэнергии в другие виды энергии — световую, механическую, электрохимическую, тепловую;
- возможностью быстрой и с малыми потерями передачи мощности и энергии на большие расстояния, что позволяет рационально использовать источники энергии, удаленные от центров энергопотребления;
- экологической чистотой электроэнергии как энергоносителя и в результате — улучшением экологической обстановки в районе размещения потребителей энергии;
- электрификация способствует повышению уровня автоматизации производственных процессов, росту производительности труда, повышению качества продукции и снижению ее себестоимости.

С учетом перечисленных достоинств электроэнергия является идеальным энергоносителем, обеспечивающим совершенствование технологических процессов, повышение качества продукции, рост технической вооруженности и производительности труда в производственных процессах, улучшение бытовых условий населения.

Эффективность электрификации производственных и бытовых процессов определяется путем сравнения электроварианта с вариантами использования альтернативных энергоносителей (тепла, топлива, механической энергии). При этом для каждой отрасли эффект имеет специфическую направленность:

### 1. В промышленности:

- многомоторный электрический привод силовых процессов с последующим переходом к автоматизированному и автоматическому производству и, как результат, рост производительности труда;
- способность преобразования в другие виды энергии позволяет совершенствовать технологические процессы на основе электротехнологии и получать материалы с заданными качественными характеристиками.

## 2. На железнодорожном транспорте:

- повышение КПД электровозной тяги по сравнению с другими видами железнодорожной тяги: КПД паровоза равен 4–5%; КПД тепловозной тяги — 9–10%; КПД системы «электростанция — ЛЭП — тяговая подстанция — контактная сеть железной дороги — электровоз» составляет 18%;
- экономия топлива на единицу работы благодаря росту КПД;
- создание более мощных электровозов по сравнению с тепловозами и повышение скорости движения;
- увеличение «провозной» способности железной дороги, проявляющееся в росте числа вагонов и веса груза, провозимого одним железнодорожным составом;
- увеличение пропускной способности железной дороги (увеличение числа пар поездов, пропускаемых в прямом и обратном направлениях на участке железной дороги) за счет увеличения скорости движения;
- электрификация районов, прилегающих к трассе железной дороги.

3. В сельском хозяйстве: электрификация стационарных сельскохозяйственных процессов в животноводстве, в сфере обработки сельскохозяйственной продукции и др. ведет к росту производительности труда, улучшает условия производства, качество сельскохозяйственной продукции, уменьшает численность занятых работников.

4. В коммунально-бытовой сфере электрификация процессов повышает комфортность проживания людей, сокращает затраты живого труда на выполнение бытовых работ, высвобождая время для досуга.

К интегральным показателям, характеризующим уровень электрификации экономики страны, относятся: электроемкость валового внутреннего продукта и годовое потребление электроэнергии на душу населения.

Электроемкость валового внутреннего продукта характеризует потребление электроэнергии на единицу валового внутреннего продукта.

Электроемкость ВВП России за последние десять лет имела тенденцию к росту и превышала в 1,5–2,5 раза аналогичный показатель для развитых зарубежных стран (табл. 1.1), что объясняется рядом объективных и субъективных причин.

Таблица 1.1

Динамика электроемкости ВВП в России и США в кВт · ч/долл. ВВП

| Страна | 1990  | 1995   | 1996  | 1997   | 1998    | 2001       |
|--------|-------|--------|-------|--------|---------|------------|
| Россия | 0,627 | 0,7339 | 0,737 | 0,7096 | 0,7274  | 0,6598     |
| США    | 0,28  | 0,294  | 0,29  | 0,287  | 0,28007 | нет данных |

К числу основных объективных причин относятся:

- суровые природно-климатические условия, характерные для всей территории России;
- удаленность районов добычи энергетических и сырьевых ресурсов от центров потребления, сопряженная с дальним транспортом ресурсов (до нескольких тысяч километров) электрифицированным железнодорожным транспортом и электроемким трубопроводным транспортом.

Субъективными факторами высокой электроемкости ВВП России являются:

- тяжелая структура экономики в целом, характеризующаяся высокой долей материального производства при недостаточном развитии инфраструктурной сферы (транспорта, связи, торговли, финансовой сферы, сферы обслуживания населения). Доля сферы услуг в ВВП России составляет около 25%, тогда как в развитых странах этот показатель равен 40–50%;
- высокий удельный вес энерго- и электроемких сырьевых отраслей в структуре промышленности России;
- низкая энергетическая эффективность технологических процессов и электропотребляющего оборудования;
- недостаточные темпы замены морально устаревших энергорасточительных технологий более эффективными;
- снижение загрузки производственного оборудования из-за спада промышленного производства в 90-е годы и отсутствия спроса на неконкурентоспособную отечественную продукцию, производимую на базе отсталых технологий.



Об уровне электрификации экономики можно косвенно судить по потреблению электроэнергии на душу населения, которое зависит от степени развития экономики страны — чем она выше, тем больше потребление.

Среднее душевое потребление электроэнергии в мире в 2003 году (при шести миллиардах человек населения и годовом потреблении электроэнергии около 12 трлн кВт · ч) составило 2000 кВт · ч на человека в год. Динамика данного показателя для России (табл. 1.2) констатирует сокращение душевого электропотребления за последние десять лет и примерно в 2,6 раза меньший его уровень в России по сравнению с США. Последнее объясняется спадом в развитии экономики, низким уровнем жизни, недостаточной обеспеченностью жильем и сравнительно меньшей оснащенностью электробытовыми приборами населения России.

Таблица 1.2

Динамика душевого потребления электроэнергии  
в России и США в кВт · ч/чел · год

| Страна | 1990   | 1991   | 1992   | 1993   | 1994    | 1995   | 1996   | 1997   | 1998   | 1999   | 2000          |
|--------|--------|--------|--------|--------|---------|--------|--------|--------|--------|--------|---------------|
| Россия | 6701,5 | 6560,1 | 6122,1 | 5780,7 | 5252,6  | 5116,7 | 5035,4 | 4952,1 | 4870,7 | 5024,3 | 5232,1        |
| США    | 11692  | 12149  | 12070  | 12347  | 12574,1 | 12813  | 13043  | 13112  | 13318  | 13453  | нет<br>данных |

### 1.3. Особенности производственных процессов в электроэнергетике

Характерными особенностями энергетического производства являются:

1. Технологическое единство и совпадение во времени процессов генерации, передачи, распределения и потребления энергии.

2. Невозможность в больших объемах экономичным образом складировать (аккумулировать) электрическую энергию. В отличие от электрической тепловую энергию можно аккумулировать в виде горячей воды в баках-аккумуляторах.

3. Одновременность протекания процессов производства, передачи и потребления энергии и невозможность складирования электрической энергии вызывает жесткую зависимость режима и объема производства энергии от режима и объема ее потребления (рис. 1.1).

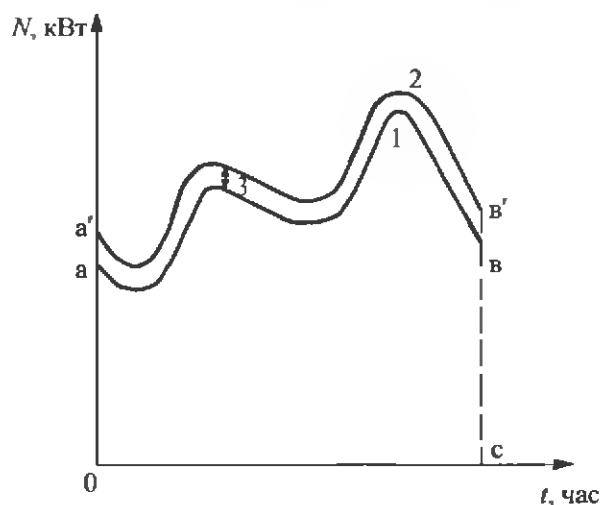


Рис. 1.1. Зависимость режима производства электроэнергии от режима ее потребления

Режим и объем потребления электроэнергии характеризуется суточными графиками нагрузки потребителей, режим и объем производства электроэнергии — суточными графиками нагрузки энергосистемы.

В общем случае суточный график электрической нагрузки отражает изменение нагрузки в течение суток.

Конфигурация суточного графика электрической нагрузки энергосистемы аналогична конфигурации совмещенного графика нагрузки потребителей района:

- график 1 представляет совмещенный суточный график нагрузки потребителей, формируемый суммированием ординат суточных графиков нагрузки отдельных потребителей;
- график 2, являясь суточным графиком нагрузки энергосистемы, характеризует генерируемую мощность, необходимую для покрытия совмещенного суточного графика нагрузки потребителей, графика расхода мощностей на собственные нужды электростанций и расхода мощности при передаче энергии по сетям;
- разность между ординатами суточного графика энергосистемы и ординатами совмещенного графика нагрузки потребителей представляет мощность, расходуемую на собственные нужды электростанций и технологический расход мощности при передаче (3);
- площадь  $S_{\text{оавс}}$  соответствует суточному потреблению электроэнергии потребителями района;
- площадь  $S_{\text{оа'в'с}}$  — суточное производство электроэнергии электростанциями энергосистемы;
- площадь  $S_{\text{аа'в'в}}$  — суточный расход электроэнергии на собственные нужды электростанций и потери электроэнергии при передаче и распределении энергии.

4. Параллельная работа всех электростанций энергосистемы на совмещенный график нагрузки энергосистемы.

5. Обеспечение надежного энергоснабжения потребителей при невозможности складирования энергии и необходимости строгого соответствия режима производства режиму потребления энергии требует создания в электроэнергетике резервных генерирующих мощностей (а не запасов готовой продукции, как в других отраслях), резервных ЛЭП, создания запасов воды в водохранилищах ГЭС и ГАЭС и запасов топлива на ТЭС.

Резерв генерирующей мощности представляет собой дополнительную мощность, которая может быть реализована за определенный период времени.

6. Динамичность энергетических процессов, проявляющаяся в высокой скорости их протекания и в изменении нагрузки и мощности генерации во времени (рис. 1.1), обуславливает необходимость автоматизации управления технологическими процессами в электроэнергетике и синхронное управление всеми объектами энергосистемы.

#### 1.4. Типы электрических станций и их технологические особенности

Основопологающим элементом производственно-технологической структуры электроэнергетики являются электрические станции. В зависимости от используемого ресурса электростанции традиционно делятся на три основных типа: тепловые, атомные и гидравлические.

**Тепловые электростанции (ТЭС).** К ним относятся электростанции, использующие тепло органического топлива для производства электрической энергии. Основные виды таких станций: конденсационные электростанции (КЭС), теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), а также парогазовые (ПГЭС) и газотурбинные (ГТЭС) электростанции.

- **Конденсационные электростанции** производят электроэнергию, потребляя в качестве первичного ресурса топливо. Процесс преобразования тепла в топливо в электрическую энергию начинается с подачи в парогенератор топлива, воздуха и питательной воды (рис. 1.2).

Под воздействием тепла, выделяющегося при сжигании топлива, питательная вода превращается в пар, который направляется в паровую турбину конденсационного типа (К), расширяется на лопатках турбины, приводя во вращение ее ротор. Ротор турбины соединен с ротором электрогенератора, в обмотки которого от возбuditеля, расположенного на одном валу с электрогенератором, подается напряжение. Вращение ротора, обмотки которого находятся под напряжением, создает вращающееся магнитное поле, которое, пересекая неподвижные проводники статора электрогенератора, наводит в них ЭДС, в результате чего по цепи протекает электрический ток.

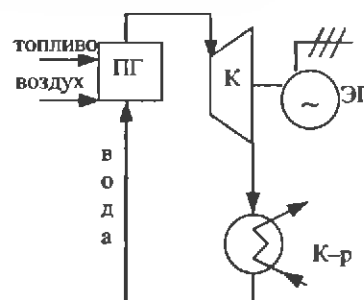


Рис. 1.2. Принципиальная тепловая схема КЭС:  
ПГ — парогенератор, К — конденсационная турбина, К-р — конденсатор, ЭГ — электрогенератор

В свою очередь, пар, выйдя из паровой турбины, поступает в конденсатор, где охлаждается циркуляционной водой, и конденсат пара снова направляется в парогенератор; цикл повторяется. Нагретая циркуляционная вода сбрасывается в водоем в результате возникают потери тепла с конденсацией пара, составляющие на КЭС около 60%. Согласно второму закону термодинамики внутренний относительный КПД парового цикла зависит от теплосодержания пара на входе в турбину ( $i_0$ ) и теплосодержания пара в конденсаторе турбины ( $i_k$ ). Чем выше давление и температура свежего пара и ниже параметры пара в конденсаторе, тем больше полезный теплоперепад ( $i_0 - i_k$ ), используемый для производства электроэнергии и тем выше КПД КЭС по производству электроэнергии. При современной технологии КПД КЭС даже теоретически не превышает 44–45%.

- На ТЭЦ осуществляется совместная комбинированная выработка электрической и тепловой энергии. В отличие от КЭС на ТЭЦ устанавливаются паровые турбины разных типов: противо-давленческие (типа «Р»), конденсационные с отборами пара (типа «Т», «ПТ»).

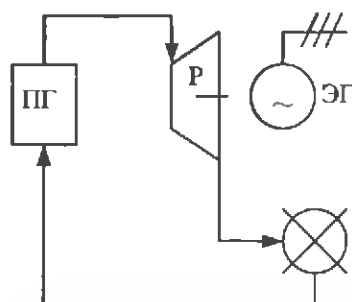


Рис. 1.3. Принципиальная тепловая схема ТЭЦ с противо-давленческой турбиной;  $\otimes$  — потребитель пара

Принципиальное отличие турбин с противо-давлением заключается в отсутствии у них конденсатора (рис. 1.3), в результате чего электроэнергия производится исключительно по теплофикационному режиму. Отсутствие потерь с конденсацией пара делает противо-давленческие турбины самыми экономичными из всех паровых турбин (КПД по производству электроэнергии 50–60%, удельный расход топлива 180–200 г у.т./кВт · ч), однако отпуск тепла потребителям из противо-давления турбины приводит к прямой зависимости ее электрической мощности от тепловой нагрузки.

При наличии в районе производственной и теплофикационной тепловой нагрузки на ТЭЦ устанавливаются паровые турбины типа ПТ, имеющие конденсатор и два регулируемых отбора: производственный отбор давлением пара 1,0–1,3 МПа, и теплофикационный давлением 0,05–0,5 МПа (рис. 1.4,а). На ТЭЦ, отпускающих тепло на отопление и горячее водоснабжение, устанавливаются турбины типа Т, имеющие один теплофикационный отбор (рис. 1.4,б).

Пар, попадая на лопатки, вращает ротор турбины, при этом давление пара снижается до 1,0–1,3 МПа, после чего часть пара ( $D_{отб}^П$ ) уходит из производственного отбора к потребителям (рис. 1.4,а). Пар в объеме ( $D_0 - D_{отб}^П$ ) производит дальнейшую работу, расширяется до давления 0,05–0,5 МПа, с которым часть пара ( $D_{отб}^Т$ ) из теплофикационного отбора направляется в бойлер, где отдает тепло холодной сетевой воде. Нагретая в бойлере горячая сетевая вода идет на отопление и горячее водоснабжение потребителей, а конденсат отборного пара из бойлера поступает в систему питательной воды. Оставшийся пар ( $D_k$ ) проходит в конденсатор, конденсируется, отдавая тепло циркуляционной воде, а конденсат пара поступает в систему питательной воды.

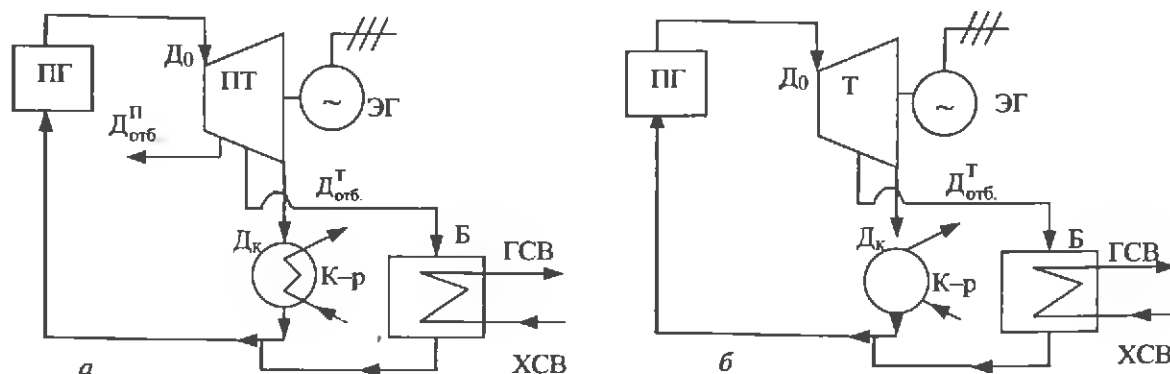


Рис. 1.4. Принципиальная тепловая схема ТЭЦ:

а — с турбиной типа ПТ, б — с турбиной типа Т;  $D_0$  — расход пара на турбину;  $D_{отб}^П$  — отпуск пара из производственного отбора;  $D_{отб}^Т$  — отпуск пара из теплофикационного отбора турбины; Б — бойлер (теплообменник поверхностного типа); ХСВ — холодная сетевая вода; ГСВ — горячая сетевая вода

Основное преимущество ТЭЦ по сравнению с КЭС заключается в сокращении потерь тепла с конденсацией пара, так как при условии равенства расхода пара на турбины, установленные на КЭС и ТЭЦ, расход пара через конденсаторы турбины Т и ПТ благодаря отпуску пара из отборов значительно меньше по сравнению с турбиной типа К.

На потоках пара, отпускаемого из отборов турбин, вырабатывается электроэнергия по теплофикационному режиму ( $\mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}}^{\text{Т}}$ ), на потоке, направляемом в конденсатор — по конденсационному режиму ( $\mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}}^{\text{К}}$ ). Общая выработка электроэнергии на ТЭЦ составляет:

$$\mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}} = \mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}}^{\text{Т}} + \mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}}^{\text{К}}.$$

Экономичность работы ТЭЦ зависит от доли теплофикационной выработки: чем она выше, тем меньше удельный расход топлива на производство электроэнергии. Показатель, характеризующий долю теплофикационной выработки в общей выработке электроэнергии на ТЭЦ, называется теплоэлектрическим коэффициентом, и определяется, как

$$X_{\text{ТЭЦ}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}}^{\text{Т}}}{\mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}}}.$$

Для противодавленческих турбин  $X_{\text{ТЭЦ}} = 1$ , для конденсационных турбин с отборами  $X_{\text{ТЭЦ}} < 1$ , из-за обязательного вентиляционного пропуска пара в конденсаторы турбин и производства части электроэнергии по конденсационному режиму. Главное преимущество ТЭЦ по сравнению с КЭС состоит в уменьшении потерь тепла с конденсацией пара, увеличении КПД ТЭЦ по производству электроэнергии и снижении удельных расходов топлива на произведенный кВт·ч.

- В парогазовых установках комбинируются паросиловой и газотурбинный циклы (рис. 1.5), что обеспечивает ПГЭС высокий КПД по производству электроэнергии.

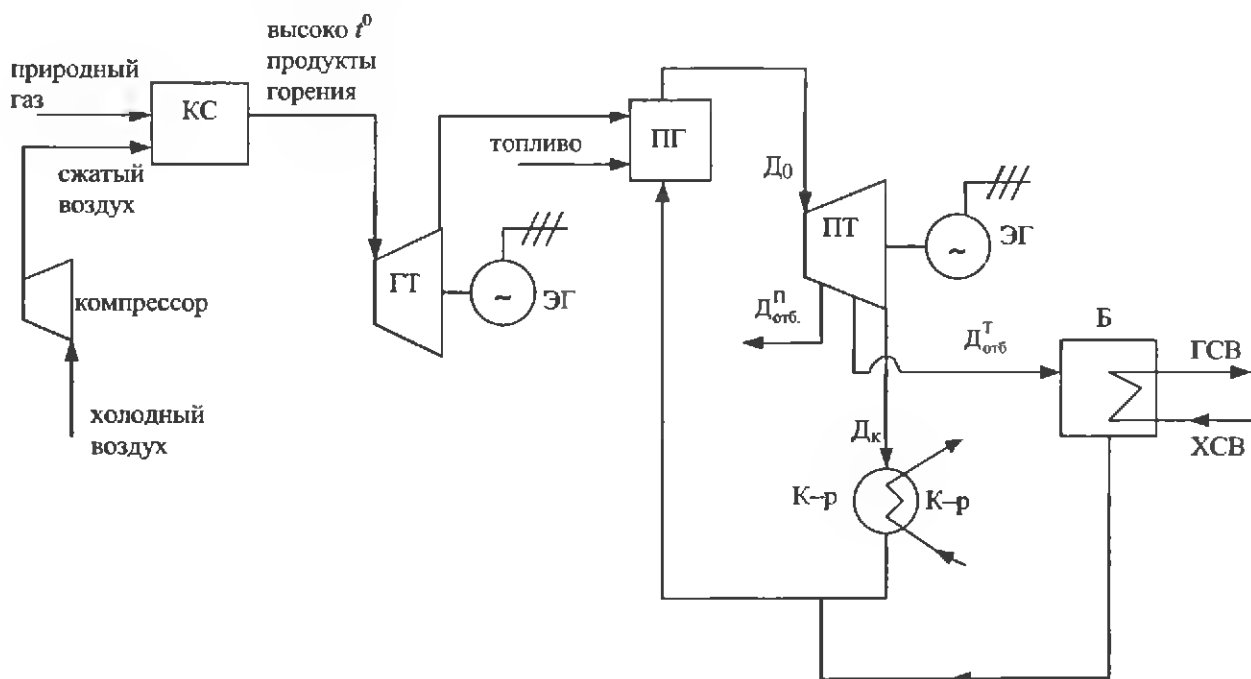


Рис. 1.5. Принципиальная тепловая схема парогазовой электростанции (ПГЭС):  
КС — камера сгорания, ГТ — газовая турбина

Воздух, сжимаемый компрессором, подается в камеру сгорания, куда одновременно поступает природный газ. Образующиеся в процессе сжигания газа высокотемпературные газообразные продукты под высоким давлением направляются из камеры сгорания в газовую турбину, ротор кото-

рой соединен с ротором электрогенератора. Отработавшие в газовой турбине высокотемпературные продукты сгорания поступают в парогенератор, где отдают тепло питательной воде, в результате чего производится пар, направляемый в паровую турбину. Утилизация в парогенераторе тепла отработавших в газовой турбине продуктов сгорания обеспечивает в паросиловом цикле экономии топлива.

При снижении электрической мощности газовой турбины расход продуктов горения турбиной уменьшается, соответственно сокращается подача тепла в парогенератор, что вызывает снижение температуры и давления свежего пара. Стабильность начальных параметров пара обеспечивается дополнительной подачей топлива в парогенератор. В принципе в блок с парогенератором могут устанавливаться паровые турбины любого типа, однако утилизация в парогенераторе тепла отработавших газов совместно с установкой теплофикационных турбин (типа Т и ПТ) обеспечивают более высокий (по сравнению с установкой турбин типа К) КПД электростанции при производстве электроэнергии, достигающий в этом случае 53–58%.

**Атомные электростанции (АЭС).** По назначению и технологическому принципу действия атомные станции практически не отличаются от традиционных тепловых станций, использующих в качестве топлива уголь, газ или мазут. По существу АЭС отличаются от ТЭС лишь видом используемого ресурса — ядерного топлива, в состав которого входят изотопы урана 235 (U-235) и урана 238 (U-238). Теплотворная способность ядерного топлива в 2,5–3 миллиона раз выше, чем у органического топлива, что объясняет малый весовой расход ядерного топлива на АЭС в течение года.

Особенностью технологического процесса на АЭС является образование значительных количеств радиоактивных продуктов деления, в связи с чем атомные станции технически более сложны по сравнению с тепловыми станциями.

В зависимости от энергетического уровня нейтронов, под воздействием которых происходит деление ядерного топлива, АЭС можно разделить на две группы: АЭС с реакторами на тепловых и АЭС с реакторами на быстрых нейтронах. Под воздействием тепловых нейтронов способны делиться лишь изотопы урана 235, содержание которых в природном уране всего 0,7%, оставшуюся часть 99,3% составляют изотопы U-238. Под воздействием нейтронного потока более высокого энергетического уровня (быстрых нейтронов) из U-238 образуется искусственное ядерное топливо Pu-239, которое используется в реакторах на быстрых нейтронах.

В соответствии с классификацией реакторов по виду теплоносителя и замедлителя (табл. 1.3) среди отечественных реакторов на тепловых нейтронах выделяются:

- водографитовые реакторы, в которых теплоносителем является вода, замедлителем — графит. В данную группу входят реакторы большой мощности канальные (РБМК);
- водоводяные реакторы с водой под давлением, в которых замедлителем и теплоносителем служит обессоленная вода (реакторы ВВЭР).

Таблица 1.3

Основные характеристики реакторов АЭС

| Характеристики реакторов                     | АЭС                                |                        |                                    |
|----------------------------------------------|------------------------------------|------------------------|------------------------------------|
|                                              | С реакторами на тепловых нейтронах |                        | С реакторами на быстрых нейтронах  |
| Тип реактора                                 | ВВЭР                               | РБМК                   | РБН                                |
| Теплоноситель                                | Вода                               | вода                   | жидкий Na, K, вода                 |
| Замедлитель                                  | Вода                               | графит                 | отсутствует                        |
| Вид ядерного топлива                         | слабо обогащенный уран             | слабо обогащенный уран | высоко обогащенный уран или Pu-239 |
| Обогащение ядерного топлива по U-235, %      | 3–4                                | 2–3                    | 90                                 |
| Количество контуров циркуляции теплоносителя | 2                                  | 1                      | 3                                  |
| Давление пара перед турбиной, МПа            | 4,0–6,0                            | 6,0–6,5                | 6,0–6,5                            |
| КПД АЭС                                      | ≈30%                               | 30–33%                 | ≈35%                               |

Водографитовые реакторы безкорпусные (рис 1.6), активная зона выполнена по принципу «труба в трубе». Во внутренней трубе находятся таблетки с ядерным топливом, в пространстве между внутренней и внешней трубой циркулирует теплоноситель — вода, которая под воздействием тепла, выделяющегося при делении ядерного топлива, превращается в слаборадиоактивный насыщенный пар, поступающий в конденсационную турбину. Циркуляция в пароводяном контуре осуществляется главным циркуляционным насосом (ГЦН). Работа турбины на насыщенном паре с давлением 6,0–6,5 МПа объясняет сравнительно низкий КПД АЭС, равный 30–33%.

Водоводяные реакторы с водой под давлением имеют корпус, выдерживающий рабочее давление теплоносителя (рис. 1.7). В активную зону реактора загружаются тепловыделяющие сборки с ядерным топливом. Тепло, выделяющееся при делении ядерного топлива, нагревает воду, находящуюся в корпусе реактора, образуется слаборадиоактивный насыщенный пар, поступающий в парогенератор второго контура. В парогенераторе слаборадиоактивный пар отдает тепло воде, образуется насыщенный нерадиоактивный пар, направляемый в паровую турбину. При передаче тепла радиоактивного пара нерадиоактивной воде второго контура в парогенераторе возникают дополнительные (по сравнению с РБМК), потери тепла, что снижает КПД АЭС с реакторами ВВЭР до 30%.

АЭС с реакторами на быстрых нейтронах имеют трехконтурную схему: в первом контуре теплоносителем является жидкий радиоактивный натрий (или калий), во втором — нерадиоактивный натрий (или калий), в третьем — нерадиоактивная вода, нагреваемая в парогенераторе теплом нерадиоактивного натрия второго контура. Нерадиоактивный насыщенный пар третьего контура поступает в паровую турбину. КПД АЭС с реакторами на быстрых нейтронах составляет около 35%.

**Гидроэлектростанции.** К гидроэлектростанциям, использующим энергию движения воды относятся: собственно ГЭС, гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС), приливные ГЭС.

Гидроэлектростанции, строящиеся в створах рек, могут использовать энергию естественного водотока (бесплотинные ГЭС) или энергию падающей воды благодаря созданию перепада уровней (напора) воды в верхнем и нижнем бьефе ГЭС (рис. 1.8). При строительстве ГЭС русло реки перегораживается плотиной, перед которой создается водохранилище. Вода из водохранилища по водоводам поступает к гидротурбинам, находящимся на одном валу с электрогенераторами. После прохода через гидротурбины вода сбрасывается в нижний бьеф. Создание ГЭС требует строительства сложных и капиталоемких гидротехнических сооружений (плотин, водоводов, дамб, судоподъемников или системы шлюзов), подготовки ложа водохранилища перед затоплением, укрепления берегов водохранилища, строительства здания ГЭС и т.д.

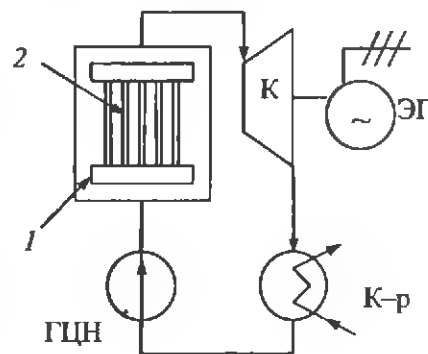


Рис. 1.6. Принципиальная тепловая схема АЭС с РБМК: 1 — графитовые блоки (замедлитель); 2 — активная зона реактора

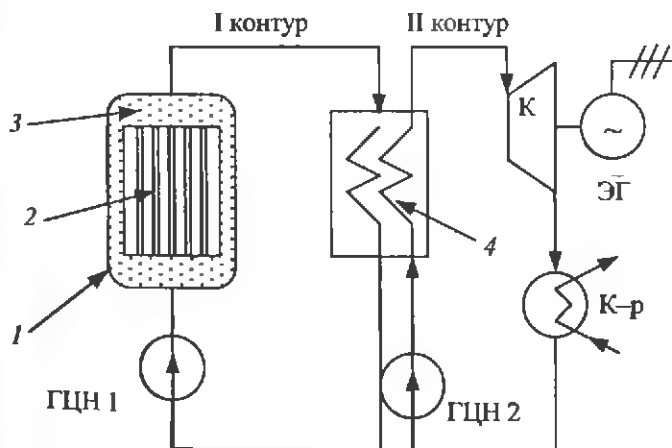


Рис. 1.7. Принципиальная тепловая схема АЭС с ВВЭР 1 — металлический корпус реактора; 2 — активная зона; 3 — вода; 4 — парогенератор; ГЦН 1, ГЦН 2 — главные циркуляционные насосы первого и второго контуров

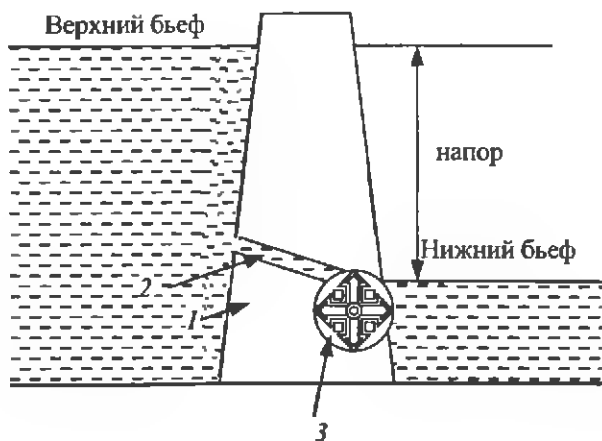


Рис. 1.8. Принципиальная схема ГЭС: 1 — плотина; 2 — водовод; 3 — гидротурбина с электрогенератором

Выработка электроэнергии на ГЭС, в отличие от ТЭС, не требует сжигания топлива и сопряжена с меньшими потерями. В результате КПД ГЭС по производству электроэнергии самый высокий и составляет 80–90%.

Для работы ГАЭС, в отличие от ГЭС, строящихся на реках, требуются два бассейна с водой, расположенных на разных уровнях (рис. 1.9). В период ночного провала в суточном графике нагрузки энергосистемы ГАЭС работает в насосном режиме (заряд ГАЭС), потребляя из сети электроэнергию для перекачки воды из нижнего бассейна в верхний. В период наступления утреннего и вечернего максимума нагрузки энергосистемы ГАЭС работает в генераторном режиме (разряд ГАЭС), производя электроэнергию благодаря перетоку воды из верхнего бассейна в нижний. Из-за потребления электроэнергии «на заряд» КПД ГАЭС ниже КПД ГЭС и достигает 70–80%.

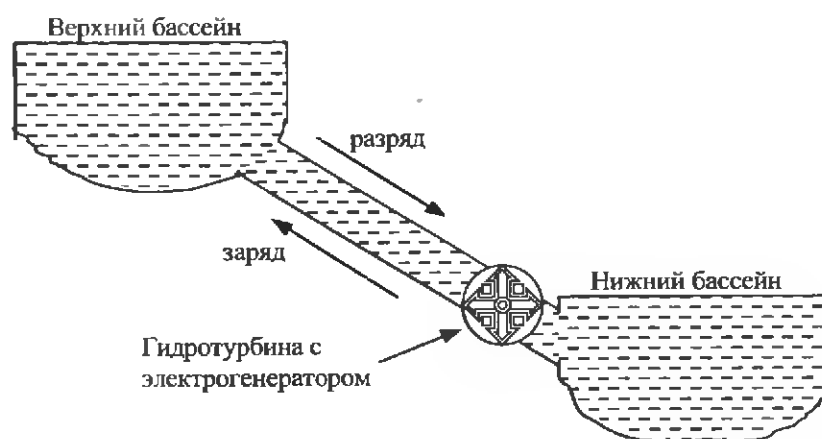


Рис. 1.9. Принципиальная схема ГАЭС

Электростанции, использующие для производства электроэнергии солнечную, ветровую, геотермальную энергию, энергию морских приливов и отливов, относятся к группе нетрадиционных генерирующих источников и не имеют существенного веса в отечественной электроэнергетике.

### 1.5. Современный производственный потенциал электроэнергетики России

Установленная мощность электростанций Российской Федерации на конец 2002 года составила 214,5 млн кВт. Основу электроэнергетики России традиционно составляют ТЭС, на долю которых приходится 68,5% суммарной установленной мощности и 65,8% выработки электроэнергии (табл. 1.4).

Таблица 1.4

#### Структура установленной мощности электростанций Российской Федерации (на конец 2002 г.)

| Тип электростанций | Количество | Установленная мощность |      | Выработка электроэнергии |      |
|--------------------|------------|------------------------|------|--------------------------|------|
|                    |            | млн кВт                | %    | млрд кВт · ч             | %    |
| Всего              | 452        | 214,5                  | 100  | 875                      | 100  |
| В том числе ТЭС    | 356        | 147                    | 68,5 | 576                      | 65,8 |
| АЭС                | 10         | 22,7                   | 10,6 | 140                      | 16,0 |
| ГЭС и ГАЭС         | 86         | 44,8                   | 20,9 | 159                      | 18,2 |

**Тепловые электростанции.** В структуре установленной мощности ТЭС доли КЭС и ТЭЦ примерно одинаковы, в то время как удельный вес мощности технологически более прогрессивных станций ничтожно мал: ПГУ — 0,7%, ГТУ — 1% (рис. 1.10,а). В выработке электроэнергии тепловых электростанций удельный вес выработки ТЭЦ несколько больше по сравнению с КЭС (рис. 1.10,б).

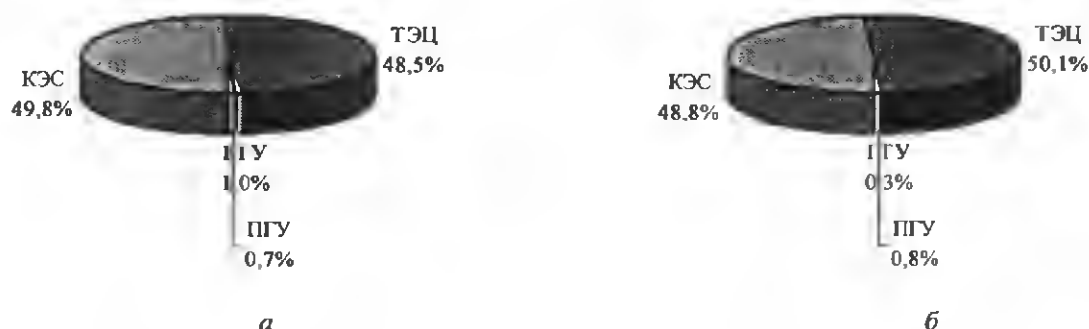


Рис. 1.10. Структура установленной мощности (а) и выработки электроэнергии (б) тепловых электростанций России

**Конденсационные электростанции.** Мощности КЭС представлены в основном крупными блоками (табл. 1.5), составляющими в структуре установленной мощности КЭС 88,5%.

В зависимости от параметров свежего пара можно выделить две представительные группы энергетических блоков КЭС:

Блоки с  $p_0 = 13$  МПа и  $t^\circ = 540^\circ\text{C}$ , к которым относятся К-100-130; К-150-130; К-200-130. Доля этих блоков в установленной мощности КЭС равна 31,1%, в выработке электроэнергии данным типом электростанций — 34,59%. Удельный расход топлива на производство электроэнергии блоками 13 МПа составляет 350–360 г у.т./кВт · ч.

Блоки с  $p_0 = 24$  МПа,  $t^\circ = 540^\circ\text{C}$ . Представителями указанной группы являются блоки К-300-240; К-500-240; К-800-240; К-1200-240. Удельный вес этих блоков в установленной мощности КЭС составляет 57,4%, в выработке электроэнергии — 56,71% (табл. 1.5)

Таблица 1.5

Производственные показатели КЭС России

| Группа оборудования                                                          | Удельный вес в                |                                 | Удельный расход условного топлива, г у.т./кВт · ч |
|------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------|---------------------------------|---------------------------------------------------|
|                                                                              | Установленной мощности КЭС, % | Выработке электроэнергии КЭС, % |                                                   |
| 1. Конденсационное оборудование с давлением свежего пара 24 МПа, в том числе |                               |                                 |                                                   |
| Энергоблоки — 1200 МВт                                                       | 1,8                           | 1,47                            | 305,3                                             |
| — 800 МВт                                                                    | 16,6                          | 21,55                           | 312,5                                             |
| — 500 МВт                                                                    | 5,1                           | 4,84                            | 344,5                                             |
| — 300 МВт                                                                    | 33,9                          | 28,85                           | 339,3                                             |
| 2. Конденсационное оборудование с давлением свежего пара 13 МПа, в том числе |                               |                                 |                                                   |
| Энергоблоки — 200 МВт                                                        | 24,0                          | 27,45                           | 350,0                                             |
| — 150 МВт                                                                    | 7,1                           | 7,14                            | 364,6                                             |
| 3. Конденсационное оборудование с давлением свежего пара 9 МПа               | 6,3                           | 5,5                             | 432                                               |
| — менее 4,5 МПа                                                              | 3,8                           | 2,0                             | 456                                               |
| 4. Прочее конденсационное оборудование                                       | 1,4                           | 1,2                             | 371,5                                             |



Благодаря более высоким начальным параметрам свежего пара энергетическая эффективность работы блочного оборудования 24 МПа выше по сравнению с блоками 13 МПа, что проявляется в более низких удельных расходах топлива на производство электроэнергии, равных 305–340 г у.т./кВт · ч. Для КЭС характерна высокая концентрация единичной мощности блоков ( $N_{\text{бл}} = 200\text{--}800$  МВт) и мощности электростанций. Самые крупные российские КЭС — Сургутская ГРЭС-2 с установленной мощностью 4800 МВт и Рефтинская ГРЭС 3800 МВт.

**Теплоэлектроцентрали.** Около половины мощности и выработки ТЭС приходится на ТЭЦ (рис. 1.10, а, б), работающие по более эффективному комбинированному режиму производства электроэнергии и тепла. В составе теплофикационного оборудования ТЭЦ доминируют турбины с давлением свежего пара 13 МПа, составляющие 72,27% от установленной мощности и 70,02% от выработки электроэнергии российских ТЭЦ (табл. 1.6).

Единичная мощность теплофикационных блоков и ТЭЦ значительно ниже, чем на КЭС из-за ограничений, накладываемых тепловой нагрузкой. На ТЭЦ устанавливаются турбины ПТ – 50 – 130; ПТ – 60 – 130; ПТ – 80 – 130; ПТ – 135 – 130 и Т – 50 – 130; Т – 100 – 130; Т – 175 – 130; Т – 180 – 130; Т – 250 – 240. Наиболее мощные ТЭЦ характерны для крупных городов, в том числе ТЭЦ-23 ОАО Мосэнерго ( $N_y = 1410$  МВт,  $Q_{\text{отп}} = 4515$  Гкал/час) и ТЭЦ-26 ОАО Мосэнерго ( $N_y = 1410$  МВт,  $Q_{\text{отп}} = 4000$  Гкал/час).

Таблица 1.6

#### Производственные показатели ТЭЦ России

| Группа оборудования                                    | Удельный вес в                       |                                        | Теплоэлектрический коэффициент ТЭЦ, % | Средний удельный расход топлива на производство электроэнергии, г у.т./кВт · ч |
|--------------------------------------------------------|--------------------------------------|----------------------------------------|---------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------|
|                                                        | установленной мощности ТЭЦ России, % | выработке электроэнергии ТЭЦ России, % |                                       |                                                                                |
| Теплофикационное оборудование с давлением свежего пара |                                      |                                        |                                       |                                                                                |
| 24 МПа                                                 | 8,31                                 | 11,44                                  | 60,7                                  | 270,1                                                                          |
| 13 МПа                                                 | 72,27                                | 70,02                                  | 61,3                                  | 319,7                                                                          |
| 9 МПа                                                  | 17,31                                | 16,52                                  | 53,5                                  | 401,4                                                                          |
| Менее 4,5 МПа                                          | 2,11                                 | 2,02                                   | 82,5                                  | 440,5                                                                          |

**Атомные электростанции.** В России на десяти АЭС эксплуатируются 30 ядерных энергоблоков с общей установленной мощностью 22,7 млн кВт, что составляет 10,6% от установленной мощности электростанций страны. Из 30 энергоблоков 19 имеют мощность 1000 МВт, в том числе 8 блоков с реакторами ВВЭР — 1000 и 11 блоков с реакторами РБМК — 1000 (табл. 1.7).

Таблица 1.7

#### Структура установленной мощности АЭС по типам реакторных блоков

| Тип реактора | Количество | Удельный вес в мощности АЭС, % |
|--------------|------------|--------------------------------|
| РБМК         | 11         | 49,35                          |
| ВВЭР         | 14         | 47,74                          |
| РБН          | 1          | 2,7                            |
| ЭГП          | 4          | 0,21                           |
| Всего        | 30         | 100                            |

В структуре установленной мощности АЭС доли энергоблоков с реакторами РБМК и ВВЭР примерно одинаковы (табл. 1.7). Выработка электроэнергии на АЭС позволяет экономить органическое топливо, поэтому АЭС размещаются в районах с дефицитным топливным балансом, что сокращает объем транспорта энергоресурсов из энергоизбыточных регионов в энергодефицитные. Большинство российских АЭС размещено в Европейской части страны, в том числе и самые крупные АЭС: Ленинградская, Курская, Балаковская, каждая из которых имеет установленную мощность 4000 МВт.

*Гидроэлектростанции.* Гидроэнергетический потенциал России оценивается величиной в 850 млрд кВт · ч в год, освоенность которого не превышает 30% и сдерживается существенными капитальными затратами на строительство ГЭС, а также длительными (8–10 лет) сроками сооружения.

Установленная мощность ГЭС по состоянию на конец 2002 г. составляет 44,8 млн кВт или около 21% от суммарной установленной мощности. Выработка электроэнергии на ГЭС зависит от водности года и запаса воды в водохранилищах. В России насчитывается 65 действующих ГЭС с установленной мощностью более 30 МВт, 13 ГЭС мощностью более 1000 МВт и 6 ГЭС — более 2000 МВт. Крупнейшими ГЭС являются Саяно-Шушенская — 6400 МВт, Красноярская — 6000 МВт и Братская — 4500 МВт. К наиболее перспективным регионам гидростроительства относятся Сибирь, Дальний Восток и Северный Кавказ.

### 1.6. Экономические предпосылки создания энергетических систем

Энергоснабжение потребителей электрической и тепловой энергии возможно с использованием схем децентрализованного или централизованного энергоснабжения. Схема децентрализованного энергоснабжения предполагает энергоснабжение отдельных потребителей от автономно работающего источника. Снабжение потребителей от источников энергии, работающих параллельно, представляет систему централизованного энергоснабжения. Принцип централизации энергоснабжения является одним из базовых принципов развития энергетики. Высшей формой централизации энергоснабжения является создание энергетических систем.

Энергетическая система — это комплекс совместно работающих электростанций, объединенных на параллельную работу электрическими сетями, связанных общностью режима и единым централизованным диспетчерским управлением.

Учитывая, что в составе российских энергетических систем параллельно с КЭС, АЭС, ГЭС работают ТЭЦ, отпускающие потребителям не только электрическую, но и тепловую энергию, энергетические системы наряду с централизованным электроснабжением осуществляют централизованное теплоснабжение промышленных и бытовых потребителей.

Характерными признаками энергетической системы являются:

- параллельная работа электростанций на совмещенный суточный график нагрузки потребителей района;
- единый диспетчерский резерв мощности;
- единое диспетчерское управление электростанциями и сетевыми объектами.

Создание энергетических систем по сравнению со схемой децентрализованного энергоснабжения обеспечивает ряд технико-экономических преимуществ:

- повышение надежности энергоснабжения потребителей в результате взаимного использования мощности электростанций в покрытии совмещенного графика нагрузки энергосистемы и более гибкого маневрирования резервной мощностью;
- снижение совмещенного максимума нагрузки благодаря реализации широтного, а также нагрузочного эффекта, возникающего в результате несовпадения во времени максимальных нагрузок отдельных потребителей, что сокращает потребную генерирующую мощность;
- возможность реализации эффекта от масштаба, так как чем мощнее энергосистема, тем большей может быть мощность отдельных электростанций и единичная мощность энергетических блоков;
- сокращение относительной величины резервной мощности;
- возможность оптимального распределения нагрузки между электростанциями энергосистемы, обеспечивающего снижение расхода топлива, себестоимости энергии и тарифов.

Реализация указанных преимуществ создания энергетических систем обеспечивает экономию капитальных и текущих затрат, которую следует соизмерять с дополнительными затратами на линии передач, объединяющие станции для параллельной работы, и затратами на создание системы централизованного диспетчерского управления.

В зависимости от территориального охвата централизованным энергоснабжением выделяют следующие виды энергосистем:

- районные энергосистемы (РЭС), то есть энергетические системы, создаваемые в границах административных территорий: областей, автономных республик, краев;

- объединенные энергетические системы (ОЭС), включающие несколько параллельно работающих районных энергосистем, связанных общностью режима и единым диспетчерским управлением;
- единые энергетические системы (ЕЭС), охватывающие несколько параллельно работающих объединенных энергосистем, связанных общностью режима и единым централизованным диспетчерским управлением.

Основу российской энергетики составляет *Единая энергетическая система России* (ЕЭС России), в составе которой параллельно работают шесть объединенных энергосистем: ОЭС Центра, ОЭС Северо-Запада, ОЭС Средней Волги, ОЭС Урала, ОЭС Северного Кавказа, ОЭС Сибири. ОЭС Дальнего Востока не имеет надежной связи с ОЭС Сибири и работает автономно (рис. 1.11).

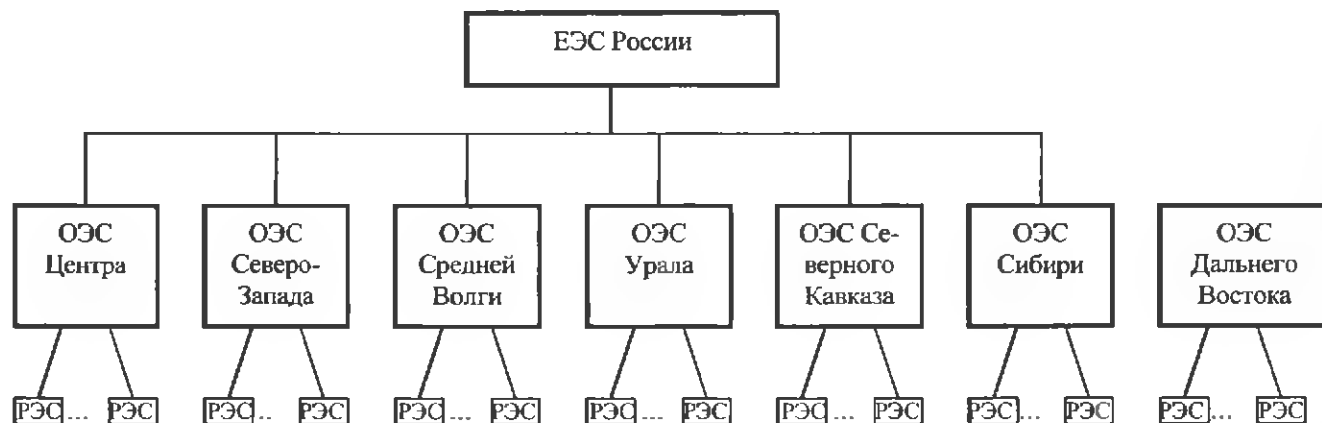


Рис. 1.11. Иерархия энергетических систем

Создание ЕЭС России обеспечивает:

- передачу потоков мощности и энергии из энергоизбыточных районов Сибири в энергодефицитные районы Европейской части России;
- повышение надежности энергоснабжения благодаря обмену потоками мощности и взаиморезервированию между соседними ОЭС;
- снижение относительной величины резервной мощности по сравнению с вариантом раздельной работы ОЭС.

Энергетические системы являются объектами оперативно-технологического управления надежностью и режимами работы электростанций и сетевых объектов, управления частотой и напряжением переменного тока, потоками мощности и энергии, управления живучестью систем и т.д.

Диспетчерское управление электроэнергетическими объединениями реализуется автоматизированной системой диспетчерского управления (АСДУ), иерархия которой аналогична иерархии энергосистем. Диспетчерское управление на уровне ЕЭС России осуществляется Центральным диспетчерским управлением ЕЭС России (ЦДУ) в лице Системного оператора; на уровне объединенных энергосистем — объединенными диспетчерскими управлениями (ОДУ), на уровне районных энергосистем — диспетчерскими службами энергосистем (ДС).

Система диспетчерского управления включает комплекс мер по централизованному оперативному управлению технологическими режимами работы объектов электроэнергетики в пределах ЕЭС России и изолированных территориальных энергосистем.

Цель деятельности системы оперативно-диспетчерского управления — обеспечение надежного энергоснабжения и качества электрической энергии, соответствующих требованиям технических регламентов, нормативам или договорным условиям.

Сбалансированность отдельных регионов по мощности и энергии достигается в рамках ЕЭС России в целом, что определяет ее интегрирующую роль в обеспечении надежности энергоснабжения регионов страны за счет взаиморезервирования территориальных энергосистем. Высокая управляемость ЕЭС России обеспечивает необходимый уровень живучести энергосистем, устойчивость к каскадным авариям с сохранением управляемости во внештатных ситуациях, отсутствие системных аварий.

## 1.7. Единая энергетическая система России и ее региональные особенности

Основой электроэнергетики страны является Единая энергетическая система России, представляющая собой постоянно развивающийся высокоавтоматизированный комплекс электрических станций и электрических сетей всех классов напряжения.

В суммарной установленной мощности и выработке электроэнергии в Российской Федерации электростанции, работающие в составе ЕЭС России, занимают более 90% (табл. 1.8), что говорит о ведущей роли ЕЭС России в энергетике страны.

Таблица 1.8

### Удельный вес электростанций ЕЭС России в установленной мощности и выработке электроэнергии в Российской Федерации

| Тип электростанций | Установленная мощность электростанций, млн кВт |            | Удельный вес электростанций ЕЭС России в установленной мощности станций РФ, % | Выработка электроэнергии электростанциями, млрд кВт · ч |            | Удельный вес электростанций ЕЭС России в выработке электроэнергии станций РФ, % |
|--------------------|------------------------------------------------|------------|-------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------|------------|---------------------------------------------------------------------------------|
|                    | Российской Федерации                           | ЕЭС России |                                                                               | Российской Федерации                                    | ЕЭС России |                                                                                 |
| ТЭС                | 147,0                                          | 140,0      | 95,3                                                                          | 576                                                     | 543,4      | 94,3                                                                            |
| АЭС                | 22,7                                           | 22,7       | 100,0                                                                         | 140                                                     | 140        | 100                                                                             |
| ГЭС и ГАЭС         | 44,8                                           | 43,6       | 97,3                                                                          | 159                                                     | 150,2      | 94,4                                                                            |
| Всего:             | 214,5                                          | 206,3      | 96,2                                                                          | 875                                                     | 833,6      | 95,3                                                                            |

Структура установленной мощности электростанций ЕЭС России близка к структуре установленной мощности электростанций России в целом, в то время как структура мощности объединенных энергосистем (ОЭС) имеет существенные отличия (табл. 1.9). Наибольший удельный вес ТЭС характерен для ОЭС Урала, атомных электростанций — для ОЭС Северо-Запада, ГЭС — для ОЭС Сибири.

Общая протяженность электрических сетей России всех классов напряжения (табл. 1.10, 1.11), составляет более 2,6 млн км. Электрические сети обеспечивают энергоснабжение потребителей, выдачу мощности электростанций, перетоки мощности и энергии между отдельными энергообъединениями.

Таблица 1.9

### Структура установленной мощности по энергообъединениям ЕЭС России (на 01.01.2003 г.)

| Наименование<br>энергообъединений | Всего      |     | Тип электростанций |      |            |      |            |      | Доля мощности<br>ОЭС в установлен-<br>ной мощности ЕЭС<br>России, % |
|-----------------------------------|------------|-----|--------------------|------|------------|------|------------|------|---------------------------------------------------------------------|
|                                   |            |     | ТЭС                |      | АЭС        |      | ГЭС        |      |                                                                     |
|                                   | млн<br>кВт | %   | млн<br>кВт         | %    | млн<br>кВт | %    | млн<br>кВт | %    |                                                                     |
| 1. ОЭС Северо-Запада              | 19,8       | 100 | 11,16              | 56,4 | 5,76       | 29,1 | 2,88       | 14,5 | 9,6                                                                 |
| 2. Янтарьэнерго*                  | 0,197      | 100 | 0,195              | 99,1 | —          | —    | 0,002      | 0,19 | —                                                                   |
| 3. ОЭС Центра                     | 52,36      | 100 | 36,61              | 69,9 | 10,83      | 20,7 | 4,91       | 9,4  | 25,4                                                                |
| 4. ОЭС Средней Волги              | 23,84      | 100 | 13,53              | 56,8 | 4,07       | 17,1 | 6,24       | 26,2 | 11,6                                                                |
| 5.ОЭС Северного<br>Кавказа        | 11,35      | 100 | 7,72               | 68,0 | 1,0        | 8,8  | 2,63       | 23,2 | 5,5                                                                 |
| 6. ОЭС Урала                      | 41,22      | 100 | 38,87              | 94,3 | 0,6        | 1,5  | 1,75       | 4,2  | 20                                                                  |
| 7. ОЭС Сибири                     | 45,14      | 100 | 22,86              | 50,6 | —          | —    | 22,28      | 49,4 | 21,9                                                                |
| 8. ОЭС Дальнего<br>Востока        | 12,12      | 100 | 9,09               | 75   | —          | —    | 3,03       | 25   | 6,0                                                                 |
| ЕЭС России: всего                 | 206,3      | 100 | 140,0              | 67,8 | 22,7       | 11,1 | 43,6       | 21,1 | 100                                                                 |

\* Янтарьэнерго не имеет связи с Европейской секцией ЕЭС России и работает автономно.

Основу ЕЭС России составляют высоковольтные сети напряжением 500–750 кВ (табл. 1.10), выполняющие системообразующие и межсистемные функции. Кроме того, на напряжении 500 – 750 кВ обеспечивается выдача мощности от крупнейших электростанций, осуществляется энерго-снабжение крупных энергоемких потребителей и передается энергия крупным нагрузочным узлам.

Таблица 1.10

**Структура системообразующих электрических сетей ЕЭС России по напряжению**

| Напряжение, кВ     | Протяженность, тыс. км | Удельный вес, % |
|--------------------|------------------------|-----------------|
| Всего, в том числе | 43,4                   | 100,0           |
| 1150               | 1,0                    | 2,3             |
| 800                | 0,4                    | 0,9             |
| 750                | 2,8                    | 6,5             |
| 500                | 30,5                   | 70,3            |
| 400                | 0,01                   | 0,0             |
| 330                | 73                     | 16,8            |
| 220                | 1,4                    | 3,2             |

Основная сеть объединенных энергосистем сформирована:

- В ОЭС Северо-Запада, западных районах ОЭС Центра и частично в ОЭС Северного Кавказа ЛЭП напряжением 330–750 кВ;
- На остальной территории России при формировании ОЭС использовалась система напряжений 220–500 кВ.

В распределительных сетях, то есть линиях передач, по которым электроэнергия передается конечным потребителям, уровень напряжения составляет 220 кВ и ниже (табл. 1.11). В их числе наибольший удельный вес (41,3%) имеют сети напряжением 10 кВ.

Таблица 1.11

**Структура распределительных электрических сетей по напряжению**

| Напряжение, кВ     | Протяженность, тыс. км | Удельный вес, % |
|--------------------|------------------------|-----------------|
| Всего, в том числе | 2627                   | 100,0           |
| 220                | 100                    | 3,8             |
| 110–150            | 293                    | 11,3            |
| 35                 | 200                    | 7,6             |
| 15–20              | 6                      | 0,2             |
| 10                 | 1085                   | 41,3            |
| 0,38–10            | 93                     | 3,5             |
| 0,38               | 849                    | 32,3            |

ЕЭС России связана с энергосистемами стран СНГ — Украины, Беларуси, Молдовы, Грузии, Азербайджана, Казахстана; балтийских стран — Эстонии, Латвии, Литвы; европейских стран, входящих в объединение NORDEL, — Финляндии, Норвегии, а также с энергосистемой Монголии и двумя приграничными районами Китая, в южном направлении — с Болгарией. Через энергосистему Казахстана осуществляется параллельная работа энергосистем стран Центральной Азии — Узбекистана, Киргизии, Туркмении и Таджикистана — с ЕЭС России. Экспорт электроэнергии из России в 2002 году составил около 19 млрд кВт · ч, из которых около 50% поставляется в страны дальнего зарубежья.

Неоднородность сетевой структуры, структуры генерации и топливного баланса регионов определяет региональные особенности объединенных энергосистем.

- Доля Европейской части ЕЭС и ОЭС Урала превышает 70% (табл. 1.9) установленной мощности электростанций и электропотребления в ЕЭС России. Европейская секция ЕЭС России имеет ограниченную пропускную способность линий связи между ОЭС (3–7% от нагрузки двух смежных

ОЭС), что является причиной высокой степени энергетической независимости ОЭС друг от друга и позволяет осуществлять лишь аварийные перетоки от параллельно работающих ОЭС.

Тепловые электростанции используют в основном природный газ и разные виды угля. Электрические станции равномерно распределены по обслуживаемой территории. Основная электрическая сеть сравнительно хорошо развита.

В структуре электропотребления доля промышленности составляет от 24% (ОЭС Северного Кавказа) до 62% (ОЭС Урала), доля населения — от 11% (Урал) до 31% (Северный Кавказ).

- На долю ОЭС Сибири приходится более 20% (табл. 1.9) в общей установленной мощности и выработке электроэнергии ЕЭС. В том числе около 50% генераций обеспечивают ГЭС, размещенные вблизи крупных электроемких потребителей. Основным топливом для тепловых электростанций является уголь, причем около 65% тепловых электростанций составляют ТЭЦ. Доля промышленного электропотребления в этом регионе равна 63%, доля населения — около 13%. Вследствие размещения электростанций преимущественно в местах потребления электроэнергии, а также большой протяженности территории в широтном направлении при низкой плотности населения, основная электрическая сеть менее развита по сравнению с европейской зоной и Уралом и не позволяет передавать большие перетоки мощности в соседние ОЭС.
- Доля ОЭС Дальнего Востока составляет 6% мощности электростанций ЕЭС России. Около 75% установленной мощности ТЭС работают на угле, причем 85% электроэнергии производят ТЭЦ. Электрическая сеть слабо развита. В структуре электропотребления доля промышленности составляет 28%, населения — более 26%.

Функционирование и развитие ЕЭС России осложняется рядом проблем, требующих своего решения.

- В энергетике наблюдается быстрое старение основных производственных средств, коэффициент износа которых составляет более 50%. В объединенных энергосистемах России находятся в эксплуатации около 17% генерирующих мощностей, полностью выработавших свой ресурс, к 2010 году выработают ресурс 50% установленной мощности электростанций. Особенно сложная ситуация складывается со старением оборудования ТЭС и ГЭС, расположенных в европейской части России.
- Недостаточны вводы новых генерирующих мощностей. Высокие темпы ввода новых мощностей (6–7 млн кВт/год в 1970–1980 гг. и 4,5 млн кВт/год в 1981–1990 гг.) упали в 90-е годы до 1,5–0,6 млн кВт/год. Уменьшился объем нового строительства, возросло количество законсервированных и временно приостановленных строек, что сократило заделы для ввода новых мощностей в будущем. За период с 1992–2003 гг. объем строительно-монтажных работ в отрасли сократился более чем на 70%. Произошел отток высококвалифицированных кадров энергостроителей и практически утрачен потенциал энергостроительного комплекса. При современном уровне ввода новых мощностей и лавинообразном старении оборудования уже к 2008 г. может резко снизиться надежность функционирования ЕЭС и электроснабжения потребителей, так как в этих условиях повышается риск технологических отказов и аварий не только оборудования, но и систем автоматического регулирования, релейной защиты и противоаварийной автоматики.
- Требуется своего решения проблема создания и внедрения современного экономичного энергетического оборудования, соответствующего мировым экологическим нормативам. Следует наладить выпуск высокоэкономичных парогазовых, газотурбинных агрегатов, экологически чистых энергоблоков на твердом топливе, парогенераторов с сжиганием топлива в циркулирующем кипящем слое, реакторных блоков АЭС, отвечающих международным стандартам безопасности.
- Проблемы в системе теплоснабжения также связаны со старением оборудования на ТЭЦ, низкими технико-экономическими показателями ТЭЦ и котельных, крайней изношенностью тепловых сетей и недостатком серийных отечественных ПГУ, необходимых для техперевооружения агрегатов ТЭЦ, выработавших свой ресурс.
- Неравномерность территориального размещения генерирующих мощностей и потребителей электроэнергии, слабость электрических сетевых связей между европейской частью России и Сибирью, Сибирью и Дальним Востоком, разрывы и ограничения между установленной, располагаемой и рабочей мощностью электростанций приводят к дефициту балансов мощности в ряде районов России (Северный Кавказ, Дальний Восток) и, как следствие, к ограничениям и отключению потребителей электроэнергии.

Перетоки мощности и ликвидация дефицита мощности и энергии в регионах затруднены в силу:

- отсутствия возможности выдачи свободной мощности сибирских ГЭС и ТЭС и в первую очередь мощности Березовской ГРЭС-1, использующей дешевые канско-ачинские угли, в европейскую часть страны;
  - ограничений выдачи мощности из Тюменской энергосистемы на Урал и далее — в европейскую часть страны;
  - ограничений по использованию мощности и электроэнергии Саяно-Шушенской ГЭС, Печерской ГРЭС и Кольской АЭС;
  - недостаточной пропускной способности электрических сетей, что снижает надежность электроснабжения потребителей Карельской энергосистемы, северной части Кольской энергосистемы, энергосистем Коми, Бурятской, Читинской, Хабаровской, Дальневосточной.
- Проблемой является частичная энергетическая зависимость отдельных регионов России (Калининградская, Псковская, Омская области) от транзита электроэнергии через энергосистемы других государств.

### 1.8. Государственное регулирование в электроэнергетике

При отсутствии конкуренции в сфере естественной монополии, а также в тех сферах, где конкуренция возможна, но на данном этапе развития рынка неосуществима, требуется защита потребителей от произвола монополистов посредством государственного регулирования.

Государственное регулирование представляет процесс упорядочения взаимодействия потребителей и субъектов монополий в целях обеспечения баланса их интересов на основе законодательных и нормативных актов.

Государственное регулирование предполагает осуществление прямого или косвенного надзора государственных органов над ценами и качеством продукции (услуг), производимой субъектами отрасли, а также контроля за их оперативными и долгосрочными решениями. В результате к регулируемой относится деятельность, в рамках которой расчеты за поставляемую продукцию (услуги) осуществляются по тарифам (ценам), регулируемым государством.

Необходимость государственного регулирования в энергетике обусловлена следующими причинами:

- социальной ответственностью электроэнергетики за надежное энергоснабжение потребителей, расположенных на обслуживаемой территории, и за развитие энергетической базы страны в перспективе;
- необходимостью охраны окружающей среды, так как электроэнергетика является отраслью, оказывающей негативные воздействия на биосферу;
- противоречиями между бизнесом и общественными целями в долгосрочном плане в такой капиталоемкой отрасли, как электроэнергетика;
- наличием в электроэнергетике естественно-монопольных сфер деятельности и сфер, в которых конкуренция пока невозможна в силу отсутствия необходимых условий.

В целях осуществления регулирования и контроля государство в первую очередь должно определить экономическую модель функционирования отрасли, поскольку от нее зависит выбор метода регулирования.

При любой модели функционирования отрасли регулирование должны осуществлять независимые органы государственного регулирования, выполняющие следующие функции:

- защиту прав потребителей продукции и услуг отрасли;
- контроль и недопустимость злоупотреблений субъектов отрасли;
- исполнение государственной политики в электроэнергетическом секторе экономики;
- обеспечение оптимального использования ограниченных ресурсов;
- создание условий для финансовой устойчивости субъектов отрасли.

К основным принципам государственного регулирования и контроля в электроэнергетике относятся:

- обеспечение единства технологического управления, надежного и безопасного функционирования ЕЭС России;

- эффективное управление государственной собственностью в электроэнергетике;
- обеспечение баланса экономических интересов поставщиков и потребителей энергии;
- обеспечение доступности электрической и тепловой энергии для потребителей и защита их прав;
- обеспечение социальной защиты населения от необоснованного повышения цен (тарифов) на электрическую и тепловую энергию;
- создание необходимых условий для привлечения инвестиций в целях функционирования и развития энергетики;
- развитие конкурентного рынка электрической энергии и мощности;
- обеспечение недискриминационного доступа к услугам Администратора торговой сети (АТС) оптового рынка;
- сохранение государственного регулирования в сферах электроэнергетики, в которых отсутствуют или ограничены условия для конкуренции;
- обеспечение доступа потребителей электроэнергии к информации о функционировании оптового и розничного рынков, а также деятельности субъектов рынков.

В электроэнергетике применяются следующие методы регулирования:

- регулирование инвестиционной деятельности субъектов естественных монополий;
- установление единых правил доступа к электрическим сетям и услугам по передаче энергии;
- государственное регулирование цен (тарифов) на отдельные виды продукции или услуг;
- управление государственной собственностью;
- лицензирование отдельных видов деятельности в сфере электроэнергетики;
- техническое регулирование в энергетике;
- государственный контроль за выполнением технических регламентов и требований к безопасной эксплуатации энергетических объектов.

#### *Контрольные вопросы к главе I*

1. Дайте определение электроэнергетической отрасли.
2. Перечислите основные типы электростанций и укажите их принципиальные отличия.
3. В чем заключаются принципиальные конструктивные особенности турбоагрегатов, устанавливаемых на ТЭЦ?
4. Укажите экономические предпосылки создания энергетических систем.
5. Перечислите основные виды энергосистем по территориальному охвату и укажите, какие ОЭС входят в состав ЕЭС России.
6. Охарактеризуйте региональные особенности развития энергетики в России.
7. Перечислите основные цели, принципы и методы государственного регулирования в электроэнергетике.



## ГЛАВА 2. Топливоснабжение тепловых электростанций

### 2.1. Классификация топлива по видам и маркам

Добытые из недр земли горючие энергетические ресурсы всех видов называются топливом. Виды топлива могут быть классифицированы по ряду признаков: характеру получения, содержанию углерода, агрегатному состоянию, качеству, назначению, стоимости.

- По характеру получения топлива выделяются первичное и преобразованное топливо. Первичное топливо — природные продукты (природный газ, уголь, природный уран). Преобразованное топливо — продукты переработки первичного топлива (мазут, угольные брикеты, обогащенный уголь).
- В свою очередь, топливо в зависимости от содержания углерода подразделяется на:
  - органическое топливо, содержащее углеводородные соединения (уголь, торф, нефть, природный газ, доменный и коксовый газы);
  - неорганическое топливо, не содержащее углеводородных соединений (уран, торий, плутоний).
- По агрегатному состоянию топливо подразделяется на твердое (уголь, торф, сланцы, дрова), жидкое (нефть, мазут, бензин), газообразное (природный газ, доменный газ, коксовый газ, газ сажевых печей).
- В зависимости от качественных характеристик выделяется высококачественное и низкокачественное топливо.

Универсальным показателем качества топлива является его низшая теплота сгорания  $Q_p^n$ . Для высококачественного топлива характерна высокая теплота сгорания  $35\div 40$  МДж/кг н.т. (9000–10000 ккал/кг н.т.) для мазута,  $30\div 35$  МДж/м<sup>3</sup> (8000–8500 ккал/м<sup>3</sup>) для природного газа,  $20\div 25$  МДж/кг н.т. (5000–6000 ккал/кг н.т.) для высококачественных углей при незначительном содержании примесей. Теплота сгорания низкокачественных видов топлива (низкосортных углей, торфа, сланцев) невелика  $6\div 15$  МДж/кг н.т. (1200–3000 ккал/кг н.т.), содержание примесей: золы, воды и серы значительно. Перевозка на большие расстояния низкокачественного топлива неэкономична, так как сопряжена с транспортом большого объема пустой породы.

В зависимости от качественных характеристик угли делятся по маркам (табл. 2.2). В основу определения марки угля положены такие показатели, как механическая прочность, спекаемость, содержание углерода в угле и выход летучих веществ, поскольку именно от них зависит коксующесть углей — свойство образовывать при нагреве без доступа воздуха прочное и пористое технологическое топливо — кокс.

Таблица 2.2

Марки углей

| Марки углей         | Вид топлива по назначению     |
|---------------------|-------------------------------|
| Б — бурый           | Энергетическое                |
| Г — газовый         | Энергетическое                |
| Д — длиннопламенный | Энергетическое                |
| Ж — жирный          | Технологическое (коксующийся) |
| К — коксовый        | Технологическое (коксующийся) |
| Т — тощий           | Энергетическое                |

- В основу классификации топлива по стоимости положена его цена, зависящая от качественных характеристик и дальности транспорта. К дорогому топливу относятся: дизельное топливо, мазут, природный газ, уголь шахтной добычи; к дешевому — уголь открытой добычи, торф, сланцы.

- По назначению выделяется энергетическое, технологическое, моторное и бытовое топливо (табл. 2.1):

Таблица 2.1

## Классификация топлива по назначению

| Топливо                                                                                                                       |                                                                                                                                  |                                                                                      |                                                                                                                     |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Энергетическое                                                                                                                | Технологическое                                                                                                                  | Моторное                                                                             | Бытовое                                                                                                             |
| Котельно-печное: используется для получения преобразованных видов энергии — электроэнергии и тепла в виде пара и горячей воды | Является непосредственным фактором технологического процесса: кокс (в доменном процессе), природный газ (в плавильных процессах) | Используется для двигателей внутреннего сгорания: бензин, керосин, дизельное топливо | Используется при децентрализованных схемах энергоснабжения быта (дрова, сжиженный газ, угольные и торфяные брикеты) |

В энергетических установках могут использоваться все виды топлива, однако, поскольку мощные парогенераторы ТЭС способны работать на низкокачественном топливе, имея сравнительно высокий КПД (80–90%), под *энергетическим топливом* подразумеваются специфические виды топлива, не пригодные для технологических целей и использования в качестве моторного и бытового топлива.

К энергетическому топливу относятся низкосортные и низкокачественные виды топлива:

- угли некоксуемых марок (бурый уголь, тощие угли);
- нефтепродукты, которые не могут быть использованы как моторное топливо (тяжелые нефтепродукты: мазут, топочное масло);
- все виды горючих газов, остающихся после удовлетворения бытовых и технологических нужд (природный газ, коксовый и доменный газы);

*Технологическим топливом* являются высококачественные угли, кокс, мазут, горючие газы с малым содержанием вредных примесей.

*Моторное топливо*: бензин, керосин, соляровое масло. Бензин относится к светлым легким фракциям переработки нефти, имеет высокую теплотворную способность и широко используется в двигателях внутреннего сгорания. На дизельном топливе (соляре) работают дизельные двигатели на автотранспорте, теплоходы, тепловозы, в энергетике — мелкие дизельные электростанции.

*Бытовое топливо*: к нему, в первую очередь, относится природный, а также сжиженный газ, который используется в сельской местности и при малоэтажной застройке в городах и поселках. Для бытовых потребителей невысокий КПД отопительных приборов, меньшая экологическая чистота, большая трудоемкость обслуживания установки должны компенсироваться высоким качеством топлива.

## 2.2. Стратегии топливоснабжения ТЭС

Производство электроэнергии и тепла характеризуется высокой топливоемкостью. Тепловые электростанции, расходуя около 30% добываемого в стране топлива, являются крупными потребителями органического топлива.

Структура потребления топлива отечественными тепловыми электростанциями претерпела в динамике существенные изменения. Если на первых российских станциях в основном использовалось высококачественное топливо: нефть и высокосортный уголь, то электростанций, построенные по плану ГОЭЛРО, были ориентированы на использование местного низкосортного топлива: бурых углей, торфа, сланцев. В последующие годы, вплоть до конца пятидесятых годов, в топливном балансе электростанций увеличивалась доля угольного топлива (табл. 2.3).

Таблица 2.3

## Структура потребления топлива на ТЭС России, %

| Годы | Мазут | Газ  | Уголь | Прочие виды | Итого |
|------|-------|------|-------|-------------|-------|
| 1940 | 8,7   | 2,3  | 69    | 20          | 100   |
| 1955 | 8,1   | 4,1  | 78    | 9,8         | 100   |
| 1965 | 18    | 12   | 65,1  | 4,9         | 100   |
| 1975 | 28,8  | 25,7 | 41,3  | 4,2         | 100   |
| 1995 | 10,8  | 61,5 | 25,9  | 1,8         | 100   |
| 2001 | 4,6   | 67,2 | 27,9  | 0,3         | 100   |

В шестидесятые годы началось интенсивное освоение газовых месторождений на Украине, Нижней Волге, месторождений нефти в Поволжье. Газификация городов в этот период и отсутствие вблизи от них газовых хранилищ большой емкости создавали сезонные (летние) избытки газа из-за уменьшения в летний период потребления газа коммунально-бытовым сектором. Эти избытки газа сжигали на тепловых электростанциях, в результате чего многие электростанции стали работать на двух видах топлива: зимой — на твердом, летом — на природном газе.

Стабилизация, а в последующем уменьшение объемов добычи нефти при одновременном углублении нефтепереработки привели к сокращению поставок мазута в электроэнергетику и компенсации недопоставок мазута природным газом. Газификация электроэнергетики сыграла стабилизирующую роль в энергоснабжении страны в 90-е годы, когда более чем на 40% сократилось промышленное производство и уменьшилось потребление газа в промышленности. Образовавшиеся избытки газа активно использовались в электроэнергетике, в результате в этот период удельный вес газа в топливном балансе электростанций России достиг более 65%, а на ТЭС европейской части страны этот показатель увеличился до 86%.

Сдвиг в структуре топливного баланса в сторону природного газа объясняется не только достаточностью запасов и объемов его добычи, но и рядом технологических и экономических преимуществ использования природного газа на электростанциях, так как газ является:

- самым экологически чистым и удобным для сжигания видом топлива, не требующим дополнительной подготовки;
- самым дешевым на внутреннем рынке видом топлива. До 1992 г. соотношение цен на уголь, газ, мазут составляло 1 : 1,3 : 1,7. В 1992 году цены на нефть и уголь были освобождены от регулирования, а цены на газ, регулируемые государством, подверглись искусственному сдерживанию. В результате цена газа для российских потребителей стала выше цен на уголь. В 2000 году тепловые электростанции Центральной России покупали газ в среднем за 11 долл./т у.т. (что было в 5–7 раз дешевле, чем на оптовом рынке Западной Европы), уголь за 16 долл./т у.т., а мазут за 35 долл./т у.т.
- транспорт газа по газопроводам обеспечивает большую надежность поставок топлива на электростанции по сравнению с транспортом угля и мазута по железным дорогам, особенно в зимний период;
- значительный удельный вес газообразного топлива в топливном балансе ТЭС снижает удельный расход топлива на производство энергии, сокращает нагрузку на биосферу, уменьшает удельные капитальные затраты в электростанции, работающие на газе, по сравнению с пылеугольными на 10–15%, а сравнительно низкая цена газа обеспечивает производство относительно дешевой электроэнергии и тепла. Вместе с тем высокая доля природного газа в топливном балансе ТЭС ставит топливообеспечение электростанций в зависимость от бесперебойности поставок газа в необходимых для отрасли объемах, что снижает энергетическую безопасность страны.

При всех преимуществах использования газа для производства электроэнергии и тепла природный газ не должен рассматриваться в качестве основного вида топлива для энергетических установок, так как эффективность использования его в других сферах значительно выше, чем в энергетике.

Любой вид ресурса, в том числе и природный газ, в первую очередь целесообразно использовать в тех процессах и установках, где его применение дает наибольший экономический эффект. Эффективность использования природного газа для выработки электроэнергии и тепла в мощных энергетических установках находится на самом последнем месте по сравнению с целым рядом других технологий, где газ используется не столько как топливо, сколько в качестве ценного химического сырья или одного из основных компонентов технологического процесса. Очередность применения природного газа с позиций его эффективного использования в производственных процессах приведена на рис. 2.1. В частности, природный газ в первую очередь целесообразно использовать как химическое сырье в химических процессах и в качестве топлива в коммунально-бытовых процессах, а также в процессах термообработки металлов в машиностроении при условии более высокой эффективности газификации этих процессов по сравнению с их электрификацией (уровень I).

не,  
ст-  
иза  
лт-  
ра-  
уг-  
ом-  
и-  
сь  
ав-  
од  
ро-  
та-  
чу-  
и-  
аз,  
и-  
ва-  
ду  
то  
ла-  
жк-  
м-  
ль-  
ет  
е-  
и-  
в-  
ю-  
ас-  
од-  
га-  
е-  
ль-  
ф-  
в  
е-  
ве  
са.  
из-  
дь  
п-  
на-  
по

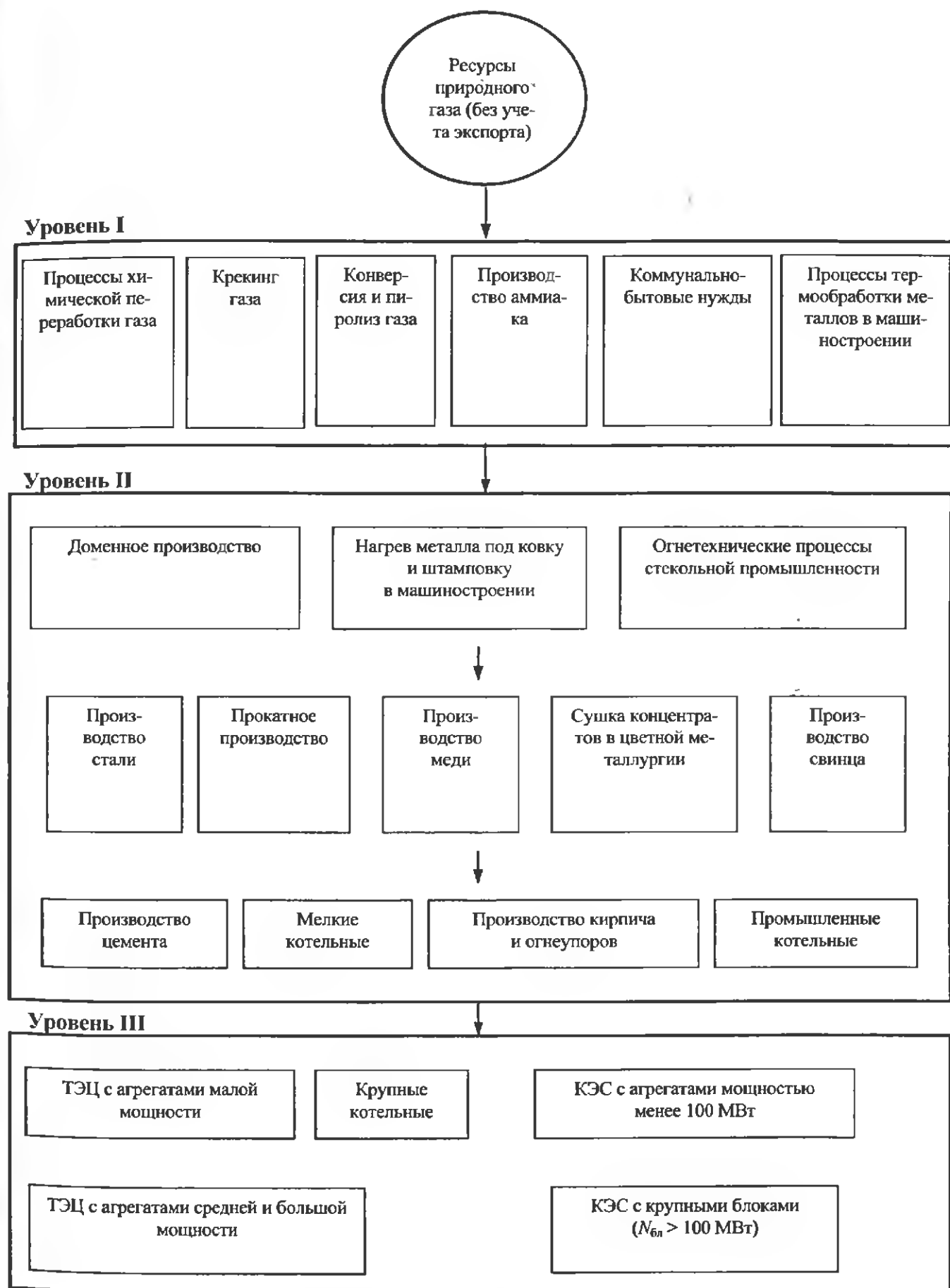


Рис. 2.1. Ранжирование производственных процессов по уровням эффективности использования природного газа [40]

Далее, по степени снижения эффективности использования, природный газ должен применяться в технологических процессах черной, цветной металлургии, промышленности строительных материалов, в промышленных и мелких котельных (уровень II).

В последнюю очередь (уровень III) природный газ используется в энергетических установках. Причем, учитывая, что энергетические установки имеют различный КПД сжигания топлива, снабжение их газом должно осуществляться в последовательности, соответствующей росту КПД агрегатов, а именно — сначала ТЭЦ и КЭС малой мощности, затем крупные котельные, ТЭЦ с агрегатами средней и большой мощности и, в последнюю очередь, КЭС с крупными энергетическими блоками.

Данные КЭС замыкают баланс природного газа, так как их мощные парогенераторы при работе на твердом топливе имеют КПД выше, чем КПД крупных котельных и парогенераторов ТЭЦ.

Учитывая ценность природного газа, в первую очередь, как химического сырья и топлива для технологических высокотемпературных процессов, а также важность его как экспортного товара, при значительных запасах угля и возможности его сжигания в топках парогенераторов ТЭС с высоким КПД, доля твердого топлива в топливном балансе России должна увеличиваться.

Необходимость перехода от стратегии использования газа к газо-угольной стратегии топливоснабжения ТЭС объясняется также рядом причин, проявившихся в последние годы в газовой отрасли и вынудивших ОАО «Газпром» обратиться в правительство РФ и РАО «ЕЭС России» с предложением о постепенном сокращении поставок природного газа в электроэнергетику с последующим их замораживанием на уровне 110 млрд м<sup>3</sup> к 2010 году\*. Стремление сократить поставки было вызвано появившимися в конце 90-х годов следующими негативными тенденциями в газовой промышленности:

- сокращением добычи газа на действующих месторождениях Западной Сибири, отставанием в обустройстве и освоении новых месторождений на Ямале, в Тюменской области и в Баренцевом море;
- нерациональной с позиции ОАО «Газпром» ценовой политикой искусственного сдерживания цен на газ на внутреннем рынке;
- необходимостью соблюдения экспортных поставок газа по долгосрочным контрактам в европейские страны и стремлением к увеличению экспорта газа в перспективе, так как именно экспорт обеспечивает приток валютных поступлений, столь необходимых для развития газовой отрасли. Заинтересованность Газпрома в расширении экспортных поставок обусловлена более высокой (в 5–7 раз) экспортной ценой газа по сравнению с ценой на внутреннем рынке. Возможность увеличения экспорта путем дополнительной добычи газа в ближайшие годы ограничена из-за дефицита финансовых средств ОАО «Газпром». В создавшейся ситуации выполнение договорных обязательств по экспорту стало возможным лишь при сокращении поставок газа на внутренний рынок и, в первую очередь, на энергетические нужды, ввиду ресурсной и технологической возможности замены его другими видами топлива, а также низкой эффективности использования газа на ТЭС.

Анализ международного опыта показывает, что при наличии достаточных запасов энергетических углей страны ориентируют свою тепловую энергетику на их использование при соблюдении экологических стандартов (табл. 2.4).

В 2002 году 37% электроэнергии, производимой в мире, вырабатывалось за счет сжигания угля. Прогнозируется, что доля угля в мировом производстве электроэнергии к 2010 году увеличится до 40%.

Таблица 2.4

Доля угля в топливном балансе ТЭС

| Страна    | Доля угля, % |
|-----------|--------------|
| Польша    | 91,0         |
| Австралия | 88,0         |
| Китай     | 59,0         |
| США       | 55,9         |
| ФРГ       | 55,1         |
| Англия    | 54,0         |
| Россия    | 27,9         |

\* Данное предложение не было реализовано.

В настоящее время прогнозные запасы углей на территории России оцениваются примерно в 4 трлн т, что составляет около 25% мировых запасов. При наличии достаточно больших ресурсов угля в стране доля угольного топлива, сжигаемого на ТЭС на протяжении многих лет, остается низкой, что обусловлено следующими причинами:

- более высокой ценой угольного топлива, поставляемого на электростанции, по сравнению с ценой природного газа;
- большей сложностью и трудоемкостью (по сравнению с газом и мазутом) подготовки угля к сжиганию на ТЭС (дробление, размол) и меньшей его экологичностью;
- ухудшением качественных характеристик угольного топлива. ТЭС, построенные в разные годы, проектировались с ориентацией на использование углей, добываемых из наиболее продуктивных и высококачественных угольных пластов. С течением времени высококачественные пласты были выработаны и пришлось перейти на добычу менее качественных углей. Ухудшению качества углей способствовало увеличение их добычи открытым способом в разрезах и карьерах мощными роторными экскаваторами, использование которых затрудняло селективную выемку угля. В результате теплота сгорания углей снижалась, а зольность повышалась (табл. 2.5).

Таблица 2.5

Изменение качественных характеристик углей

| Энергетические угли | Вид угля | Теплота сгорания, МДж/кг (ккал/кг) |            | Зольность, % |      |
|---------------------|----------|------------------------------------|------------|--------------|------|
|                     |          | 1965                               | 1995       | 1965         | 1995 |
| Донецкий Т          | кам.     | 26(6069)                           | 22(5245)   | 20,6         | 31,5 |
| Кузнецкий           | кам.     | 23(5480)                           | 21,5(5205) | 20,0         | 23,4 |
| Подмосковный        | бурый    | 10,5(2506)                         | 8,3(1998)  | 36,7         | 48,2 |

Для обеспечения надежной и экономичной работы ТЭС необходимо использование топлива стабильного качества, соответствующего проектным значениям, так как парогенераторы ТЭС проектируются на использование топлива конкретных марок и определенного качества и весьма чувствительны к его замене. Сжигание углей ухудшенного качества отрицательно сказывается на работе парогенераторов ТЭС, приводя к ограничению их производительности и увеличению удельного расхода топлива на выработку электроэнергии и тепла.

- Энергокомпании в последние годы вынуждены снижать потребление угля из-за постоянных перебоев с поставками твердого топлива, возникающих или по вине МПС, или по причине дефицита энергетических углей определенных марок. Причиной возникающего дефицита является сокращение объемов добычи из-за закрытия в процессе реструктуризации угольной отрасли более 180 неэффективных угольных предприятий общей производительностью 40 млн т энергетического угля в год.

### 2.3. Проблемы перехода к газо-угольной стратегии топливоснабжения ТЭС

В качестве альтернативы природному газу у электроэнергетики есть ядерное горючее, гидроэнергия, мазут и уголь. Однако существенного и быстрого увеличения выработки электроэнергии на ГЭС и АЭС в силу ряда объективных причин достичь невозможно. В создавшихся условиях единственным ресурсом, способным частично заменить природный газ, остается уголь.

Дефицит финансовых средств в угольной отрасли привел к тому, что она не обеспечивает потребность ТЭС в энергетических углях соответствующих марок. При планируемом Газпромом сокращении поставок газа до 110 млрд м<sup>3</sup> электростанции будут вынуждены замещать недостающие 20 млрд м<sup>3</sup> газа углем, что составит примерно 40 млн т угля.

Несмотря на высокий уровень обеспеченности России угольными запасами угледобывающей промышленности трудно обеспечить в ближайшие годы ощутимый прирост добычи энергетического угля в силу следующих причин:

- угольная промышленность во всем мире (за небольшими исключениями) не может существовать без государственных дотаций. Не составляет исключения в этом отношении и российская угледобывающая отрасль, для которой государственная финансовая поддержка недостаточна;

- высокая капиталоемкость и инерционность угольной отрасли не дает возможности за короткий срок увеличить объем добычи. Так, для увеличения добычи угля в шахтах необходимо прорубить ствол шахты, обустроить весь шахтный наземный комплекс, спустить и смонтировать оборудование под землей, там же проложить транспортные коммуникации, создать систему вентиляции, требующую дополнительных подземных вентиляционных каналов и т.д. Как правило период от начала вложения инвестиций в новый шахтный комплекс до начала добычи угля составляет не менее десяти лет. Увеличение добычи угля открытым способом требует меньшего периода времени.

Реализация газо-угольной стратегии в электроэнергетике требует:

- разработки и согласованного проведения единой научно-технической политики, одним из направлений которой является реконструкция и модернизация электростанций, запроектированных на сжигание угля (но использующих в настоящее время природный газ) с целью возврата их к первоначальному топливному режиму. По данным института «Энергосетьпроект» возврат к сжиганию угольного топлива возможен на 41 ТЭС, в том числе 15 ГРЭС и 26 ТЭЦ с общей мощностью 23,3 млн кВт;
- параллельно должны разрабатываться и внедряться новые экологически чистые технологии сжигания угольного топлива в классическом кипящем слое (факельно-кипящий слой, циркулирующий кипящий слой и его аналог — аэродинамический предтопок), в кипящем слое под давлением, а также активно внедряться новые паро-газовые технологии;
- фактором, определяющим масштабы вовлечения угольного топлива в топливный баланс ТЭС, станет соотношение цен на газообразное и угольное топливо. Относительно меньший рост цен на уголь сможет способствовать усилению его позиций в балансе электростанций. Низкая конкурентоспособность российских углей на мировом рынке (кроме Кузнецких и Восточно-Сибирских), способствует формированию устойчивых рыночных связей на внутреннем рынке между потребителями и поставщиками угля. Сдерживает формирование рыночных отношений в топливоснабжении электростанций почти монополярная зависимость электростанций от поставщиков топлива, так как энергетическое оборудование (парогенераторы) проектируется на использование топлива определенного вида и качества, от которых жестко зависят технико-экономические показатели работы станции. Организационно проблема снабжения электростанций проектным топливом может быть решена усилением горизонтальных связей станций с поставщиками топлива путем заключения долгосрочных контрактов на весь период эксплуатации оборудования электростанций или созданием энергоугольных компаний;
- переход к газо-угольной стратегии в энергетике предполагает решение проблемы повышения качества угля. Угледобывающая промышленность должна обеспечить поставку углей стабильного качества с отклонениями от проектных характеристик в пределах допустимых величин: не более 3% по  $Q_p$  и 4% по зольности. Выход из создавшейся ситуации видится в обогащении низкокачественных углей специально для пылевидного сжигания на электростанциях или получении из угля жидкого топлива;
- реализация угольной стратегии в электроэнергетике невозможна без широкого вовлечения углей Канско-Ачинского месторождения открытой добычи. По оценкам специалистов угли Кузнецкого месторождения целесообразно использовать на ТЭС вплоть до районов Северо-Запада, а угли Канско-Ачинского месторождения — вплоть до Центра при условии их предварительного обогащения. В настоящее время на разрезах КАТЭКа имеются законсервированные производственные мощности и разведанные запасы угля, подготовленные к добыче дешевым открытым способом с использованием высокопроизводительной техники непрерывного действия, в то время, как увеличение добычи кузнецких углей шахтным способом требует значительных инвестиций и нескольких лет на сооружение дополнительных шахт.

В целом увеличение доли угольного топлива в топливном балансе ТЭС позволит не только частично высвободить ресурсы газа, но и усилить энергетическую безопасность страны. Газо-угольная стратегия топливоснабжения энергетики предполагает, что уголь должен стать основным видом топлива не только для районов его традиционного использования — Сибири и Дальнего Востока, но и для районов Урала и Европейской части страны, что снизит в перспективе зависимость энергетики от поставок газа.

## 2.4. Влияние качественных характеристик углей на технико-экономические показатели тепловых электростанций

Повышение качества угольного топлива является одной из первостепенных проблем при переходе к газо-угольной стратегии, так как низкие качественные характеристики добываемых углей и сжигание непроектных видов топлива на ТЭС приводят к следующим негативным последствиям:

- повышение зольности угля на 1% выше проектной величины сопряжено с дополнительными потерями тепла с механическим недожогом в размере 0,32–0,39%, что снижает КПД парогенератора и увеличивает удельный расход топлива на Гкал тепла. Рост зольности топлива увеличивает расход натурального топлива на выработку одного и того же количества электроэнергии, при этом на электростанции возникают дополнительные затраты, связанные с его складированием, обработкой, сжиганием, золоудалением, что увеличивает расход электроэнергии на собственные нужды ТЭС;
- при высокой зольности в процессе горения поверхность угольных частиц покрывается шлаковой пленкой, затрудняющей газообмен между угольной частицей и окружающей средой, что приводит к резкому снижению скорости выгорания угля и затмнению топки. В связи с этим на электростанциях используется «подсветка» топки парогенератора мазутом, расход которого при снижении теплоты сгорания на 15% увеличивается на 18–20%;
- парогенераторы при работе на проектном топливе имеют запас производительности 3%, вспомогательное оборудование парогенераторов — пылеприготовительные и тягодутьевые устройства — до 10%. При работе на топливе ухудшенного качества производительности котлов и вспомогательного оборудования для обеспечения номинальной мощности блока недостаточно. Ограничение мощности возникает из-за исчерпания резервов топливоподающего и пылеприготовительного оборудования. Но чаще ограничения мощности вызываются усилением шлакования и ростом сопротивления газового тракта (недостатком тяги) вследствие увеличения зольности. Среднее снижение мощности тепловой электростанции составляет 3% на каждый процент возрастания зольности;
- с увеличением зольности твердого топлива исчерпываются резервы, заложенные при расчете систем золоулавливания и золошлакоудаления, и появляется необходимость в установке дополнительного оборудования, золошлакопроводов, строительстве и расширении золошлакоотвалов;
- с ростом зольности угля увеличивается механический износ нагревательных и хвостовых поверхностей парогенератора в результате трения золовых частиц о трубные поверхности. Сокращается длительность межремонтного периода, увеличивается время простоя агрегатов в ремонте, что вызывает рост себестоимости энергии. Вместе с тем во время вынужденных простоев агрегатов в энергосистеме вводятся в работу малозаконономичные резервные агрегаты, увеличивающие среднюю себестоимость одного киловаттчаса по всей энергетической компании;
- рост трудозатрат на эксплуатационное и ремонтное обслуживание ТЭС при ухудшенном качестве топлива требует увеличения численности эксплуатационного и ремонтного персонала, что приводит к росту затрат на оплату труда и отчислений на социальные нужды;
- ухудшение качества топлива вызывает дополнительный расход металла на изготовление основного и вспомогательного оборудования электростанции. По оценке проектных организаций на каждый процент роста зольности угля удельные капитальные затраты на ТЭС возрастают примерно на 5% из-за увеличения производительности и числа механизмов топливоподачи, золошлакоудаления и роста площади золоотвалов;
- в целом рост зольности угля вызывает снижение КПД парогенератора, увеличение удельного расхода топлива на производство гигакалории тепла и кВт·ч электроэнергии, рост удельных капитальных затрат на строительство электростанций и увеличение себестоимости электрической и тепловой энергии.



*Контрольные вопросы к главе 2*

1. Укажите классификационные признаки видов топлива.
2. Чем обусловлен высокий удельный вес природного газа в структуре топливного баланса ТЭС?
3. Какова очередность использования природного газа в топливопотребляющих процессах с позиций достижения высокой эффективности его использования?
4. В чем причины низкого удельного веса угольного топлива в топливном балансе ТЭС России?
5. Охарактеризуйте экономические и технические проблемы, связанные с увеличением доли угольного топлива в топливном балансе ТЭС.
6. Поясните влияние качественных характеристик топлива на технико-экономические показатели работы основного оборудования ТЭС.

## ГЛАВА 3. Реформирование электроэнергетики России

### 3.1. Приватизация и акционирование собственности в электроэнергетике: цели, задачи, основные итоги

Российская электроэнергетика вплоть до 1992 года по виду собственности и характеру управления была государственной. При полной вертикальной интеграции процессов производства, передачи, распределения и сбыта энергии система управления отраслью имела двухуровневую структуру: высший уровень — Министерство энергетики и электрификации, низший уровень — производственные объединения энергетики (ПОЭ). ПОЭ имели статус юридического лица; электростанции, сетевые предприятия, сбытовые организации, ремонтные заводы входили в состав ПОЭ на правах структурных подразделений.

Планирование функционирования и развития энергетики осуществлялась централизованно: Госплан РФ выдавал плановые задания Минэнерго, которое спускало планы по производству энергии ПОЭ. В отличие от других отраслей, в силу объективных причин (изменения погодных условий, водности года), энергетики имели право в конце года корректировать план по факту. Весь получаемый доход (прибыль, амортизация) изымался у ПОЭ и аккумулировался в госбюджете, после чего Правительство выделяло отрасли средства для строительства энергетических объектов, включенных в титульный список строек.

Государство в централизованном порядке устанавливало цены на топливо, тарифы на электрическую и тепловую энергию, пересматривая прейскуранты цен и тарифов не чаще одного раза в пять лет.

В конце 80-х годов на начальном этапе либерализации экономики страны ослабляется государственное влияние на предприятия и регионы: сокращаются госбюджетные ассигнования, сворачивается система планирования, предприятия и регионы стремятся к большей экономической самостоятельности, в результате все острее проявляется несоответствие действующей централизованной системы управления новым формам хозяйствования, что приводит к деформации не только внешних по отношению к энергетике, но и внутриотраслевых экономических отношений:

- возрастает монополизм энергоизбыточных районов. Удорожание электроэнергии, в том числе и в избыточных районах (из-за роста оплаты труда, цен на топливо, и пр.) в большей степени перекладывается на потребителей энергодефицитных районов путем установления необоснованно высоких тарифов на продажу электроэнергии в другие энергосистемы;
- при наличии избытков энергии и мощности, энергоизбыточные объединения не стремились к развитию собственных генерирующих мощностей, а энергодефицитные ПОЭ, покупая электроэнергию по завышенным тарифам, не имели средств для строительства новых электростанций, что тормозило развитие электроэнергетики и экономики этих районов;
- высокая капиталоемкость строительства энергетических объектов требовала инвестиций, объемы которых были не под силу даже финансово благополучным энергоизбыточным системам;
- отсутствие конкуренции среди производителей энергии. Электростанции, будучи подразделениями ПОЭ и не имея экономической самостоятельности, были незаинтересованы в конкуренции между собой. К тому же действующий механизм регулирования тарифов, введенный в 1992 году, не стимулировал производителей к снижению себестоимости, позволяя покрыть расходы даже самой низко экономической электростанции;
- потребители не имели права выбора поставщика энергии из-за отсутствия конкуренции между производителями энергии и монопольного положения энергоснабжающей организации на обслуживаемой ею территории;
- спад промышленного производства, сокращение энергопотребления, нарушение хозяйственных связей с поставщиками ресурсов, инфляционные процессы и неплатежи за энергию вызывали снижение эффективности работы ПОЭ и отрасли в целом.

После выхода Указа Президента РФ от 01.07.1992 года № 1721, предоставившего структурным подразделениям право выхода из состава предприятий и организации самостоятельных акционерных обществ, возникла опасность развала ЕЭС, нарушения энергоснабжения и энергетической безопасности России. Создававшаяся ситуация требовала перехода к децентрализации управления на основе новых имущественных отношений, возникла необходимость разгосударствления (приватизации) собственности и перехода к иным формам собственности, в том числе акционерной.

Основными целями реформирования энергетики на базе приватизации и акционирования собственности были следующие:

- создание в лице АО эффективных собственников, способных конкурировать между собой, что позволило бы повысить эффективность энергетического производства, снизить себестоимость и тарифы на электроэнергию и тепло;
- формирование конкурентного оптового и розничного рынка энергии и мощности с необходимой рыночной инфраструктурой при обязательном сохранении целостности электроэнергетического комплекса России;
- повышение эффективности энергетического производства, создание привлекательных условий для инвесторов и увеличение притока инвестиций в отрасль.

Созданию конкурентного рынка энергии и мощности в тот период препятствовали в основном два фактора: первый — монопольное давление энергоизбыточных ПОЭ на энергодефицитные районы и второй — размещение системообразующих ЛЭП на территории практически всех ПОЭ и отсутствие у них единого хозяина. Для устранения этих факторов до начала процессов приватизации и акционирования надлежало выполнить ряд антимонопольных мер:

- устранить монопольное влияние избыточных энергообъединений на рынок электрической энергии и мощности. Для этого программой приватизации собственности в электроэнергетике было предусмотрено вывести из состава энергообъединений 51 электростанцию: ГРЭС с установленной мощностью 1000 МВт и выше и ГЭС с установленной мощностью 300 МВт и выше — общей мощностью 95 825 МВт. После вывода крупных электростанций многие энергообъединения становились энергодефицитными и должны были покупать электроэнергию на оптовом рынке;
- в целях сохранения ЕЭС России как единого электроэнергетического комплекса и организации свободного доступа производителей и потребителей к электрическим сетям следовало сосредоточить системообразующие линии электропередач и подстанций напряжением 220 кВ и выше на балансе одного собственника.

После выполнения указанных условий и создания необходимой законодательной базы (указы Президента РФ № 721 от 01.07.1992 г.; № 992 от 14.08.1992 г.; № 993 от 15.08.1992 г.) начался процесс приватизации и частичного акционирования собственности в энергетике.

Основными объектами акционирования были определены производственные объединения энергетики (ПОЭ), которые, имея в своем составе электростанции, электрические и тепловые сети, а также ремонтные предприятия, реализовали полный цикл производства, передачи, распределения и сбыта энергии и обеспечивали надежное энергоснабжение потребителей на закрепленной за ними территории.

В соответствии с программой приватизации трудовыми коллективами энергетических предприятий были выбраны в основном два варианта приватизации (рис. 3.1), отличающиеся льготами трудовому коллективу при приобретении акций. В обоих вариантах не менее 49% акций приватизируемых энергообъединений оставались в собственности государства.

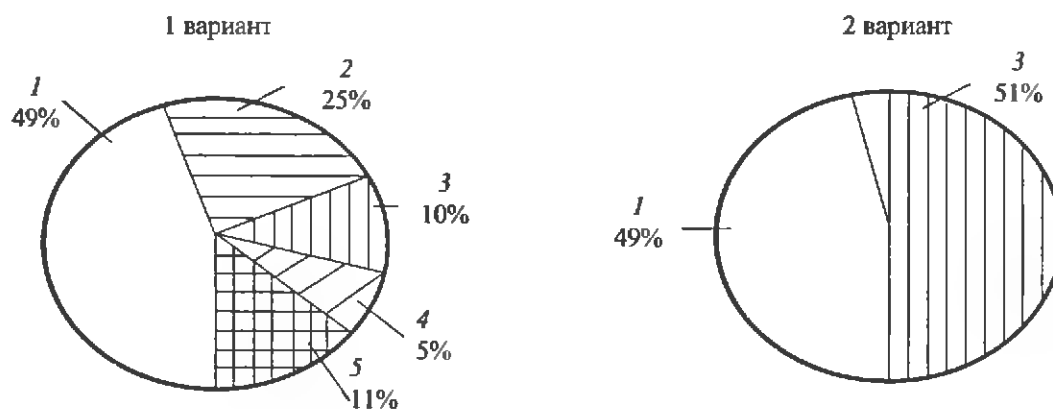


Рис. 3.1. Варианты приватизации собственности в электроэнергетике:

- 1 — акции, принадлежащие государству и передаваемые Госкомимуществом РФ в уставный капитал РАО «ЕЭС России»; 2 — именные привилегированные акции, передаваемые членам трудового коллектива приватизируемого предприятия безвозмездно; 3 — обыкновенные акции, приобретаемые членами трудового коллектива приватизируемого предприятия по открытой подписке; 4 — обыкновенные акции, приобретаемые должностными лицами из администрации приватизируемого предприятия по номинальной стоимости (опцион руководства); 5 — акции, поступающие в свободную продажу на рынок ценных бумаг

В целях поддержания надежного энергоснабжения страны, реализации преимуществ параллельной работы электростанций в составе ЕЭС, координации инвестиционных программ и организации рынка энергии и мощности в декабре 1992 года была учреждена холдинговая компания Российское акционерное общество энергетики и электрификации РАО «ЕЭС России», в уставный капитал которого Госкомимуществом РФ передавались принадлежащие государству пакеты акций приватизируемых энергетических предприятий и организаций, 100% имущества крупных ГРЭС и ГЭС, системообразующих ЛЭП и подстанций, имущество ЦДУ и семи ОДУ (рис. 3.2). На базе ЦДУ ЕЭС России было образовано дочернее акционерное общество РАО, ОДУ получили статус филиалов РАО «ЕЭС России».

Научно-исследовательские организации и проектные институты Минтопэнерго РФ преобразовывались в акционерные общества без приватизации, но с предоставлением работникам этих предприятий права приобретения акций РАО «ЕЭС России», при этом 100% имущества этих организаций передавалось в уставный капитал РАО.

Энергостроительные тресты, и предприятия были отданы на прямую приватизацию. При этом для сохранения единого управления разбросанными по всей территории страны энергостроительными предприятиями передавался принадлежащий государству пакет акций этих предприятий в размере 25,5% в трастовое управление РАО «ЕЭС России» (рис. 3.2).

Для обеспечения стабильной безопасной эксплуатации и развития атомной энергетики на основании Указа Президента Российской Федерации от 07.09.92 г. № 1055 был создан Государственный Концерн «Росэнергоатом» — организация, эксплуатирующая атомные электростанции Российской Федерации, в основные функции которой входило: обеспечение безопасной эксплуатации, реконструкции, технического перевооружения и нового строительства АЭС, снабжение электростанций ядерным топливом и заключение договоров на продажу на ФОРЭМ электроэнергии, производимой атомными станциями.

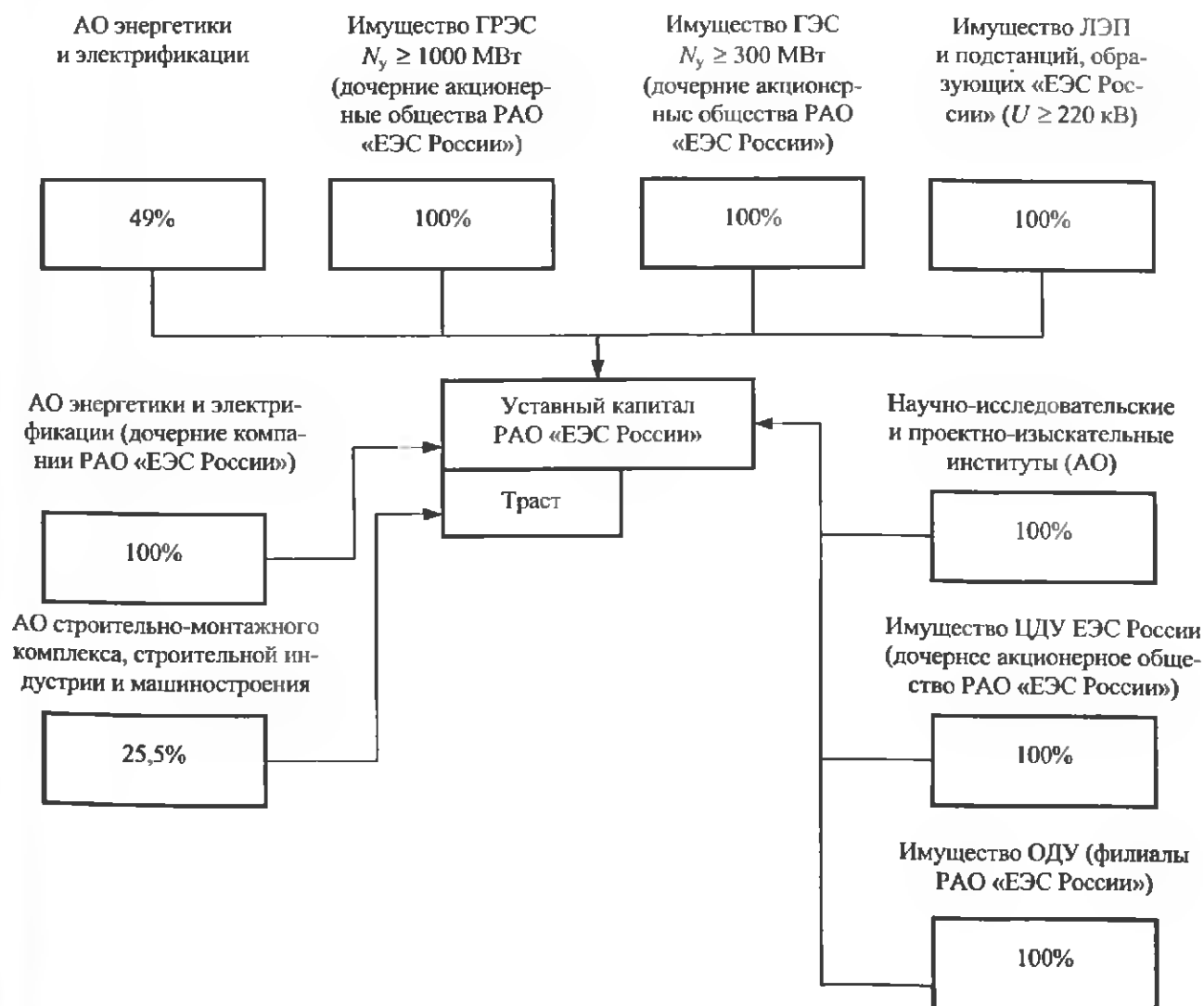


Рис. 3.2. Формирование уставного капитала РАО «ЕЭС России»

К основным итогам реформ, проводимых в энергетике в 90-е годы, следует отнести:

- образование на базе ПОЭ 72-х региональных акционерных обществ энергетики и электрификации, (АО-энерго) в уставный капитал которых было передано имущество КЭС с установленной мощностью менее 1000 МВт, гидроэлектростанций с установленной мощностью до 300 МВт, ТЭЦ, распределительных электрических и тепловых сетей, а также инфраструктурных объектов, необходимых для нормального функционирования АО-энерго. АО-энерго несли ответственность за энергоснабжение потребителей, за сохранность вверенных им энергетических объектов и обеспечение готовности к несению нагрузки в пределах установленной мощности; они могли выполнять функции заказчиков по проектированию и строительству на подведомственной им территории;
- учреждение холдинговой компанией РАО «ЕЭС России» ее дочерних, зависимых компаний, филиалов и представительств;
- создание концерна «Росэнергоатом» в виде государственного унитарного предприятия с правом хозяйственного ведения;
- положено начало формированию федерального оптового рынка энергии и мощности (ФОРЭМ) и розничного потребительского рынка. Продавцами (поставщиками) энергии и мощности на ФОРЭМ выступали крупные ГРЭС с  $N_y \geq 1000$  МВт и ГЭС с  $N_y \geq 300$  МВт (дочерние компании РАО), атомные электростанции и энергоизбыточные АО-энерго; покупателями — дефицитные АО-энерго и крупные потребители электроэнергии (рис. 3.3), перечень которых определялся Правительством РФ.

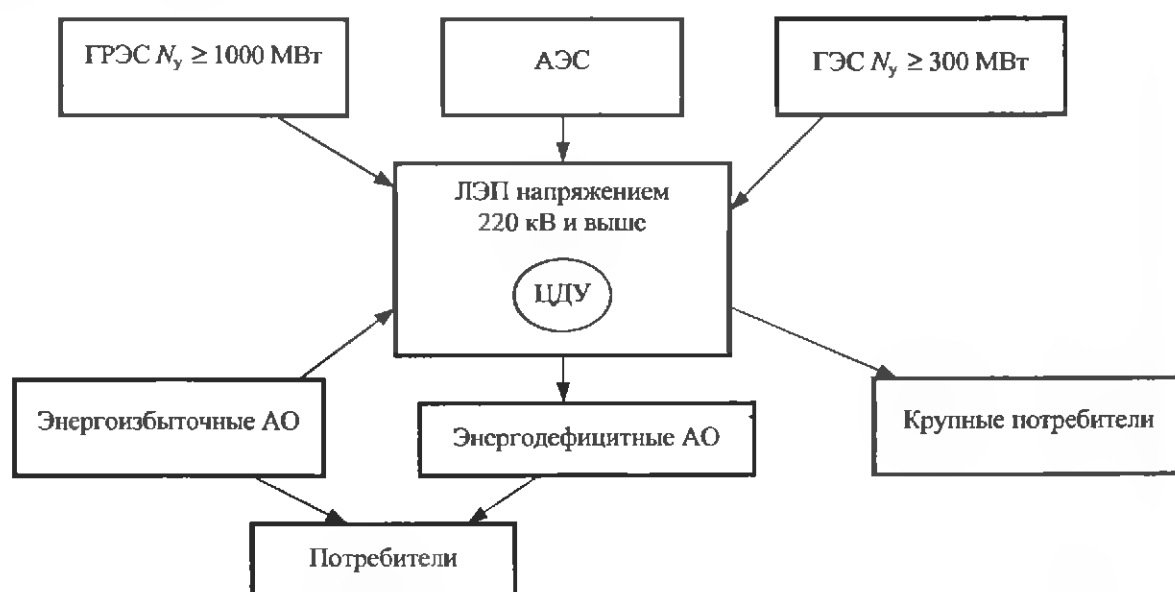


Рис. 3.3. Схема организации ФОРЭМ и потребительских рынков энергии и мощности в 90-е годы

Продавцами энергии (мощности) на розничном рынке выступали АО-энерго (энергоизбыточные и энергодефицитные), потребителями — промышленные, непромышленные, коммунальные потребители и население.

Функции организатора оптового рынка энергии и мощности выполняло РАО «ЕЭС России», созданное с целью сохранения управляемости Единой энергетической системой России, как единым технологическим комплексом, и создания условий для организации конкурентного рынка энергии и мощности. В функции РАО «ЕЭС России» также входили:

- производство, передача и распределение электрической энергии;
- управление Единой энергетической системой России, в том числе оперативно-диспетчерское управление процессами производства и передачи энергии;
- технический надзор и поддержание в работоспособном состоянии электростанций и электрических сетей;

- оказание услуг по организации функционирования и развития ЕЭС России, предоставляемых на оптовом рынке энергии и мощности;
- организация работ, обеспечивающих сбалансированное развитие ЕЭС России, в том числе прогнозирование спроса на энергию, проектирование, инвестирование и строительство энергетических объектов.

Являясь крупнейшей энергетической компанией России, РАО «ЕЭС России» играло и играет доминирующую роль в энергетическом комплексе страны (табл. 3.1).

Структурно РАО «ЕЭС России» с конца 90-х годов функционирует в виде *Общества, Холдинга, Группы* (рис. 3.4).

*Общество*, включая его филиалы и представительства, является головной (материнской) компанией РАО «ЕЭС России».

В *Холдинг* входят Общество, его дочерние и зависимые общества: АО-энерго, АО-электростанции, ОАО «ЦДУ ЕЭС России», ЗАО «ЦДР ФОРЭМ», федеральная сетевая компания (ФСК), пять управляющих энергетических компаний, Администратор торговой сети (АТС) оптового рынка энергии и мощности.

*Группа* включает Холдинг и все остальные (дочерние и зависимые) общества, в функции которых не входит производство и передача электроэнергии и тепла, в том числе — научно-исследовательские, проектно-конструкторские, строительные, обслуживающие и непрофильные организации.

Таблица 3.1

Доля Холдинга РАО «ЕЭС России» в Российском электроэнергетическом комплексе на 01.01.2003 г.

| Показатели                                      | Единицы измерения | Россия | Холдинг РАО «ЕЭС России» | Доля Холдинга РАО «ЕЭС России» в энергетике России, % |
|-------------------------------------------------|-------------------|--------|--------------------------|-------------------------------------------------------|
| 1. Установленная мощность электростанций, всего | млн кВт           | 214,5  | 156,1                    | 72,5                                                  |
| в том числе ТЭС                                 | То же             | 147,0  | 122                      | 82,3                                                  |
| ГЭС и ГАЭС                                      | То же             | 44,8   | 34,1                     | 76,9                                                  |
| АЭС                                             | То же             | 22,7   | —                        | —                                                     |
| 2. Выработка электроэнергии, всего              | млрд кВт · ч/год  | 875,0  | 626,8                    | 70,6                                                  |
| в том числе ТЭС                                 |                   | 576,0  | 501                      | 86,9                                                  |
| ГЭС и ГАЭС                                      |                   | 159,0  | 125,8                    | 71,8                                                  |
| АЭС                                             |                   | 140,0  | —                        | —                                                     |
| Отпуск тепла                                    | млн Гкал/год      | 1451,0 | 480,3                    | 33,1                                                  |
| Протяженность ЛЭП                               | млн км            | 2,6    | 2,50                     | 97                                                    |

Основные направления деятельности компании РАО «ЕЭС России» формируются для трех уровней:

1. Собственная (бизнес-) деятельность Общества, включающая пять направлений, определяющих доходы Общества: генерация и сбыт энергии, производимой собственными электростанциями, передача энергии, диспетчерско-технологическое управление, управление собственностью и управление экспортом электроэнергии.

2. Функции материнской компании Холдинга охватывают координацию производственной, сбытовой, финансовой и инвестиционной деятельности энергетических компаний, входящих в Холдинг; взаимодействие с органами государственного управления и управление оптовым рынком энергии и мощности.

3. Группа РАО «ЕЭС России» наряду с вышеперечисленными сферами деятельности Холдинга занимается научно-исследовательской работой, проектированием и строительством энергетических объектов.

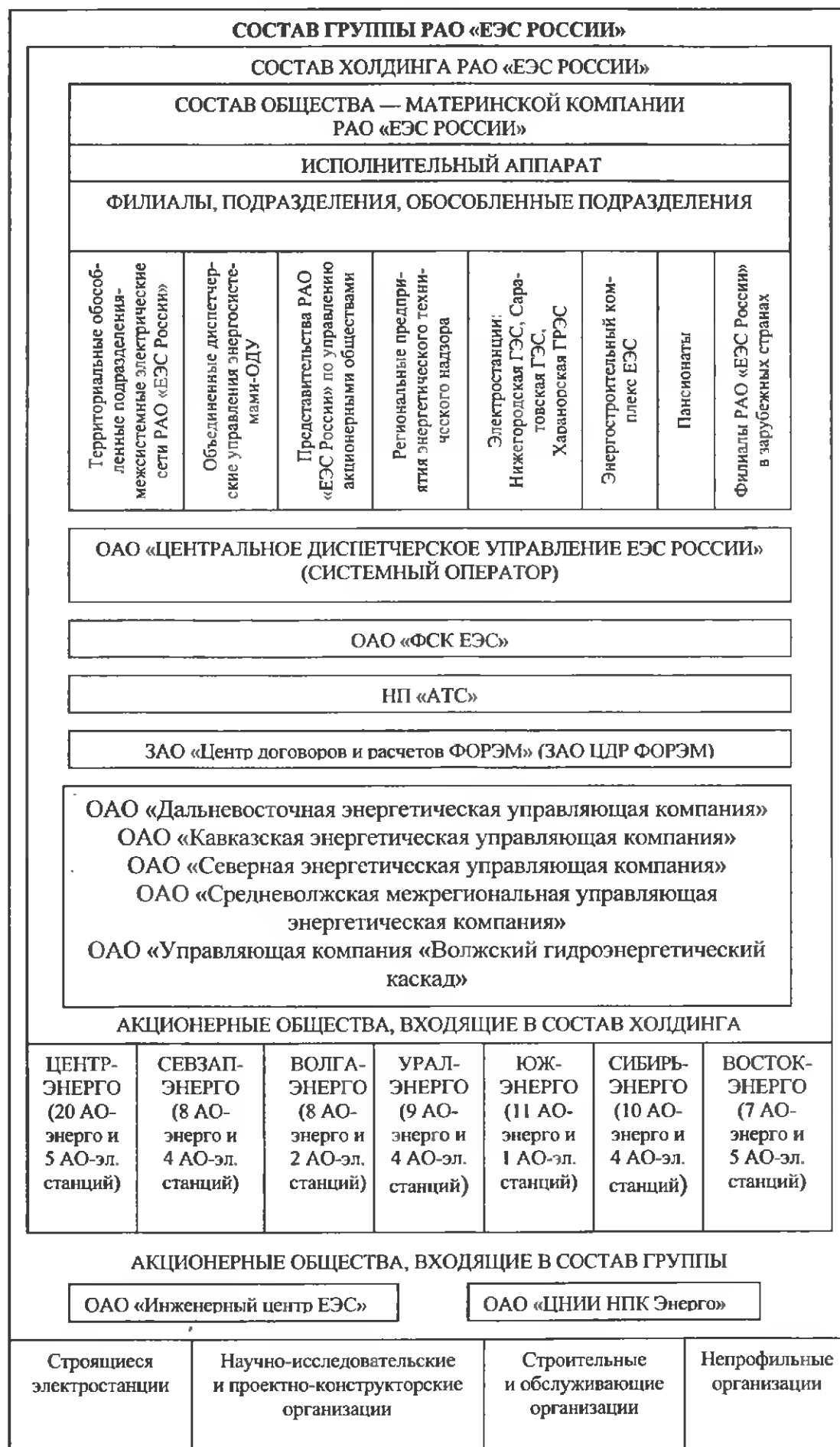


Рис. 3.4. Организационная структура РАО «ЕЭС России»

РАО «ЕЭС России» — одно из самых крупных российских акционерных обществ, контрольный пакет акций которого находится в собственности государства. В структуре акционерного капитала РАО, равного на 01.01.2003 г. более 43 млрд руб., консолидированный государственный пакет акций составляет 52,55%, остальные акции принадлежат российским и иностранным юридическим и физическим лицам (рис. 3.5).

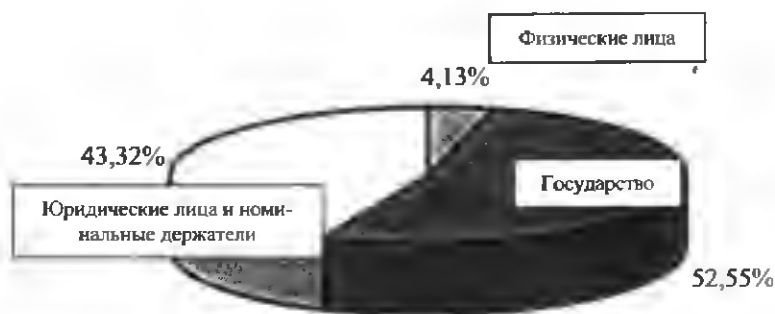


Рис. 3.5. Структура акционерного капитала РАО «ЕЭС России»

Акции РАО «ЕЭС России» входят в число «голубых фишек» — наиболее ликвидных акций фондового рынка.

### 3.2. Организационно-правовые формы юридических лиц — субъектов энергетического рынка

В процессе приватизации и акционирования собственности в электроэнергетике сформировались субъекты предпринимательской деятельности, имеющие новые организационно-правовые формы: акционерные общества, дочерние АО, филиалы и представительства. В атомной энергетике создано федеральное государственное унитарное предприятие концерн «Росэнергоатом». Учитывая, что вновь созданные хозяйствующие субъекты наделены разными правами и отличаются разной мерой ответственности, возникающей в ходе предпринимательской деятельности, целесообразно на базе гражданского кодекса РФ и Федерального закона «Об акционерных обществах» сформулировать особенности их правового положения.

*Предпринимательской* является самостоятельная, осуществляемая на свой риск деятельность, направленная на систематическое получение прибыли от использования имущества, продажи товаров, выполнения работ или оказания услуг лицам, зарегистрированным в этом качестве в установленном законом порядке.

Основными субъектами предпринимательской деятельности выступают юридические и физические лица.

*Юридическим лицом* (статья 48 ГК РФ) признается организация, которая:

- имеет в собственности, хозяйственном ведении или оперативном управлении обособленное имущество и имеет самостоятельный баланс или смету: обособленное имущество должно принадлежать юридическому лицу на праве собственности либо находиться в хозяйственном ведении или оперативном управлении. Это требование исключает возможность образования юридических лиц на базе имущества, полученного по договору имущественного найма, или на основе заемных средств при отсутствии вкладов собственных средств в уставный капитал учредителей юридического лица;
- отвечает по своим обязательствам собственным имуществом, что создает для кредиторов гарантию возмещения их имущественных претензий;
- может от своего имени приобретать и осуществлять имущественные и личные неимущественные права, то есть от своего имени заключать договоры: купли-продажи, поставки, аренды, займа и пр.;
- может быть истцом и ответчиком в суде, то есть предъявлять иски к дебиторам и отвечать собственным имуществом перед кредиторами.



В зависимости от целей деятельности среди субъектов предпринимательской деятельности выделяются: коммерческие и некоммерческие организации.

*Коммерческими* организациями являются юридические лица, преследующие в качестве основной цели своей деятельности получение прибыли. Коммерческие организации могут создаваться в форме хозяйственных товариществ, хозяйственных обществ, производственных кооперативов, унитарных предприятий.

*Некоммерческими* организациями являются организации, не имеющие в качестве основной цели получение и распределение прибыли между участниками процесса (потребительские кооперативы, благотворительные фонды, общественные или религиозные объединения). Такие юридические лица вправе заниматься коммерческой деятельностью только в рамках и объемах, необходимых для достижения их уставных целей.

В соответствии с Гражданским кодексом РФ юридические лица, являющиеся коммерческими организациями, могут создаваться в следующих организационно-правовых формах:

- *хозяйственные товарищества* — это полные товарищества и товарищества на вере (коммандитные товарищества);
- *хозяйственные общества*, в которые входят общества с ограниченной ответственностью, общества с дополнительной ответственностью, акционерные общества;
- *унитарные предприятия*;
- *производственные кооперативы*.

*Акционерное общество (АО)* — это общество, уставный капитал которого разделен на определенное количество акций. Общий принцип формирования АО — добровольное соглашение юридических и/или физических лиц, объединяющих свои средства путем выпуска акций.

Акционерное общество является юридическим лицом, имеет в собственности обособленное имущество, учитываемое на его самостоятельном балансе, может от своего имени приобретать и осуществлять имущественные и личные неимущественные права, нести обязанности, быть истцом и ответчиком в суде.

Акционерное общество может быть закрытым (ЗАО) или открытым (ОАО).

Характерными особенностями закрытого *акционерного общества* являются:

- акции ЗАО распределяются только между его учредителями или среди заранее определенного круга лиц;
- ЗАО не имеют права проводить открытую подписку на выпускаемые ими акции или иным образом размещать акции среди ограниченного круга лиц;
- число акционеров ЗАО не должно превышать пятидесяти человек; при превышении этой величины ЗАО в течение года должно преобразоваться в ОАО, в противном случае общество подлежит ликвидации в судебном порядке;
- минимальный размер уставного капитала должен быть не менее стократной суммы минимального месячного размера оплаты труда, установленного федеральным законодательством на дату государственной регистрации общества.

*Открытое акционерное общество:*

- вправе проводить открытую подписку на выпускаемые им акции и осуществлять их свободную продажу;
- акционеры ОАО вправе продавать и передавать другим лицам принадлежащие им акции без согласия других акционеров;
- число акционеров ОАО не ограничено;
- минимальный размер уставного капитала ОАО должен быть не менее тысячекратной величины минимального месячного размера оплаты труда, установленного Федеральным законодательством на дату государственной регистрации общества.
- в структуре акций ОАО, привилегированные акции не должны превышать 25% от уставного капитала общества.

Акционерное общество может иметь дочерние и зависимые акционерные общества с правами юридического лица.

Акционерное общество признается дочерним (ДАО), если материнское (основное) хозяйственное общество в силу преобладающего участия в его уставном капитале (либо в соответствии с заключенным между ними договором, либо иным образом) имеет возможность влиять на решения, принимаемые таким обществом.

*Дочернее акционерное общество:*

- фактически подчинено и подконтрольно материнскому акционерному обществу;
  - действует в интересах материнского, поскольку последнее направляет и контролирует деятельность дочернего;
  - в отношениях с другими хозяйствующими субъектами ДАО выступают самостоятельно;
  - не отвечает по долгам основного АО;
  - имеет право требовать возмещения убытков, причиненных ему основным АО.
- Законодательством предусмотрено два вида ответственности основного АО по долгам дочернего:
- первый вид — это солидарная ответственность, которая имеет место в случае, когда основное АО обладает правом давать обязательные для исполнения указания своему ДАО, что должно быть зафиксировано в договоре между материнским АО и ДАО, или предусмотрено в уставе ДАО;
  - второй вид — субсидиарная ответственность основного общества по долгам дочернего; она имеет место, если ДАО стало несостоятельным или банкротом по вине основного акционерного общества. В этом случае акционеры ДАО вправе требовать возмещения убытков, причиненных дочернему обществу по вине основного общества.

Акционерное общество является *зависимым*, если другое преобладающее общество имеет более 20% голосующих акций указанного общества.

Акционерные общества могут создавать *филиалы* и открывать *представительства* на территории РФ и за ее пределами.

*Филиалом* общества является его обособленное подразделение, расположенное вне места нахождения основного АО и осуществляющее все его функции, имеющее свой баланс и субсчет в банке. АО наделяет филиал имуществом, учитываемым как на балансе филиала, так и на балансе основного АО. Филиал не имеет права от своего имени заключать договора, руководители филиалов и представительств действуют от имени и по доверенности, создавших их юридических лиц. Филиал не является юридическим лицом и действует на основании утвержденного обществом Положения. Ответственность за деятельность филиала несет создавшее его общество.

*Унитарным предприятием* является коммерческая организация, не наделяемая правом собственности на закрепленное за ней собственником имущество. В форме унитарного предприятия могут создаваться только государственные или муниципальные предприятия.

Имущество унитарного предприятия неделимо, не может быть распродано по вкладам. Унитарные предприятия в соответствии с ГК РФ создаются в двух видах: унитарные предприятия на праве хозяйственного ведения и унитарные предприятия на праве оперативного управления имуществом.

Право хозяйственного ведения является более широким по сравнению с правом оперативного управления.

Правом хозяйственного ведения наделяются либо коммерческие организации в форме предприятий, либо учреждения, осуществляющие разрешенную им предпринимательскую деятельность.

Правом оперативного управления могут наделяться либо некоммерческие по характеру деятельности учреждения, либо казенные предприятия.

*Для унитарного предприятия на праве хозяйственного ведения характерно:*

- имущество находится в государственной или муниципальной собственности;
- предприятие создается по решению уполномоченного на то муниципального или государственного органа;
- собственник имущества не отвечает по обязательствам предприятия.

Унитарное предприятие на праве хозяйственного ведения владеет, пользуется и распоряжается имуществом.

В свою очередь, собственник имущества принимает решения по созданию, реорганизации и ликвидации предприятия, а также определяет цели его деятельности, осуществляет контроль за использованием и сохранностью имущества и имеет право на получение части прибыли. Уставный капитал унитарного предприятия на праве хозяйственного ведения полностью оплачивается соб-

ственным до момента государственной регистрации предприятия. Размер уставного капитала должен быть не меньше тысячекратного размера минимальной месячной оплаты труда на дату представления документов для регистрации предприятия.

*Унитарное предприятие на праве оперативного управления*, называемое также «федеральное казенное предприятие», создается по решению правительства РФ, его учредителями являются государственные органы управления, имущество предприятия находится в собственности государства.

Казенное предприятие владеет и пользуется имуществом в соответствии с направлениями и целями своей деятельности и заданиями собственника:

- распоряжается имуществом лишь с согласия собственника;
- самостоятельно реализует продукцию, если иные условия не оговорены в правовых актах;
- собственник имеет право изъять у предприятия лишнее или используемое не по назначению имущество;
- создание казенного предприятия может осуществляться только на базе промышленного или сельскохозяйственного федерального государственного предприятия, выполняющего разрешенную законодательством деятельность, более 50% продукции которого потребляется государством и приватизация которого запрещена.

Предприятие отвечает по своим обязательствам всем имуществом и не отвечает по обязательствам собственника, при этом учредитель несет полную ответственность за результаты хозяйственной деятельности казенных предприятий и отвечает по их обязательствам, поэтому казенные предприятия защищены от банкротства. Коммерческая цель — получение прибыли — для казенного предприятия не играет доминирующей роли, так как если оно испытывает финансовые затруднения, убытки возмещаются из бюджета через субсидии, дотации, льготные кредиты. У прибыльных казенных предприятий государство вправе изымать часть прибыли в целях оказания финансовой поддержки другим казенным предприятиям и покрытия других бюджетных нужд.

В соответствии с Указом Президента РФ №1003 «О реформе государственных предприятий» от 23 мая 1994 года с этой даты прекращается создание новых федеральных государственных предприятий с закреплением за ними государственного имущества на праве полного хозяйственного ведения. На базе ограниченного круга ликвидируемых федеральных государственных предприятий создаются казенные предприятия с закреплением за ними на праве оперативного управления имущества ликвидируемых государственных предприятий.

### **3.3. Цели и задачи реформирования электроэнергетики в 2003–2008 гг.**

Реформа 1992 года, проводимая в электроэнергетике, не принесла ожидаемых результатов и породила новые проблемы. За период с 1992 по 2002 гг. не удалось сформировать по-настоящему конкурентный рынок энергии и мощности, в результате эффективность энергетического сектора осталась на низком уровне, отрасль не достигла ожидаемой инвестиционной привлекательности. Создавшаяся ситуация объясняется не только внешними причинами (спадом производства, нестабильностью финансовой и налоговой системы, нарушением договорных отношений, неплатежами), но и специфическими внутриотраслевыми проблемами:

- отсутствием конкуренции на рынке энергии и мощности;
- высоким износом основных производственных средств и отсутствием финансовых средств для замены физически и морально устаревшего оборудования в результате низкой инвестиционной составляющей в тарифах и недостаточной инвестиционной привлекательности отрасли;
- жесткой тарифной политикой, не компенсирующей некоторым АО-энерго затраты на производство и транспорт энергии.

Сложившаяся к этому времени структура управления отраслью во многом воспроизводила прежнюю систему административно-отраслевого управления, хотя и действовала на основе новых имущественных отношений, что привело к противоречиям в экономических интересах РАО «ЕЭС России» и АО-энерго, а именно:

- АО-энерго являются, с одной стороны, дочерними или зависимыми обществами РАО, а с другой — покупателями услуг материнской компании (например, услуг по передаче энергии, услуг ЦДУ);

- поскольку РАО «ЕЭС России» одновременно имело в своем составе собственные генерирующие мощности и ДАО «ЦДУ ЕЭС», это приводило в процессе выполнения диспетчерских функций к дискриминации субъектов рынка (атомных электростанций и энергоизбыточных АО) и нарушению принципа оптимального распределения нагрузки между электростанциями;
- наличие у РАО «ЕЭС России» собственных генерирующих мощностей не интересовало РАО в появлении на оптовом рынке новых конкурирующих компаний;
- неоптимальной была связь между оперативно-технологическими и финансово-экономическими подсистемами оптового рынка, так как оператор ЦДУ, распределяя нагрузку между электростанциями и влияя на уровень затрат, не нес ответственности за финансовую сбалансированность оптового рынка, что недопустимо в условиях конкурентного рынка;
- формирование тарифов по принципу «затраты плюс прибыль» не стимулировало энергетические компании к минимизации затрат на производство и транспорт энергии.

Указанные противоречия тормозили развитие электроэнергетики, которая в создавшихся условиях оказалась неспособна обеспечить энергоэффективное развитие экономики. Возникла необходимость изменения системы экономических отношений и проведения в отрасли структурной реформы, стержнем которой должен стать конкурентный рынок энергии и мощности.

Ключевые положения структурной реформы электроэнергетики нашли отражение в Постановлении Правительства РФ № 526 от 11.06.2001 года «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации» и в Законе «Об электроэнергетике», ФЗ № 35-3 от 26 марта 2003 года.

Целями структурной реформы электроэнергетики России являются:

- повышение эффективности предприятий электроэнергетики;
- создание условий для развития отрасли на основе частных инвестиций.

Стратегическая задача реформирования заключается в переводе электроэнергетики в режим устойчивого развития на базе применения прогрессивных технологий и рыночных принципов функционирования и обеспечение на этой основе надежного, экономически эффективного удовлетворения платежеспособного спроса на электрическую и тепловую энергию.

К основным тактическим задачам реформы относятся следующие:

- разделение отрасли на естественно-монопольные (передача и распределение энергии и диспетчеризация) и конкурентные виды деятельности (генерация, сбыт, энергостроительство, ремонтная деятельность);
- создание системы эффективных рыночных отношений в конкурентных видах деятельности;
- обеспечение недискриминационного доступа к услугам естественных монополий;
- эффективное и справедливое государственное регулирование естественных монополий, создающее стимулы к снижению издержек и обеспечивающее инвестиционную привлекательность естественных монополий.

Реформирование отрасли базируется на следующих основополагающих принципах:

*1. Демонопольизация рынка и развитие конкуренции:*

- в сфере генерации между производителями — за максимальную загрузку генерирующих мощностей (при наличии на рынке избыточной мощности);
- в сфере сбыта между поставщиками энергии с оптового рынка — за заключение контрактов с эффективными производителями и платежеспособными потребителями;
- в сфере строительства между подрядчиками — за реализацию инвестиционных проектов;
- в сфере поставок топлива и услуг между поставщиками — за возможность заключения контрактов с потребителями ресурсов и услуг.

*2. Отнесение передачи, распределения электроэнергии и диспетчеризации к исключительным (лицензируемым) видам деятельности.*

*3. Обеспечение всем производителям и потребителям равного доступа к инфраструктуре рынков.*

*4. Обеспечение финансовой прозрачности рынков и сфер деятельности.*

*5. Обеспечение прав инвесторов, кредиторов и акционеров при проведении структурных преобразований.*

Результативность реформы в отрасли будет зависеть от успешного решения следующих задач:

- создания не псевдо-, а реально конкурентного рынка энергии и мощности в тех регионах России, где их организация технически возможна;

- создания эффективного механизма снижения затрат в сфере генерации, передачи, распределения и сбыта энергии и улучшения финансового состояния компаний;
- создания благоприятных условий для привлечения инвестиций и обновления производственных мощностей;
- создания нормативно-правовой базы реформирования.

Итогом реформирования отрасли должно стать преобразование ФОРЭМ в конкурентный оптовый рынок и формирование эффективных розничных рынков на базе вновь создаваемых субъектов рынка и новой инфраструктуры рынка.

Предполагается, что к 2008 году будут завершены основные процессы реструктуризации электроэнергетической отрасли и полностью либерализованы оптовый и розничный рынки электроэнергии и мощности.

В итоге реструктуризации холдинга РАО «ЕЭС России» целевая структура отрасли будет иметь вид, указанный на рис. 3.6; в ее состав будут входить следующие виды энергетических компаний:

ФСК — Федеральная сетевая компания;

МРСК — межрегиональные распределительные сетевые компании;

МРСК-1 — компания, выделившаяся из РАО «ЕЭС России» и владеющая акциями МРСК;

РСК — распределительные сетевые компании;

ОГК — оптовые генерирующие компании;

ТГК — территориальные генерирующие компании;

РГК — региональные генерирующие компании.

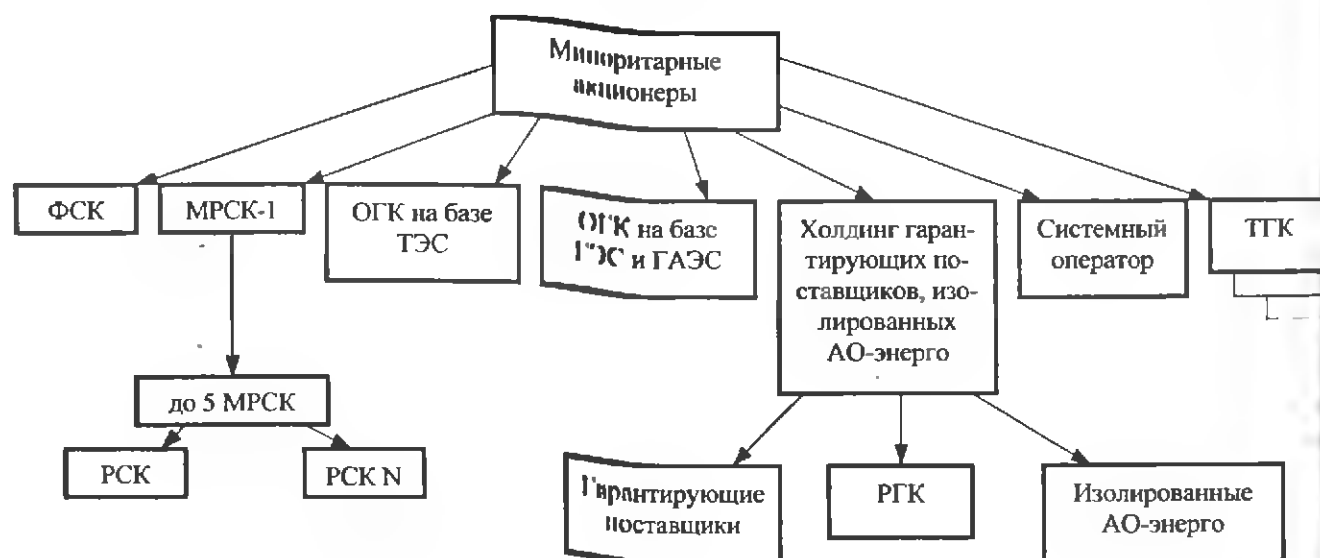


Рис. 3.6. Целевая структура отрасли в 2008 г.

### 3.4. Субъекты энергетического рынка переходного периода

В зависимости от вида деятельности субъекты рынка энергии и мощности подразделяются на инфраструктурные организации, сбытовые компании, генерирующие компании, ремонтные компании, научно-проектный комплекс.

#### 3.4.1. Инфраструктурные организации

##### Организация по управлению ЕНЭС (ФСК)

Основой Единой энергетической системы России является Единая национальная электрическая сеть (ЕНЭС).

Единая национальная электрическая сеть — это комплекс электрических сетей и иных объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих на праве собственности или на ином законном основании субъектам электроэнергетики и обеспечивающих устойчивое снабжение электрической

сле- энергией потребителей, функционирование оптового рынка, а также параллельную работу ЕЭС  
иных России и зарубежных энергетических систем.

В ходе реформирования в 2002 году на базе ЕНЭС учреждена Федеральная сетевая компания (ФСК), исполняющая роль организации по управлению Единой национальной (общероссийской) электрической сетью (ЕНЭС), обеспечивающая единство технологического управления ЕНЭС и оказывающая на возмездной договорной основе услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС. В уставный капитал ФСК переданы сетевые имущественные комплексы, относящиеся к структурным подразделениям РАО «ЕЭС России» — Межсистемным электрическим сетям (МЭС) и базовому подразделению «Электросетьсервис», в том числе:

- высоковольтные электрические сети напряжением 330 кВ и выше;
- электрические сети напряжением 220 кВ, связывающие электростанции РАО «ЕЭС России» и районные энергетические системы;
- электрические сети, обеспечивающие межсистемные перетоки, а также экспорт и импорт электроэнергии;
- подстанции, обеспечивающие функционирование высоковольтных магистральных сетей.

Создание ФСК нацелено на решение следующих задач:

— усиление интегрирующей роли ЕЭС России, обеспечение взаимодействия производителей и потребителей энергии на конкурентном оптовом рынке энергии и мощности;

— обеспечение гарантированного (в силу государственной собственности на сети) равного доступа продавцов и потребителей на оптовый рынок;

— превращение деятельности по эксплуатации и развитию магистральных сетей в самостоятельный бизнес при обязательном обеспечении его прозрачности, снижении издержек на передачу энергии, привлечение дополнительных инвестиций;

— эффективное государственное регулирование сетевого тарифа;

— повышение энергетической безопасности государства.

На подготовительном этапе ФСК создана в виде дочернего общества со 100%-ным участием в его уставном капитале РАО «ЕЭС России» с правом приобретения магистральных сетей, принадлежащих АО-энерго. В дальнейшем предполагается увеличение доли государства в Уставном капитале ФСК до 52%. По завершении реформирования в результате постепенного выхода государства из потенциально конкурентной сферы (генерации) с последующим обменом акций генерирующих компаний на акции ФСК доля государства составит не менее 75% плюс одна голосующая акция.

К 2008 году ФСК будет являться самостоятельной компанией, выделенной из состава РАО «ЕЭС России».

Основная функция ФСК заключается в оказании услуг по передаче электроэнергии по национальной электрической сети.

Услуги по передаче электрической энергии являются комплексом организационно и технологически связанных действий, обеспечивающих передачу электрической энергии через технические устройства электрических сетей в соответствии с техническими регламентами.

Ввиду естественного монополизма сферы передачи электроэнергии тарифы на услуги ФСК по передаче энергии подлежат обязательному государственному регулированию.

#### Системный оператор

В процессе реформирования единая система диспетчерского управления сохраняется в лице ОАО «Системный оператор ЦДУ “ЕЭС России”» в виде дочернего общества со 100%-ным участием РАО «ЕЭС России» в уставном капитале. На начальном этапе доля участия РАО в уставном капитале ОАО «Системный оператор» должна быть не менее 52%. По мере реализации реформ и выхода государства из сферы конкурентной деятельности доля государства в уставном капитале Системного оператора увеличивается не менее чем до 75% плюс одна голосующая акция путем обмена акций генерирующих компаний, принадлежащих государству, на акции системного оператора.

Системный оператор оказывает участникам рынка услуги по управлению режимами работы энергосистем, организует деятельность по прогнозированию производства и потребления электроэнергии, составлению и контролю за исполнением балансов энергии и мощности.

Системный оператор осуществляет единоличное управление технологическими режимами работы Единой энергетической системы России и выдает обязательные для всех субъектов оперативно-диспетчерского управления команды.

Созданное как 100%-ное дочернее общество РАО «ЕЭС России» — Открытое акционерное общество «СО-ЦДУ ЕЭС России» — в 2006 году будет самостоятельной компанией, владеющей активами ЦДУ, ОДУ, РДУ.

Поскольку диспетчеризация — монопольный вид бизнеса, стоимость услуг системного оператора регулируется государством и включается в тариф.

#### Администратор торговой сети

Для обеспечения равных условий всем участникам оптового рынка, соблюдения правил оптового рынка, защиты интересов потребителей, организации купли-продажи энергии и мощности на оптовом рынке на правах некоммерческого партнерства создается Администратор торговой сети оптового рынка (АТС).

В отличие от Системного оператора, осуществляющего технологическое управление Единой Энергосистемой России, создаваемый Администратор торговой сети решает коммерческие задачи, организует торги электроэнергией и мощности на оптовом рынке, организует досудебные разбирательства между участниками оптового рынка.

Непротиворечивость решений, принимаемых Системным оператором и АТС, достигается согласованием решения о покупке и/или продаже энергии и мощности с Системным оператором, оценивающим выполнимость сделки с технических позиций (достаточности пропускной способности и недопустимости перегрузки ЛЭП, обеспечения надежной, безаварийной работы ЛЭП, электростанций, трансформаторных подстанций).

#### Межрегиональные распределительные сетевые компании (МРСК)

Созданные в ходе реструктуризации АО-энерго распределительные сетевые компании на этапе их межрегиональной интеграции будут объединены в несколько холдинговых компаний по ОЭС, имеющих достаточную величину активов и рыночную капитализацию.

В 2006 г. при реорганизации РАО «ЕЭС России» предполагается обособление компании, владеющей принадлежащими РАО «ЕЭС России» акциями всех МРСК, доля государства в которой составит более 25%.

Реформирование АО-энерго предусматривает разделение сфер бизнеса и создание распределительных сетевых компаний (РСК), в собственность которых передаются сетевые объекты АО-энерго (ЛЭП, кабельные сети, подстанции).

Распределительная сетевая компания — это коммерческая организация, оказывающая услуги по передаче электрической энергии с использованием объектов электросетевого хозяйства, не относящихся к единой национальной (общероссийской) электрической сети. Тарифы на услуги по передаче электрической энергии по сетям региональных сетевых компаний подлежат государственному регулированию.

### 3.4.2. Генерирующие компании

#### Оптовые генерирующие компании (ОГК), создаваемые на базе РАО «ЕЭС России»

На первом этапе ОГК будут созданы в форме 10 холдинговых компаний (100%-ных дочерних обществ РАО «ЕЭС России»). ОГК могут начать формироваться до момента реорганизации АО-энерго на базе активов, принадлежащих материнской компании РАО «ЕЭС России», с последующим увеличением их уставного капитала за счет генерирующих активов АО-энерго, подлежащих вхождению в состав ОГК.

С развитием конкуренции на рынке генерирующие компании будут постепенно выводиться из состава РАО и станут к 2006 году экономически независимыми самостоятельными компаниями, конкурирующими между собой на оптовом рынке энергии и мощности.

Формированию генерирующих компаний должно предшествовать обеспечение прозрачности их создания и выравнивание стартовых условий, то есть у создаваемых компаний должны быть:

- одинаковая экономичность производства энергии, то есть примерно одинаковая себестоимость энергии в разных генерирующих компаниях;
- одинаковая (по возможности) установленная мощность и структура мощности, обеспечивающая возможность работы электростанций, в разных зонах суточного графика нагрузки;
- ТЭС, расположенные на одной территории, должны входить в разные генерирующие компании;
- ГЭС, обеспечивающие качественные показатели электроэнергии, на уровне договорных или регламентных значений и работающие по каскадному принципу, должны входить в состав одной генерирующей компании.

В целях исключения возможности создания монопольных генерирующих компаний установленная мощность каждой компании должна быть менее 35% от установленной мощности в границах ценовой зоны оптового рынка, в противном случае генерирующая компания должна либо продать избыточные мощности, либо разделиться на несколько компаний. При невыполнении указанного условия для монопольной компании будет применяться государственное регулирование тарифов (на срок до шести месяцев) или принудительное разделение компании.

В будущем неконкурентоспособные генерирующие компании будут выводиться из эксплуатации с последующей реконструкцией или консервацией объектов.

Программой реформирования отрасли намечается создание первых десяти генерирующих компаний, из которых шесть формируются на основе крупных ГРЭС, три на базе ГЭС и одна — на базе Загорской ГАЭС. Установленная мощность каждой ОГК около 9 ГВт.

#### **Территориальные генерирующие компании (ТГК), создаваемые на базе активов РАО «ЕЭС России»**

Территориальные генерирующие компании — это компании, создаваемые на базе генерирующих активов АО-энерго (за исключением станций, вошедших в ОГК и изолированные АО-энерго), укрупненные по региональному признаку. Перечень и состав ТГК определяется решением Совета директоров РАО «ЕЭС России». В 2006 году ТГК будут обособлены от РАО «ЕЭС России».

ТГК будут формироваться по принципу максимального увеличения размера новых компаний при обеспечении конфигурации, не препятствующей свободному ценообразованию на оптовом рынке электроэнергии.

Базовым вариантом формирования ТГК является создание холдинговой компании — 100%-ного дочернего предприятия РАО «ЕЭС России», в уставный капитал которой вносятся принадлежащие РАО «ЕЭС России» пакеты акций региональных генерирующих компаний (РГК). Сразу после создания ТГК акционерам РГК предложат обменять свои акции на акции ТГК (головной компании).

#### **Независимые генерирующие компании**

Помимо ОГК, создаваемых на базе активов организаций холдинга РАО «ЕЭС России», на рынке уже действует ОГК, созданная на базе атомных электростанций, и будут созданы генерирующие компании на базе активов «независимых» АО-энерго (Иркутскэнерго, Башкирэнерго, Татэнерго, Новосибирскэнерго).

#### **3.4.3. Сбытовые компании**

Продажа электроэнергии на розничных рынках будет осуществляться через сбытовые компании.

Энергосбытовые компании — это организации, осуществляющие в качестве основного вида деятельности продажу другим лицам произведенной или приобретенной электрической энергии. Энергосбытовые организации предполагается создавать в виде гарантирующих поставщиков и конкурентных сбытовых компаний.

#### **Гарантирующие поставщики**

Гарантирующий поставщик — коммерческая организация, обязанная заключать договор купли-продажи электрической энергии с любым обратившимся к нему потребителем либо с лицом, действующим от имени и в интересах потребителя и желающим приобрести электрическую энергию.



Гарантирующий поставщик (ГП) занимается регулируемым бизнесом. При этом, в отличие от конкурентной сбытовой деятельности, гарантирующий поставщик может совмещать сбытовую деятельность с деятельностью по распределению электроэнергии (распределительные сети).

#### **Конкурентные сбытовые компании**

В процессе реорганизации АО-энерго, в случае неприсвоения сбытовым компаниям статуса ГП, они будут заниматься конкурентной сбытовой деятельностью.

Конкурентные сбытовые компании могут также создаваться независимыми организациями для осуществления деятельности по продаже электроэнергии конечным потребителям.

#### **3.4.4. Ремонтные компании**

В сфере ремонтной деятельности уже функционирует рынок ремонтных услуг, участниками которого являются независимые ремонтные компании. Формирование участников рынка ремонтных услуг осуществляется с использованием одного из вариантов:

- обособление ремонтных подразделений в дочерние компании АО-энерго и АО-электростанций с последующей продажей пакета акций дочерних ремонтных компаний сторонним заинтересованным покупателям;
- по желанию миноритарных акционеров при реорганизации АО-энерго предполагается создание отдельных ремонтных компаний с последующей продажей принадлежащих РАО «ЕЭС России» пакетов акций данных компаний.

В отдельных регионах, где невозможно формирование эффективного рынка ремонтных услуг, все ремонты могут осуществляться дочерними структурами или собственным ремонтным персоналом генерирующих и сетевых компаний.

Наряду с компаниями ремонтного профиля ремонтные услуги будут предоставлять производители энергооборудования, инжиниринговые компании широкого профиля и другие участники данного рынка.

#### **3.4.5. Научно-проектный комплекс**

Реформирование научно-проектного комплекса (НПК) ориентировано на создание комплексных компаний, осуществляющих инжиниринговую деятельность для генерирующих, сетевых и других компаний электроэнергетики, а также предприятий прочих отраслей.

Целевая структура отрасли предполагает формирование семи региональных научно-технических центров — инжиниринговых компаний, предоставляющих полный комплекс услуг от диагностики и проектирования до приемки работ, включая организацию поставок оборудования, организацию выбора подрядчиков, а также Инженерного центра ЕЭС, ориентированного на разработку проектов реконструкции и нового строительства объектов «под ключ».

#### **Контрольные вопросы к главе 3**

1. Каковы основные цели приватизации и акционирования собственности энергетики?
2. Какие организационно-правовые формы юридических лиц были созданы в энергетике в процессе приватизации и акционирования собственности?
3. Перечислите основные принципы реформирования энергетики на современном этапе.
4. Укажите, какие виды бизнеса относятся к конкурентной и естественно-монопольной сферам деятельности.
5. Охарактеризуйте инфраструктуру создаваемого в процессе реформирования конкурентного оптового рынка энергии и мощности.
6. Укажите основные виды энергетических компаний, которые будут входить в структуру отрасли по завершении ее реструктуризации к 2008 году.

## ГЛАВА 4. Основной капитал энергетических компаний

### 4.1. Экономическая природа, состав и структура основного капитала

В производственной деятельности энергетические компании используют средства труда и предметы труда, в создание которых вложен капитал.

Авансированные в имущество предприятия средства, приносящие доход, называются капиталом. В зависимости от срока полезного использования и характера переноса стоимости на себестоимость продукции капитал подразделяется на основной и оборотный.

**Основной капитал** — средства длительного использования (со сроком полезного использования больше года), участвующие во многих производственных или операционных циклах, стоимость которых переносится на себестоимость продукции частями.

**Оборотный капитал** — средства краткосрочного использования (со сроком использования меньше года), потребляемые в одном производственном или операционном цикле, стоимость которых полностью переносится на себестоимость продукции в течение одного цикла.

Структура капитала электроэнергетических компаний характеризуется высокой долей основного капитала (более 80%) (табл. 4.1), стоимость которого формируют в первую очередь дорогостоящие средства производства.

Таблица 4.1

Структура капитала энергетических компаний, в %

| Составляющие капитала | ОАО «Мосэнерго» |               |               | РАО «ЕЭС России» |               |               |
|-----------------------|-----------------|---------------|---------------|------------------|---------------|---------------|
|                       | на 01.01.2001   | на 01.01.2002 | на 01.01.2003 | на 01.01.2001    | на 01.01.2002 | на 01.01.2003 |
| Основной капитал      | 68,9            | 83,2          | 83,9          | 76,8             | 84,5          | 85,4          |
| Оборотный капитал     | 31,1            | 16,8          | 16,1          | 23,2             | 15,5          | 14,6          |

В состав основного капитала входят:

- финансовые активы;
- нематериальные активы;
- материальные активы (основные средства).

Под активами понимаются ресурсы, контролируемые компанией, являющиеся результатом прошлых событий и источником будущих экономических выгод.

Финансовые активы включают долгосрочные вложения капитала в государственные ценные бумаги (облигации и другие долговые обязательства), ценные бумаги и уставные капиталы других организаций, в паи и акции дочерних и зависимых компаний.

В составе финансовых активов электроэнергетических компаний (табл. 4.2) доминирует удельный вес финансовых вложений в другие организации и зависимые общества.

Таблица 4.2

Структура долгосрочных финансовых активов ОАО «Мосэнерго», %

| Долгосрочные финансовые активы          | на 01.01.2001 | на 01.01.2002 | на 01.01.2003 |
|-----------------------------------------|---------------|---------------|---------------|
| Долгосрочные финансовые вложения, всего | 100           | 100           | 100           |
| в том числе паи и акции:                |               |               |               |
| в дочерние общества                     | 33,30         | 36,90         | 38,10         |
| в зависимые общества                    | 3,20          | 3,26          | 3,26          |
| в другие организации                    | 57,72         | 59,80         | 58,02         |
| Прочие долгосрочные финансовые вложения | 5,78          | 0,04          | 0,62          |

Нематериальные активы — долгосрочные вложения капитала в нематериальные объекты (то есть объекты, не имеющие осязаемой формы), используемые в течение длительного периода времени в хозяйственной деятельности и приносящие доход.

Нематериальные активы должны отвечать одновременно следующим условиям:

- отсутствие материально-вещественной (физической) формы;
- возможность идентификации (выделения, отделения) от другого имущества;
- возможность использования в производстве продукции, при выполнении работ, услуг, либо для управленческих нужд компании, но не для перепродажи;
- использование в течение длительного периода времени, то есть срока полезного использования или операционного цикла, превышающего один год;
- способность приносить компании доход в будущем;
- наличие надлежащим образом оформленных документов, удостоверяющих существование актива и исключительного права компании на результаты интеллектуальной собственности (патенты, свидетельства, договор уступки патента, товарные знаки и т.д.).

При наличии всех вышеуказанных характеристик к нематериальным активам относятся объекты интеллектуальной собственности, в том числе:

- исключительное право патентообладателя на изобретение, промышленный образец, полезную модель;
- исключительное авторское право на программы для ЭВМ, базы данных;
- исключительное право автора или иного правообладателя на топологии интегральных микросхем;
- исключительное право на товарный знак, знак обслуживания, фирменное наименование;
- владение «ноу-хау», секретной информацией в отношении промышленного, коммерческого или научного опыта.

В состав нематериальных активов входит также деловая репутация организации и организационные расходы, то есть расходы, связанные с образованием юридического лица, признанные в соответствии с учредительными документами частью вклада участников (учредителей) в уставный (складочный) капитал организации.

В состав нематериальных активов не включаются:

- интеллектуальные и деловые качества персонала организации, их квалификация и способность к труду, поскольку они неотделимы от своих носителей и не могут быть использованы без них;
- не давшие положительного результата НИОКР.

Нематериальные активы, являясь продуктом интеллектуального труда отдельных людей, коллективов или общества в целом, подразделяются на две группы:

- нематериальные произведенные активы;
- нематериальные непроизведенные активы.

*Нематериальные произведенные активы* — это активы, созданные трудом человека, представляющие собой необщедоступную информацию, нанесенную на какой-либо носитель. Стоимость нематериальных произведенных активов определяется заключенной в них информацией.

*Нематериальные непроизведенные активы* — это активы, созданные обществом и удостоверяемые в виде юридических или учетных действий, не рассматриваемых в виде производственных операций и предоставляющих исключительное право на результаты интеллектуальной деятельности (например, приобретение сетевой компанией лицензии на право передачи или распределения энергии). Нематериальные непроизведенные активы дают право их владельцам заниматься определенными видами деятельности, производить конкретные товары и услуги, запрещать другим юридическим лицам осуществлять ту или иную деятельность или с разрешения владельцев производить определенную продукцию, либо оказывать конкретные услуги.

В структуре стоимости нематериальных активов АО энергетики и электрификации непроизведенные активы (патенты, лицензии и т.д.) имеют наибольший удельный вес — от 60 до 90% (табл. 4.3). Нематериальные активы используются как в сфере основного производства (например, компьютерные программы, используемые для оперативного управления производственными процессами), так и в непроизводственной сфере.

Таблица 4.3

## Структура нематериальных активов ОАО «Мосэнерго», %

| Составляющие нематериальных активов                                                      | на 01.01.2001 | на 01.01.2002 |
|------------------------------------------------------------------------------------------|---------------|---------------|
| Нематериальные активы, всего, в том числе:                                               | 100           | 100           |
| • патенты, лицензии, торговые знаки, знаки обслуживания, иные аналогичные права и активы | 91,34         | 65,43         |
| • организационные расходы                                                                | 0,42          | 0,01          |
| • прочие нематериальные активы                                                           | 8,24          | 34,56         |

- Материальные активы — долговременные вложения капитала в материальные объекты (здания, сооружения, оборудование и т.д.), используемые в хозяйственной деятельности компании в течение длительного периода времени.

В структуре стоимости основного капитала электроэнергетических компаний наибольшая доля (99,9%) принадлежит материальным активам (табл. 4.4), что объясняется высокой стоимостью теплоэнергетического оборудования, гидротехнических сооружений и сетевых объектов.

Таблица 4.4

## Структура основного капитала АО «Мосэнерго» в %

| Составляющие основного капитала  | 01.01.2000 | 01.01.2001 | 01.01.2002 | 01.01.2003 |
|----------------------------------|------------|------------|------------|------------|
| Долгосрочные финансовые вложения | 0,18       | 0,17       | 0,1        | 0,1        |
| Нематериальные активы            | 0,18       | 0,19       | 0,1        | 0,05       |
| Материальные активы              | 99,64      | 99,64      | 99,8       | 99,85      |
| Итого                            | 100        | 100        | 100        | 100        |

В структуре основного капитала РАО «ЕЭС России» материальные активы составляют порядка 16–20%, долгосрочные финансовые вложения в дочерние и зависимые компании около 80% и менее одного процента — нематериальные активы.

## 4.2. Основные средства

Основные средства — это материальные активы со сроком полезного использования, превышающим один год, используемые в качестве средств труда для производства и реализации продукции (выполнения работ, оказания услуг) или для управления компанией.

Основные средства должны одновременно отвечать следующим условиям:

- использоваться в производстве продукции, при выполнении работ или оказании услуг либо для управленческих нужд организации, являясь средствами производства;
- использоваться в течение длительного периода времени, то есть в течение срока полезного использования продолжительностью свыше одного года;
- участвовать многократно в производственных циклах;
- приносить доход компании;
- переносить свою стоимость на себестоимость продукции частями по мере износа в течение срока полезного использования;
- сохранять на протяжении срока полезного использования свою физическую форму;
- не должны являться объектами для последующей перепродажи.

Не являются основными средствами:

- машины, оборудование, числящиеся как готовые изделия на складах компаний-изготовителей и как товары на складах торговых организаций;

Встречающаяся в литературе устаревшая терминология «Основные фонды» осталась со времен социалистической экономики, когда государство изымало доходы у предприятий, а затем выделяло материальные и денежные средства из государственных фондов. В настоящее время предприятия, будучи экономически самостоятельными, покупают оборудование, строят новые объекты за счет собственных средств, поэтому понятие «Основные средства» в большей степени соответствует их экономической природе.

- оборудование в пути и монтаже;
- капитальные вложения в незавершенное строительство.

В зависимости от отношения к производственной деятельности основные средства подразделяются на **непроизводственные** и **производственные** (рис. 4.1). Основные непроизводственные средства не принимают непосредственного участия в производственном процессе, но обеспечивают нормальные условия для его осуществления и находятся на балансе организации. Это в основном инфраструктурные объекты: жилые дома, ясли, санатории, многолетние насаждения (сады, парки).

Содержание непроизводственных объектов сопряжено с дополнительными затратами, увеличивающими расходы компании и ухудшающими ее финансовые показатели. Программы управления затратами энергетических компаний предполагают передачу непроизводственных основных средств на баланс городов и поселков, что снижает долю непроизводственных основных средств в стоимости основных средств энергетических компаний.

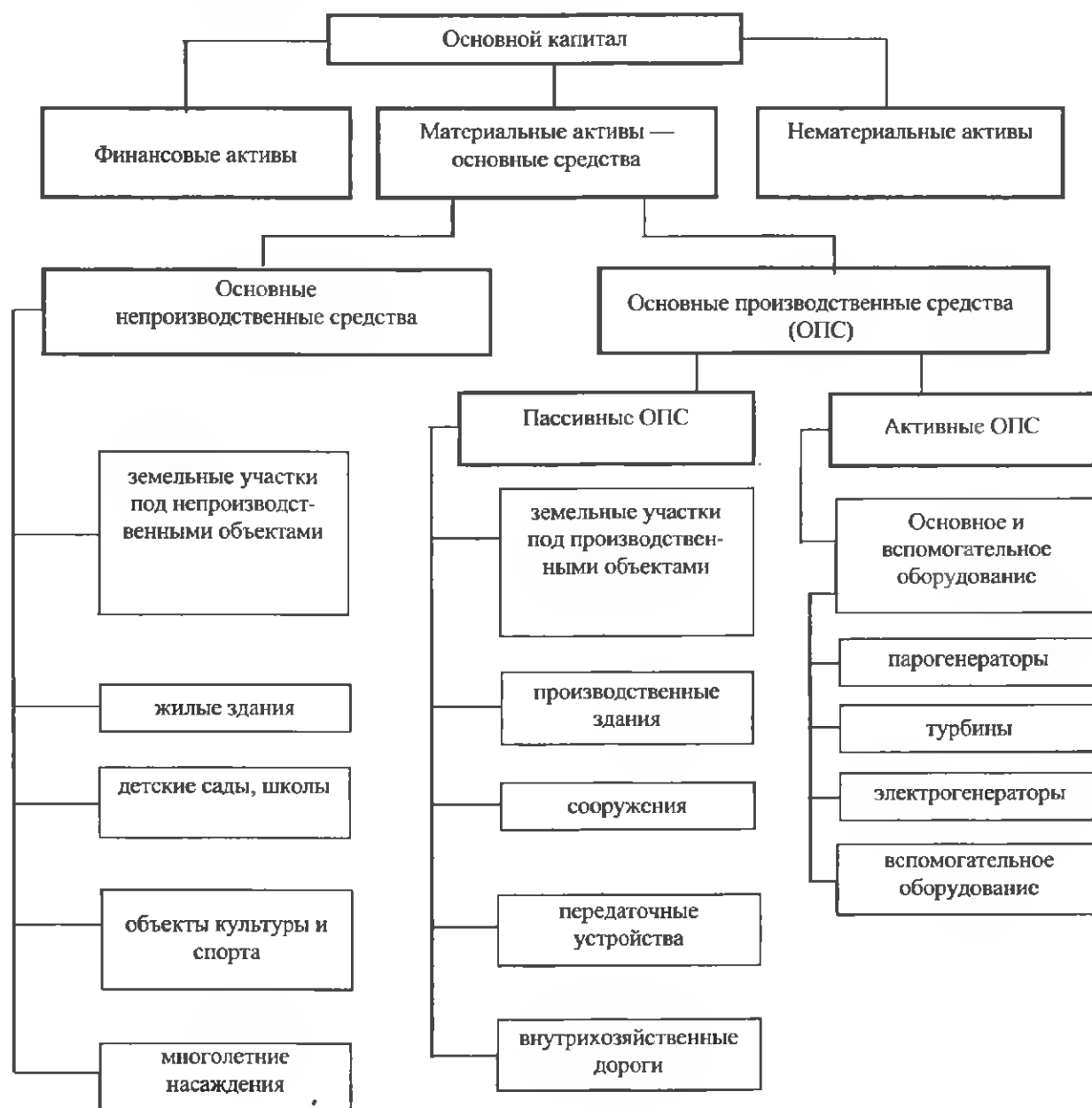


Рис. 4.1. Состав основного капитала и основных средств энергетических компаний

Основные производственные средства (ОПС) участвуют прямо или косвенно в производственном процессе. По степени активного участия в производственном процессе они подразделяются на активные и пассивные основные производственные средства.

К активной части основных производственных средств относятся основные средства, непосредственно участвующие в производственном процессе: основное и вспомогательное оборудование, измерительные приборы, регулирующие устройства и системы.

К пассивной части основных производственных средств относятся основные средства, обеспечивающие нормальное функционирование активной части основных средств: здания, сооружения, транспортные средства, склады, земельные участки.

Соотношение активных и пассивных основных производственных средств отражает степень технической вооруженности производства. Поскольку активная часть основных средств непосредственно влияет на объем производимой продукции, увеличение ее доли характеризует прогрессивные сдвиги в структуре основных производственных средств.

#### 4.3. Состав и структура основных производственных средств энергетики

По признаку однородности производственно-технологического назначения, вещественно-натуральному составу, одинаковому сроку полезного использования основные средства объединяются в следующие группы:

1. Земельные участки, находящиеся в собственности.
2. Многолетние насаждения.
3. Внутрихозяйственные дороги.
4. Здания, сооружения.
5. Передаточные устройства, рабочие и силовые машины и оборудование, измерительные и регулирующие приборы и устройства, вычислительная техника, транспортные средства, инструмент, производственный и хозяйственный инвентарь и принадлежности.

6 Капитальные вложения в улучшение земель и многолетние насаждения, включаемые в стоимость основных средств ежегодно в сумме затрат независимо от окончания всего комплекса работ.

7. Капитальные вложения в арендованные здания, сооружения, оборудование и другие объекты, относящиеся к основным средствам. Они включаются в стоимость основных средств в сумме фактических расходов, если иные условия не предусмотрены договором аренды.

Учитывая, что рыночный оборот земельных угодий несельскохозяйственного назначения вошел в российскую практику лишь в 2001 году, стоимость земельных участков в составе основных средств энергетики невелика. Аналогичный вывод относится и к стоимости многолетних насаждений, так как они не являются представительными объектами основных средств энергетики (табл. 4.5).

Таблица 4.5

Структура основных средств ОАО «Мосэнерго», в %

| Показатели                                     | на 01.01.2001 | на 01.01.2002 | на 01.01.2003 |
|------------------------------------------------|---------------|---------------|---------------|
| Основные средства, всего                       | 100           | 100           | 100           |
| в том числе:                                   |               |               |               |
| земельные участки и объекты природопользования | 0,0002        | 0,0002        | 0,00001       |
| здания, машины, оборудование и сооружения      | 97,29         | 98,18         | 99,26         |
| другие виды основных средств                   | 2,71          | 1,82          | 0,74          |

Наиболее характерными для энергетики являются основные средства, вещественный состав которых включает:

- Здания производственного и непроизводственного назначения.
- Сооружения — плотины, дамбы, водоводы, золопроводы, золоотвалы, градирни, брызгальные бассейны, разгрузочные эстакады, железнодорожные пути, баки для хранения мазута, бункеры и склады для хранения твердого топлива и т.д.
- Силовое оборудование — орудия труда, генерирующие энергию различных видов или ее преобразующие. К силовому оборудованию относятся: парогенераторы тепловых и атомных электростанций.

тростанций, котлы котельных и атомные реакторы, паровые, газовые и гидравлические турбины, электрогенераторы, электромоторы переменного и постоянного тока.

- Производственное оборудование или, что то же самое, рабочие машины — механизмы, выполняющие определенную работу. В частности, это станки, краны, вентиляторы, насосы, транспортеры, дробилки, мельницы, то есть собственно механизмы без силового привода (электромоторов, паровых, дизельных двигателей).
- Передаточные устройства — объекты, с помощью которых транспортируется энергоноситель, воздушные линии передач высокого напряжения, распределительные воздушные ЛЭП среднего и низкого напряжения, кабельные сети, паропроводы, трубопроводы горячей и холодной воды, нефтепроводы, газопроводы, продуктопроводы и т.д.
- Измерительные и регулирующие приборы, лабораторное оборудование, компьютерная техника.
- Транспортные средства — автомобили, тепловозы, электровозы, платформы и т.д.
- Прочие основные средства.

Отличие структуры ОПС электроэнергетики от структуры ОПС промышленности состоит в том, что для промышленности наибольшую долю в активной части основных средств составляют рабочие машины (краны, транспортеры, станки) — (30%), в составе же активных основных производственных средств электроэнергетики доминирует силовое оборудование (парогенераторы, турбины, электрогенераторы, электромоторы) — (33%). (Табл. 4.6).

Таблица 4.6

#### Укрупненная структура основных производственных средств, в %

| Объекты                         | Активная часть ОПС   |                               | Пассивная часть ОПС |            |                         |                       | Всего |
|---------------------------------|----------------------|-------------------------------|---------------------|------------|-------------------------|-----------------------|-------|
|                                 | Силовое оборудование | Производственное оборудование | Здания              | Сооружения | Передаточные устройства | Транспортные средства |       |
| Промышленность                  | 8                    | 31                            | 29                  | 19         | 11                      | 2                     | 100   |
| Электроэнергетика               | 33                   | 3                             | 13                  | 15,5       | 35                      | 0,5                   | 100   |
| ТЭС                             | 47                   | 8                             | 28                  | 9          | 6                       | 2                     | 100   |
| ГЭС                             | 14                   | 6                             | 17                  | 57         | 3                       | 3                     | 100   |
| АЭС                             | 50                   | 10                            | 23                  | 10         | 5                       | 2                     | 100   |
| Электрические сети и подстанции | —                    | 10                            | 7                   | 5          | 75                      | 3                     | 100   |
| Котельные                       | 38                   | 10                            | 22                  | 20         | 8                       | 2                     | 100   |

В пассивной части ОПС промышленности больший удельный вес принадлежит зданиям (29%), в электроэнергетике — передаточным устройствам (35%), что объясняется высоким уровнем централизации электроснабжения, строительством ЛЭП для передачи потоков мощности и энергии из восточных районов России в энергодефицитные западные районы, увеличением радиуса передачи электроэнергии от мощных электростанций, развитием электросетевого хозяйства как основы формирования оптового и розничного рынков энергии и мощности.

В стоимости ОПС отрасли высока доля ОПС, принадлежащих крупнейшим электроэнергетическим компаниям: РАО «ЕЭС России» и Федеральному государственному унитарному предприятию, концерну «Росэнергоатом».

Структура ОПС энергетических объектов зависит от характера объекта:

- Для тепловых электростанций удельный вес активной части основных производственных средств составляет более 50% из-за высокой стоимости сложного тепломеханического оборудования, работающего под большим давлением и при высокой температуре, оснащенного современными устройствами автоматизации и механизации основных производственных процессов.
- Для ГЭС, вследствие наличия капиталоемких гидротехнических сооружений в структуре основных производственных средств, доля пассивной части ОПС составляет 80%, активной — 20%.

- Для АЭС высокая доля активных ОПС, составляющая около 60%, объясняется:
  - большой стоимостью оборудования, изготовляемого из дорогих высококачественных материалов и подвергающегося не только воздействию высокого давления и температуры, но и радиационному облучению;
  - многоконтурным исполнением тепловых схем АЭС с реакторами ВВЭР и РБН, увеличивающим число единиц оборудования;
  - большими по сравнению с ТЭС габаритами основного оборудования, работающего на насыщенном, а не на перегретом паре;
  - наличием дополнительных средств, обеспечивающих контроль и защиту от радиоактивного воздействия внутри АЭС и в пределах 30-километровой зоны.

• Для электрических сетей, что вполне очевидно, наибольший удельный вес в стоимости основных производственных средств принадлежит передаточным устройствам. В состав ОПС электрических сетей входят воздушные и кабельные линии электропередачи, трансформаторные подстанции, автомобили и специальные механизмы, используемые для эксплуатации сетей линейными бригадами. Большую часть стоимости ОПС электрических сетей (75%) составляет стоимость непосредственно линии передач, то есть проводов, опор, изоляторов, коммутационной аппаратуры.

Структура ОПС электростанций зависит от:

- мощности объекта. На мощных электростанциях в ОПС доля силового оборудования, рабочих машин, измерительных и регулирующих устройств больше, чем для станций средней мощности;
- вида топлива на ТЭС. На угольных ТЭС по сравнению с газомазутными больше доля сооружений — из-за стоимости системы топливоприготовления, разгрузочных устройств, эстакад, складов топлива, конвейеров, бункеров сырого угля и угольной пыли;
- климатических и сейсмических условий в районе размещения объекта — чем теплее климат и ниже сейсмичность, тем меньше доля зданий и сооружений в стоимости ОПС;
- в рыночной среде на структуру ОПС влияет соотношение цен на оборудование, строительные материалы и услуги. При большем росте цен на оборудование по сравнению с ценами на строительные материалы и услуги увеличивается доля активных ОПС.

Структура ОПС, создаваемых в процессе реформирования отрасли энергетических компаний зависит от профиля их бизнеса:

- для генерирующих компаний структура ОПС зависит от типа электростанций, входящих в их состав (ТЭС, ГЭС, АЭС);
- для сетевых компаний (ФСК, МРСК, РСК) в структуре ОПС будет превалировать доля передаточных устройств;
- для вертикально интегрированных компаний (АО-энерго) структура ОПС зависит от величины и структуры установленной мощности, развитости сетевого хозяйства. Удельный вес основных средств станций в общей величине основных средств АО-энерго зависит от числа, мощности и типа электростанций, входящих в состав АО, от удельной стоимости ОПС в сфере генерации, различия которой вызваны разной структурой мощности и структурой топливного баланса ТЭС. Удельный вес ОПС сетевых объектов АО-энерго зависит от протяженности и уровня напряжения электрических сетей, соотношения удельной стоимости и протяженности воздушных ЛЭП и кабельных сетей.

В соответствии со спецификой электроэнергетического производства основные производственные средства электроэнергетики имеют ряд особенностей:

- электроэнергетика является одной из самых капиталоемких отраслей промышленности, что обуславливает высокую стоимость ее ОПС;
- основные производственные средства электроэнергетики имеют длительные сроки полезного использования. Срок полезного использования тепловых и атомных электростанций составляет 25–30 лет, плотин, дамб, каналов ГЭС — 100 лет, оборудования гидроэлектростанций — 40 лет;
- в отличие от других отраслей в стоимость основных производственных средств энергетики входит стоимость трансформаторных подстанций и передаточных устройств: воздушных ЛЭП, кабельных линий, тепловых сетей, то есть основных средств, не производящих, а транспортирующих электроэнергию и тепло;



- в стоимость основных производственных средств включается стоимость резервных генерирующих мощностей, обеспечивающих надежное энергоснабжение потребителей при выходе из эксплуатации работающих агрегатов;
- удельная стоимость основных производственных средств энергетических объектов в существенной степени зависит от типа и мощности станции (КЭС, ТЭС, АЭС, ТЭЦ, ГЭС), единичной мощности и числа агрегатов, установленных на станции; для тепловых станций — от вида топлива. Удельная стоимость основных производственных средств, характеризующая стоимость одного киловатта установленной мощности электростанции (руб./кВт) определяется по формуле:

$$\overline{\text{ОПС}} = \frac{\text{ОПС}}{N_{\text{уст}}^{\text{эл.ст.}}},$$

где  $\overline{\text{ОПС}}$  — удельная стоимость ОПС; ОПС — стоимость основных производственных средств;  $N_{\text{уст}}^{\text{эл.ст.}}$  — установленная мощность электростанции.

Наибольшее значение удельной стоимости ОПС характерно для капиталоемких станций ГЭС и АЭС, а также для тепловых электростанций, работающих на твердом топливе.

#### 4.4. Физический и моральный износ основных средств

По мере участия в производственном процессе основные средства изнашиваются, в результате чего происходит снижение их потребительской и меновой стоимости.

Постепенная утрата основными средствами стоимости в процессе их функционирования называется износом. Стоимость износа основных средств включается в виде амортизационных отчислений в текущие затраты на производство продукции, то есть переносится на себестоимость продукции.

Основные средства подвергаются физическому (материальному) и моральному (экономическому) износу.

Физический износ проявляется в неспособности объекта или его отдельных элементов выполнять свойственные им функции.

Физический износ — полная или частичная утрата стоимости основных средств, вызванная изнашиванием, разрушением и другими физическими факторами, сокращающими жизнь и полезность объекта.

Физический износ бывает двух видов:

1. От неиспользования основных средств; проявляется в утрате стоимости в результате неправильного складирования или хранения основных средств, то есть влияния на них атмосферных осадков или внутренних процессов, протекающих в структуре материалов и металлов;

2. От использования основных средств; зависит от ряда факторов:

- степени интенсивности и длительности периода использования основных средств;
- качества ОПС, которое в свою очередь зависит от качества материалов, из которых они выполнены, качества изготовления и монтажа, от совершенства конструкции, ремонтпригодности;
- особенностей технологического процесса и защищенности основных средств от вредных воздействий (сырости, вредных выбросов, радиоактивности, температурных воздействий, повышенного давления и т.д.);
- квалификации обслуживающего персонала и культуры эксплуатации основных средств.

Физический износ первого вида до известной степени обратно пропорционален, а физический износ второго вида прямо пропорционален использованию ОПС.

Как правило, в большей степени подвергается износу активная часть ОПС (силовое оборудование, рабочие машины) и в меньшей степени здания и сооружения. Физический износ устраняется полностью при проведении ремонта ОПС.

Рабочие машины, силовое оборудование и другие виды основных средств не только физически изнашиваются, но становятся отсталыми по своим техническим и экономическим характеристикам, то есть они подвергаются моральному износу. Под воздействием таких факторов, как удешевление

воспроизводства оборудования такой же конструкции и создание новых, более совершенных машин, прежние машины становятся технически отсталыми и экономически неэффективными.

В соответствии с этими факторами различаются:

- моральный износ первого рода, характеризующий уменьшение стоимости ОПС вследствие удешевления их воспроизводства;
- моральный износ второго рода, как результат технической и экономической отсталости ОПС, характеризующий уменьшение их стоимости в результате внедрения более прогрессивных и эффективных машин и оборудования.

Моральный износ первого рода проявляется в удешевлении производства основных средств точно такой же конструкции в результате совершенствования технологии их изготовления благодаря внедрению достижений научно-технического прогресса на заводах, производящих ОС. В энергетике моральный износ первого рода обусловлен техническим прогрессом на предприятиях энергомашиностроения, производящих в настоящее время точно такое же оборудование, как и несколько лет назад, но с меньшими затратами.

Моральный износ первого рода определяется, как разность между восстановительной стоимостью ОС на момент предыдущей переоценки  $OC_{восст.}^{t-1}$  и восстановительной стоимостью ОС на текущий момент  $OC_{восст.}^t$ :

$$МИ_{1\text{рода}} = OC_{восст.}^{t-1} - OC_{восст.}^t$$

Восстановительная стоимость основных средств на текущий момент должна быть меньше восстановительной стоимости основных средств на предыдущий год переоценки. В условиях высокой инфляции такое соотношение выполняется лишь в случае достижения более высоких темпов НТП в инвестиционных отраслях (металлургии, машиностроении), по сравнению с темпами инфляции в данном периоде, в противном случае:  $OC_{восст.}^t > OC_{восст.}^{t-1}$ .

Моральный износ второго рода обусловлен научно-техническим прогрессом в энергетике и появлением в массовой эксплуатации более технически совершенных по сравнению с действующими, основных средств, имеющих лучшие экономические показатели. Моральный износ второго рода характеризует снижение стоимости действующих основных средств в результате утраты ими конкурентоспособности по сравнению с новыми, более совершенными ОС аналогичного назначения.

Стоимость морально устаревших (даже физически неизношенных) основных средств, особенно в рыночных условиях, существенно ниже стоимости основных средств, имеющих лучшие технико-экономические показатели, так как морально устаревшие основные средства производят продукцию с более высокой себестоимостью, не выдерживающую конкуренции на рынке. В электроэнергетике моральный износ второго рода наблюдается при массовом вводе в эксплуатацию новых энергетических блоков с более высокими начальными параметрами пара, большей единичной мощностью и принципиально новых энергетических технологий таких, как парогазовые и газотурбинные электростанции. Если моральный износ первого рода обусловлен техническим прогрессом в энергетическом машиностроении, то моральный износ второго рода вызван научно-техническим прогрессом в электроэнергетике.

Моральный износ второго рода наступает по мере изменения технико-экономических показателей объектов во времени. За последние тридцать лет моральный износ второго рода в большей степени проявился на тепловых электростанциях, для которых КПД по производству электроэнергии увеличился в 1,3 раза (с 30 до 40%), в то время как КПД гидроэлектростанций вырос с 87 до 91%, а КПД линий электропередачи — с 90 до 92%.

Следует отметить, что время наступления морального износа не соответствует времени ввода в эксплуатацию первого промышленного образца нового оборудования. Действующее оборудование морально устаревает лишь при массовом вводе в эксплуатацию технически более совершенных основных средств. Техническая сложность новых энергетических блоков замедляет их освоение, в результате доведение технико-экономических показателей до уровня проектных требует длительного периода времени. Так, период от момента создания первого образца до достижения проектных удельных расходов топлива на агрегатах с начальным давлением 9 МПа длился около 25 лет,

13 и 24 МПа — 20 лет. Соответственно в эти периоды моральный износ второго рода агрегатов ранее введенных в эксплуатацию, проявлялся не в полной мере.

Моральный износ второго рода ( $МИ_2 \text{ рода}$ ) определяется как разность восстановительной стоимости действующих ОС и восстановительной стоимости новых ОС, скорректированной в соответствии с производительностью действующих ОС.

$$МИ_2 \text{ рода} = ОС_{\text{восст. действ.}} - ОС_{\text{восст. нов.}} \cdot \frac{\frac{Э_{\text{действ.}}}{\text{выр. год}} \cdot \frac{T_{\text{пол. исп. действ.}}}{T_{\text{пол. исп. нов.}}}}{\frac{Э_{\text{нов.}}}{\text{выр. год}}}$$

где  $ОС_{\text{восст. действ.}}$  и  $ОС_{\text{восст. нов.}}$  — восстановительная стоимость действующих и новых основных средств;  $\frac{Э_{\text{действ.}}}{\text{выр. год}}$ ,  $\frac{Э_{\text{нов.}}}{\text{выр. год}}$  — годовая выработка электроэнергии действующими и новыми основными средствами;  $\frac{T_{\text{пол. исп. действ.}}}{T_{\text{пол. исп. нов.}}}$  — сроки полезного использования действующих и новых основных средств, лет.

Физический и моральный износ, как правило, протекают одновременно, причем физический износ в нормальных условиях возникает после ввода объекта в эксплуатацию. Моральный износ может начинаться раньше, если на объекте изначально устанавливается не самое совершенное и не самое экономичное оборудование.

Моральный износ второго рода устраняется частично путем реконструкции и полностью путем замены морально устаревших основных средств новыми с лучшими технико-экономическими характеристиками. Неоправданно длительные сроки эксплуатации морально устаревших ОС наносят ущерб компании, для устранения которого следует своевременно принять решение о выводе из эксплуатации неэффективных ОС. Экономическая целесообразность досрочной (по причине наступления морального износа) замены действующего оборудования новым определяется по результатам экономического сопоставления варианта продолжения эксплуатации морально устаревшего оборудования и варианта его замены новым.

#### 4.5. Экономическая природа амортизации, функции амортизации

Экономическое возмещение физического и морального износа основных средств и нематериальных активов осуществляется путем перенесения их стоимости на текущие затраты пропорционально износу.

Процесс постепенного погашения стоимости основных средств по мере их износа путем переноса стоимости изношенной части ОС на себестоимость продукции называется амортизацией. После реализации продукции стоимость износа в виде амортизационных отчислений возвращается собственнику ОС, образуя его доход, который может использоваться для воспроизводства основных средств и нематериальных активов, являясь одним из источников финансирования капитальных вложений в новое строительство, реконструкцию и техперевооружение действующих объектов.

По своей природе амортизационные отчисления представляют сложное экономическое явление, так как являются издержками производства и одновременно источником средств финансирования капитальных вложений. Амортизация влияет на движение стоимости, управление воспроизводством, возмещение изношенных и создание новых основных средств и нематериальных активов.

Амортизация выполняет следующие основные функции:

- воспроизводственную;
- регулируемую;
- стимулирующую.

Воспроизводственная функция заключается в поддержании соответствия амортизационных отчислений уровню физического и морального износа основных средств.

Регулирующая функция амортизации реализуется в процессе регулирования государством амортизационной политики. Государство, устанавливая сроки полезного использования ОС, регулирует пропорции амортизационных отчислений как по отраслям, так и для различных видов амортизируемого имущества, что позволяет ускорять или замедлять темпы обновления ОС в тех или иных отраслях.

Стимулирующая функция инициирует процесс обновления основных средств так как амортизация, являясь источником воспроизводства основного капитала, должна использоваться на обновление физически и морально устаревших основных средств, что в свою очередь позволит на новом оборудовании производить продукцию с более низкой себестоимостью и тарифами.

Основными элементами амортизационной политики являются:

- классификация основных средств по амортизационным группам, исходя из функционального назначения и срока их полезного использования;
- обоснование сроков полезного использования основных средств и, соответствующих им норм амортизационных отчислений;
- выбор метода начисления амортизации в течение срока полезного использования ОС;
- выбор решения по переоценке основных средств, а именно выбор периодичности переоценки (ежегодно или в другие сроки), степени охвата объектов, выбор метода переоценки.

Вследствие непосредственного влияния амортизации на процесс воспроизводства основного капитала амортизационная политика подвергается государственному регулированию, основной целью которого является стимулирование процесса обновления основных средств и в первую очередь их активной части. Регулирование заключается также в определении соотношения амортизационных затрат, включаемых в себестоимость продукции, и налоговых выплат, зависящих от размера амортизации, для чего государство централизованно устанавливает либо нормы амортизации, либо нормативные сроки эксплуатации, либо сроки полезного использования основных средств.

#### 4.6. Срок полезного использования и норма амортизации основных средств и нематериальных активов

Объекты основных средств подлежат амортизации, исключение составляют материальные активы бессрочного использования, потребительские свойства которых с течением времени не изменяются (земельные участки, многолетние насаждения и объекты природопользования).

Для экономического возмещения физического и морального износа основных средств часть их стоимости включается в затраты на производство продукции на протяжении срока амортизации основных средств в виде амортизационных отчислений. Эти отчисления производятся по установленным нормам от стоимости основных средств.

$$I_{\text{ам}} = p_{\text{ам}} \cdot \text{ОС (руб./год)},$$

где  $I_{\text{ам}}$  — амортизационные отчисления;  $p_{\text{ам}}$  — норма амортизационных отчислений; ОС — стоимость основных средств.

Норма амортизационных отчислений характеризует долю (или процент) от стоимости основных средств, которая ежемесячно и ежегодно включается в себестоимость произведенной продукции или услуг.

Амортизация основных средств осуществляется на протяжении срока амортизации ( $T_{\text{ам}}$ ), то есть периода времени, в течение которого стоимость основных средств полностью переносится на себестоимость продукции. Действовавший до 1 января 2002 года механизм амортизации предусматривал расчет норм амортизации на основе нормативного срока эксплуатации основных средств ( $T_{\text{норм.экспл.}}$ ).

$$p'_{\text{ам}} = \frac{1}{T_{\text{норм.экспл.}}^i},$$

где  $i$  — объект основных средств (парогенераторы, турбины, здания, сооружения и пр);  $T_{\text{норм.экспл.}}^i$  — нормативный срок эксплуатации  $i$ -го объекта;  $p'_{\text{ам}}$  — норма амортизации для  $i$ -го объекта.

Нормативный срок эксплуатации — это период времени, в течение которого основные средства способны выполнять свои функции по производству продукции определенного качества при обеспечении безопасности и экономичности их эксплуатации.

С первого января 2002 года, в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 1.01.2002 №1 «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы», в отечествен-

ной практике введена новая классификация амортизируемого имущества. В основу деления его на группы и виды положен не нормативный срок эксплуатации, а срок полезного использования основных средств ( $T_{\text{пол. исп.}}$ ).

Срок полезного использования основных средств и нематериальных активов — это период времени, в течение которого основные средства и нематериальные активы обеспечивают доход компании.

Основные средства обеспечивают доход в том случае, если в течение срока полезного использования они морально не устаревают и будут иметь технико-экономические показатели лучшие, нежели на других ОС. Для выполнения этого условия при обосновании срока полезного использования ОС следует учесть время массового ввода в эксплуатацию более эффективного оборудования.

В зависимости от срока полезного использования амортизируемое имущество объединяется в десять амортизационных групп:

- первая группа — все недолговечное имущество со сроком полезного использования от 1 года до 2 лет включительно;
- вторая — свыше 2 лет до 3 лет включительно;
- третья — свыше 3 лет до 5 лет включительно;
- четвертая — свыше 5 лет до 7 лет включительно;
- пятая — свыше 7 лет до 10 лет включительно;
- шестая — свыше 10 лет до 15 лет включительно;
- седьмая — свыше 15 лет до 20 лет включительно;
- восьмая — свыше 20 лет до 25 лет включительно;
- девятая — свыше 25 лет до 30 лет включительно;
- десятая — имущество со сроком полезного использования свыше 30 лет.

Основное энергетическое оборудование находится в составе девятой группы со сроком полезного использования свыше 25 и до 30 лет включительно.

В соответствии со сроком полезного использования ( $T_{\text{пол.}}^i$ ) для каждого объекта основных средств рассчитывается норма амортизации, равная:

$$P_{\text{ам}}^i = \frac{1}{T_{\text{пол. исп.}}^i}.$$

При наличии у одного объекта нескольких частей, имеющих разный срок полезного использования, каждая часть учитывается как самостоятельный инвентарный объект и для нее определяется индивидуальный срок полезного использования.

Срок полезного использования объекта основных средств определяется компанией самостоятельно при принятии объекта к бухгалтерскому учету.

Определение срока полезного использования производится, исходя из:

- ожидаемого срока использования объекта в соответствии с ожидаемой производительностью или мощностью;
- ожидаемого физического износа, зависящего от режима эксплуатации (интенсивности загрузки, числа пусков энергоблоков), естественных условий и влияния агрессивной среды, системы проведения ремонтов;
- нормативно-правовых и других ограничений использования этого объекта (например, срок аренды);
- в случае улучшения характеристик основных средств в результате проведения реконструкции или модернизации срок полезного использования по данному объекту пересматривается;
- для тех основных средств, которые не указаны в амортизационных группах, срок полезного использования устанавливается в соответствии с техническими условиями и рекомендациями завода-изготовителя.

При приобретении основных средств, бывших в эксплуатации, срок полезного использования для них может быть сокращен на количество лет (месяцев) эксплуатации предыдущим собственником.

Установление срока полезного использования самим владельцем ОС делает амортизационную политику более гибкой и в большей степени отвечающей стратегическим целям компании.

Определенные по срокам полезного использования нормы амортизации для каждого вида ОС используются для расчета средневзвешенной нормы амортизации по объекту в целом.

$$P_{\text{ам}}^{\text{ср.}} = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} P_{\text{ам}}^i \cdot \text{ОС}^i}{\sum_{i=1}^{i=n} \text{ОС}^i},$$

где  $P_{\text{ам}}^i$ ,  $\text{ОС}^i$  — соответственно, норма амортизации и стоимость  $i$ -го вида основных средств.

Средняя норма амортизации для объекта в целом зависит от структуры ОПС: чем выше доля активной части ОПС, тем больше  $P_{\text{ам}}^{\text{ср.}}$ , так как оборудование, участвующее в производственном процессе, изнашивается быстрее, и для него срок полезного использования меньше, чем у объектов пассивных ОПС (зданий, сооружений, передаточных устройств).

На величину срока полезного использования и соответственно нормы амортизации для парогенераторов ТЭС влияет вид топлива, так как износ парогенераторов, в существенной степени обусловлен качеством топлива. При сжигании твердых топлив износу подвергаются все поверхности нагрева парогенераторов, расположенные по тракту движения уходящих газов, при сжигании мазута — в основном хвостовые поверхности, которые подвергаются коррозионному износу из-за высокого содержания серы в мазуте.

Норма амортизации для турбоагрегатов зависит от числа часов их работы в году, поскольку от этого зависит механический износ вращающихся частей турбин (лопаток, подшипников, сальников, вкладышей), и электрогенераторов (обмоток ротора, подшипников).

Нормы амортизации для воздушных линий электропередачи зависят от их конструктивных особенностей и в первую очередь от вида опор (деревянные, железобетонные, металлические); для кабельных сетей — от характера прокладки (в земле, в трубах, в кабельных туннелях); для тепловых сетей — от материалов, из которых изготовлены трубопроводы (металлические, железобетонные, полиуретиновые) и типа прокладки (в земле, «труба в трубе», в коллекторах, бетонных коробах).

Срок полезного использования нематериальных активов определяется компанией самостоятельно при принятии инвентарного объекта на баланс, исходя из:

- срока действия патента, свидетельства и других ограничений сроков использования объектов интеллектуальной собственности согласно законодательству Российской Федерации;
- ожидаемого срока использования этого объекта, в течение которого компания может получать экономические выгоды (доход).

По нематериальным активам, для которых невозможно определить срок полезного использования, он принимается равным десяти годам.

#### 4.7. Виды оценки стоимости основных средств и нематериальных активов

Основные средства и нематериальные активы учитываются и планируются в натуральном и денежном выражении. Учет и планирование основных средств в натуральном выражении необходимы для определения их технического состава, возрастной структуры, определения объема выбывших и вновь введенных основных средств, учета и планирования производственной мощности компаний.

Учет и планирование нематериальных активов (НМА) в натуральном выражении позволяет определить их количество (число полученных патентов, лицензий, разработанных или приобретенных компьютерных программ), возрастную структуру и их движение. Исходными материалами для учета и планирования основных средств и нематериальных активов в натуральном виде явля-

ются результаты инвентаризации. Единицей инвентарного учета считается инвентарный объект. Инвентарным объектом основных средств признается объект со всеми приспособлениями и принадлежностями или отдельный конструктивно обособленный предмет, предназначенный для выполнения определенных самостоятельных функций (конденсатный и циркуляционный насосы, мельницы, дробилки и т.д.) или же обособленный комплекс конструктивно сочлененных предметов, представляющих собой единое целое и предназначенный для выполнения определенной работы. Комплекс конструктивно сочлененных предметов — это один или несколько предметов одного или разного назначения, смонтированных на одном фундаменте, имеющих общие приспособления и принадлежности, а также общее управление, в результате чего каждый входящий в комплекс предмет может выполнять свои функции только в составе комплекса, а не самостоятельно. Такими комплексами являются парогенератор с вспомогательным оборудованием, турбина, электрогенератор с контрольно-измерительными приборами, регулирующей, запорной арматурой и т.д.

Инвентарным объектом нематериальных активов (НМА) признается совокупность прав, возникающих из одного патента, свидетельства, договора уступки прав и т.п. В качестве примера можно назвать: совокупность прав на разработанное автором или авторским коллективом программное обеспечение задач оптимального распределения электрической нагрузки между агрегатами электростанции или исключительные права на программное обеспечение процедуры отбора заявок на покупку и продажу электроэнергии в секторе свободной торговли оптового рынка энергии и мощности.

Основным признаком, по которому один инвентарный объект идентифицируется от других, служит выполнение им самостоятельной функции в производстве продукции, выполнении работ, оказании услуг, либо использовании для управленческих нужд организации.

Учет и планирование воспроизводства основных средств и НМА в натуральных показателях неразрывно связаны с учетом и планированием их воспроизводства в стоимостном выражении. Учет и планирование основных средств и нематериальных активов в стоимостном виде необходимы для анализа динамики стоимости действующих и вновь вводимых основных средств, определения коэффициентов износа по группам амортизируемого имущества, учета и планирования амортизационных отчислений, как одного из важнейших источников финансирования инвестиционной деятельности.

В течение срока полезного использования энергетических объектов, при наблюдаемых в этот период инфляционных процессах, постепенном снашивании и частичной утрате стоимости, а также изменениях производственных и экономических условий их воспроизводства, стоимость основных средств меняется. Для учета факторов, изменяющих стоимость основных средств и нематериальных активов, их оценка производится по:

- первоначальной стоимости;
- восстановительной стоимости;
- остаточной стоимости;
- ликвидационной стоимости.

*Первоначальная стоимость* характеризует фактические затраты на покупку, транспорт, монтаж, строительство и наладку основных средств и нематериальных активов в ценах соответствующего года строительства, покупки, транспорта, монтажа.

Состав затрат, учитываемых при определении первоначальной стоимости, зависит от того, приобретены или созданы самой компанией оцениваемые основные средства и нематериальные активы, либо они переданы в аренду (лизинг), либо внесены в виде вклада в уставный капитал компании.

- Первоначальная стоимость приобретаемых или создаваемых основных средств включает суммарные фактические расходы компании на приобретение, сооружение, изготовление и доведение ОС до состояния, в котором они пригодны для использования, за исключением налогов на добавленную стоимость и иных возмещаемых налогов. В частности, в составе расходов, формирующих первоначальную стоимость, создаваемых или покупаемых ОС, учитываются:

— расходы на покупку основных средств: оборудования, строительных материалов и конструкций, приборов и т.д.

— затраты на транспорт объектов основных средств;

— оплата строительных и монтажных работ;

— расходы по оплате консультационных услуг, связанных с приобретением основных средств;



— регистрационные сборы, государственные пошлины и другие платежи, связанные с приобретением (получением) прав на объект основных средств, таможенные пошлины;

— вознаграждения посредническим организациям, через которые приобретены объекты основных средств;

— проценты по заемным средствам, в случае их привлечения для приобретения, сооружения или изготовления данных основных средств;

— невозмещаемые налоги.

• Первоначальная стоимость приобретаемых нематериальных активов включает: расходы на приобретение (уступку) прав на интеллектуальную собственность, а также расходы на информационные, консалтинговые услуги, регистрационные сборы, таможенные и патентные пошлины, вознаграждения, уплачиваемые посредническим организациям, невозмещаемые налоги, уплачиваемые в процессе приобретения нематериальных активов.

Первоначальная стоимость нематериальных активов, созданных самой компанией, определяется как сумма фактических расходов на их создание (оплата труда, услуги сторонних организаций по соисполнительским договорам, патентные пошлины, связанные с получением патентов, свидетельств и т.п.), за исключением налога на добавленную стоимость.

• Первоначальная стоимость основных средств и нематериальных активов, внесенных в качестве вклада в уставный капитал компании, равна их денежной оценке, согласованной между всеми учредителями.

• Первоначальная стоимость основных средств и нематериальных активов, полученных компанией безвозмездно по договору дарения, равна их текущей рыночной стоимости на дату зачисления данного имущества на баланс компании.

• Первоначальная стоимость имущества, являющегося предметом лизинга, равна сумме расходов лизингодателя на его приобретение, за исключением налогов, учитываемых в составе расходов.

Принятие основных средств и нематериальных активов на баланс компании производится по первоначальной стоимости.

Первоначальная стоимость не подлежит изменению за исключением случаев, когда объект расширяется, реконструируется или частично ликвидируется.

Ввиду того что с течением времени цены на оборудование и строительные материалы и услуги меняются, основные средства при этом методе оценки выражаются в смешанных ценах, что не позволяет иметь сопоставимые данные о динамике стоимости основных средств и степени их изношенности. Так, ввод мощности на строящихся блоках электростанций приводит к тому, что к моменту завершения строительства и выходу электростанции на полную установленную мощность, блоки, пущенные в эксплуатацию в первые годы строительства, частично изношены, но оценка их по первоначальной стоимости не отражает имеющий место физический и моральный износ.

В целях приведения стоимости ОС в соответствие с их рыночной стоимостью и современными условиями воспроизводства коммерческим организациям, в том числе энергетическим компаниям, разрешается не чаще одного раза в год (на начало года) производить переоценку основных средств и нематериальных активов по восстановительной (текущей) стоимости.

*Восстановительная стоимость* — это стоимость воспроизводства идентичных основных средств в современных экономических и производственных условиях, то есть в ценах их создания и приобретения, установившихся на дату переоценки.

Так, восстановительная стоимость блока К-200-130, проработавшего на ТЭС несколько лет, равна стоимости покупки, транспорта и монтажа точно такого же нового блока, но в ценах сегодняшнего дня. Полная восстановительная стоимость здания представляет совокупность денежных средств, необходимых для строительства точно такого же нового здания, определенная на базе современных строительных норм, расценок, стоимости материальных и трудовых ресурсов.

Переоценке подлежат:

- основные средства, используемые неоднократно или постоянно в течение длительного периода, но не менее одного года, для производства товаров и оказания услуг;
- нематериальные произведенные активы;



- капитальные затраты по улучшению земель и расходы, связанные с процессом передачи прав собственности на активы (вознаграждения выплачиваемые покупателем землемерам, оценщикам, агентам по недвижимости, юристам и т.д.);
- все элементы незавершенного строительства, стоимость которых после его завершения будет включена в состав основных средств, в том числе оборудование в монтаже, оборудование, находящееся на складе и числящееся при этом в незавершенном строительстве;
- основные средства, находящиеся в консервации. Консервация — это комплекс работ на временно прекращенных стройках или на выведенном из эксплуатации оборудовании в целях их сохранности для продолжения строительства или эксплуатации в дальнейшем.

Переоценка основных средств по восстановительной (текущей) стоимости может производиться:

- индексным методом;
- методом прямого пересчета стоимости ОС по документально подтвержденным рыночным ценам.

В случае принятия компанией решения о переоценке ОС, они должны переоцениваться регулярно, чтобы их балансовая стоимость соответствовала восстановительной (текущей) стоимости. Разрешается часть ОС переоценивать индексным методом, часть — методом прямого пересчета.

Переоценка стоимости по индексному методу заключается в умножении стоимости ОС на индекс изменения стоимости для данной группы амортизируемого имущества:

$$ОС_{восст.}^{н.г. t} = ОС_{восст.}^{к.г. t-1} \cdot K'_{переоц.}$$

где  $ОС_{восст.}^{н.г. t}$  — восстановительная стоимость на начало года  $t$ ;  $ОС_{восст.}^{к.г. t-1}$  — восстановительная или первоначальная стоимость на конец предыдущего года  $(t-1)$ ;  $K'_{переоц.}$  — индекс переоценки в год  $t$ .

Если в течение года нет зачисления на баланс вновь введенных или списания с баланса основных средств, восстановительная стоимость на начало года равна восстановительной стоимости ОС на конец года:

$$ОС_{восст.}^{н.г.} = ОС_{восст.}^{к.г.}$$

В случае движения основных средств в течение года восстановительная стоимость на конец года определяется как

$$ОС_{восст.}^{к.г.} = ОС_{восст.}^{н.г.} + ОС_{ввод.} - ОС_{восст.вывед.}$$

где  $ОС_{ввод.}$  — восстановительная стоимость вновь введенных и зачисленных на баланс компаний основных средств;  $ОС_{восст.вывед.}$  — восстановительная стоимость выведенных из эксплуатации и списанных с баланса компании основных средств.

Использование индексного метода предполагает, что Государственный комитет Российской Федерации по статистике не позднее 15 декабря текущего года сообщает Федеральным органам исполнительной власти индексы изменения стоимости основных средств и НМА по видам и группам (при обязательной их публикации в средствах массовой информации). Величина индексов зависит от темпов инфляции и изменения цен в течение года по данной группе амортизируемого имущества, при этом чем ниже темпы инфляции, тем меньше индексы пересчета стоимости основных средств.

- Индексы изменения стоимости основных средств дифференцированы по категориям основных средств: здания промышленные, здания непроизводственные, сооружения, машины и оборудование, транспортные средства, инвентарь производственный и хозяйственный, рабочий и продуктивный скот, многолетние насаждения, другие виды основных средств, оборудование, предназначенное к установке, объекты, не завершённые строительством; внутри категории индексы дифференцированы по группам основных средств. Для зданий (промышленных, непроизводственных и сооружений) индексы дифференцированы по группам районов, по типам зданий, по годам строительства.

По наиболее устаревшим и изношенным основным средствам, по объектам, относящимся к депрессивным отраслям и регионам, в процессе переоценки по индексному методу используются поправочные коэффициенты. Если к моменту переоценки основные средства изношены на 70% и более (независимо от года их приобретения), разрешается применение понижающего коэффициента к исходной величине индекса.

Система индексов и поправок к ним предусматривает возможность не только увеличения, но в ряде случаев и уменьшения стоимости основных средств, по которым при предыдущих переоценках в результате использования усредненных индексов была завышена их стоимость (в основном это вычислительная техника, некоторые виды автотранспорта, объекты, незавершенные строительством, и пр.).

Переоценка основных средств и нематериальных активов индексным методом производится персоналом компаний-владельцев ОС и не требует привлечения специализированных организаций.

С развитием рыночных отношений цены на основные средства формируются под воздействием спроса и предложения, поэтому независимая рыночная оценка позволяет по сравнению с индексным методом определить реальную стоимость основных средств.

Переоценку основных средств по рыночной стоимости должны проводить независимые организации, не связанные экономическими интересами с собственниками оцениваемых объектов и не занимающиеся их куплей-продажей.

Документальное подтверждение восстановительной стоимости, определяемой по рыночной цене, производится на основе:

- данных о ценах, получаемых в письменной форме от заводов-изготовителей ОС;
- цен, публикуемых в средствах массовой информации и специальной литературе: рекламных проспектах, прайс-листах и пр.;
- письменного экспертного заключения о стоимости объектов основных средств, выполненного независимым оценщиком;

Оценка основных средств по восстановительной стоимости учитывает моральный износ первого рода.

Достоинством восстановительной стоимости является сопоставимость оценки созданных в разные годы основных средств и возможность сравнения их стоимости. Переоценка основных средств приводит к росту их восстановительной, остаточной стоимости и амортизационных отчислений, что с одной стороны вызывает рост налога на имущество, увеличение затрат, относимых на себестоимость энергии, а с другой стороны приводит к росту добавочного капитала и увеличению инвестиционных возможностей компании.

В современных условиях решение о необходимости переоценки принимают сами энергетические компании в зависимости от тарифной политики и темпов инфляции.

В процессе реформирования энергетической отрасли при создании новых генерирующих, сетевых, сбытовых, ремонтных компаний переоценка выделяемого им имущественного комплекса по рыночным ценам обязательна, так как позволяет приблизить их балансовую стоимость к рыночной.

*Остаточная стоимость* основных средств — это стоимость основных средств, еще не перенесенная на себестоимость продукции (несамортизированная). Остаточная стоимость определяется как разность между первоначальной (восстановительной) стоимостью и суммой амортизации, начисленной за период использования ОС.

Остаточная стоимость основных средств может быть определена как разность между первоначальной стоимостью основных средств и начисленной за период их использования суммой амортизационных отчислений:

$$OC'_{ост.} = OC_{перв.} - \sum_{t=1}^{t=T} I'_{ам.},$$

где  $OC_{перв.}$  — первоначальная стоимость ОС;  $\sum_{t=1}^{t=T} I'_{ам.}$  — сумма амортизации, начисленная за период использования ОС.

Данный вид стоимости через сумму начисленной обычной амортизацией учитывает лишь физический износ основных средств. В случае начисления ускоренной амортизации при оценке остаточной стоимости данным методом учитывается и физический износ и моральный износ второго рода.

В соответствии со вторым методом остаточная стоимость определяется в виде разности между восстановительной стоимостью и суммой амортизации, начисленной за период использования ОС:

$$OC'_{\text{ост.}} = OC'_{\text{восст.}} - \sum_{t=1}^{t=T} I'_{\text{ам}},$$

где  $OC'_{\text{восст}}$  — восстановительная стоимость ОС на конец года  $t$ ;  $\sum_{t=1}^{t=T} I'_{\text{ам}}$  — сумма амортизации, начисленная за период использования ОС.

Данный вид оценки через восстановительную стоимость ОС учитывает моральный износ первого рода, а через сумму начисленной амортизации учитывает физический износ и моральный износ второго рода, если в процессе начисления обычной амортизации учтено время массового ввода в эксплуатацию в отрасли более экономичного оборудования или в случае начисления ускоренной амортизации ОС.

Остаточная стоимость основных средств подлежит переоценке индексным методом или с использованием рыночных цен,

$$OC'_{\text{ост.}} = OC'^{t-1}_{\text{ост.}} \cdot K'_{\text{пер.оц.}},$$

где  $OC'^{t-1}_{\text{ост.}}$  — остаточная стоимость основных средств на момент предыдущей переоценки;  $K'_{\text{пер.оц.}}$  — индекс переоценки стоимости ОС в год  $t$ .

*Ликвидационная стоимость* основных средств — стоимость, по которой реализуются выводимые из эксплуатации и списываемые с баланса основные средства за минусом затрат, связанных с ликвидацией основных средств.

В общем случае ликвидационная стоимость основных средств определяется как:

$$OC_{\text{ликвид.}} = D_{\text{опер.}} - I_{\text{демонт.}} - I_{\text{тр-та}} - I_{\text{реал.}},$$

где  $D_{\text{опер.}}$  — сумма, полученная от продажи ликвидируемых основных средств;  $I_{\text{демонт.}}$ ,  $I_{\text{тр-та}}$ ,  $I_{\text{реал.}}$  — соответственно, затраты на демонтаж, транспорт и реализацию ликвидируемых основных средств.

В большинстве случаев ликвидационная стоимость ОС, выработавших свой ресурс, не превышает 10% от первоначальной стоимости.

#### 4.8. Виды амортизации основных средств

В зависимости от скорости списания стоимости ОС на себестоимость продукции выделяются три вида амортизации:

- обычная амортизация, при которой стоимость основных средств переносится на себестоимость продукции равными ежемесячными и ежегодными суммами в течение всего срока полезного использования;
- ускоренная амортизация, предполагающая более быстрое списание стоимости основных средств по сравнению с обычной амортизацией: благодаря сокращению срока амортизации, либо в результате неравномерного по годам списания стоимости основных средств, либо одновременно благодаря сокращению срока амортизации и неравномерному списанию стоимости;
- замедленная амортизация основных средств, при которой списание производится более медленно по сравнению с обычной амортизацией.

В процессе амортизации стоимость основных средств полностью переносится на себестоимость продукции в течение срока их полезного использования. Основное энергетическое оборудование имеет длительные сроки полезного использования — от 25 до 30 лет. В истории разви-

тия электроэнергетики примерно через каждые 12–15 лет наблюдается определенный технологический прорыв, проявляющийся в создании мощных паротурбинных блоков с сверхкритическими и сверхкритическими параметрами свежего пара или принципиально новых технологий с использованием атомных, газотурбинных, парогазовых агрегатов, имеющих лучшие технико-экономические показатели по сравнению с ранее созданными технологиями и оборудованием. В результате научно-технического прогресса в электроэнергетике и энергомашиностроении оборудование за тридцатилетний срок полезного использования может дважды или трижды морально устареть. При начислении обычной амортизации за 12–15 лет накапливается сумма порядка 30–50% от первоначальной стоимости основных средств, часть которой дополнительно «съедается» инфляцией, к тому же, несмотря на переоценку ОС, темпы изменения амортизационных отчислений отстают от темпов роста цен на инвестиционные товары, и в результате начисленные амортизационные средства оказываются недостаточными для замены морально устаревшего оборудования.

В сложившейся ситуации и во всех других случаях, когда научно-технический прогресс приводит к более быстрому моральному износу оборудования, чем это учитывалось при установлении сроков его полезного использования, целесообразно амортизацию начислять ускоренным способом. Основной экономический смысл ускоренной амортизации заключается:

- в более быстром начислении амортизации, являющейся одним из основных источников финансирования инвестиционной деятельности, в том числе проектов по техническому перевооружению физически и морально устаревших основных средств;
- она более полно отражает процесс морального износа основных средств, активизирует вывод из эксплуатации физически изношенного и морально устаревшего оборудования, соответствует задачам ускоренного обновления основных средств, расширению экономической самостоятельности компаний и развитию рыночных отношений.

В целях создания финансовых условий для ускоренного внедрения в производство научно-технических достижений и повышения заинтересованности предприятий и организаций в ускоренном обновлении активной части основных производственных средств — предприятиям и организациям всех форм собственности предоставлено право применять механизм ускоренной амортизации к активной части основных производственных средств, принятых на баланс после первого января 2002 г.

Пассивная часть основных производственных средств (здания, сооружения) в меньшей мере подвергается физическому и тем более моральному износу, поэтому ускоренная амортизация для нее не применяется; стоимость указанных объектов переносится на себестоимость продукции обычным (неускоренным) методом с использованием линейного способа начисления амортизации.

Предприятиям и организациям, имеющим неудовлетворительное финансово-экономическое положение (особенно после очередной переоценки основных средств), разрешено применять замедленную амортизацию, используя сниженные в два раза по сравнению с обычными нормы амортизации для активной части ОПС. В этом случае уменьшение амортизационных отчислений замедляет накопление средств, необходимых для замены морально и физически изношенного оборудования, что, как правило, не соответствует стратегическим целям компании, но при этом позволяет продукции этих предприятий конкурировать на рынке благодаря более низкой себестоимости и решать текущие задачи. Замедленная амортизация применяется по решению руководителя организации.

Правилами бухгалтерского учета и Налоговым кодексом (часть II) установлен следующий порядок начисления амортизации:

- начисление амортизации производится ежемесячно независимо от финансово-экономических результатов деятельности компании в отчетном периоде и независимо от вида начисляемой амортизации;
- начисление амортизации начинается с первого числа месяца, следующего за месяцем принятия объекта к бухгалтерскому учету, и продолжается до полного погашения стоимости объекта или снятия его с бухгалтерского учета;

- начисление амортизации прекращается с первого числа месяца, следующего за месяцем полного погашения стоимости, либо снятия объекта с бухгалтерского учета;
- в течение срока полезного использования основных средств начисление амортизации не прекращается за исключением случаев вывода объектов в консервацию на срок более трех месяцев, а также в период вывода в реконструкцию, модернизацию, техническое перевооружение, продолжительность которого превышает 12 месяцев. При этом на период реконструкции и технического перевооружения продлевается срок полезного использования основных средств;
- основные средства и НМА, полученные (переданные) в аренду по договору аренды (договору лизинга), включаются в соответствующую амортизационную группу и по ним начисляется амортизация той стороной, у которой это имущество учитывается на балансе;
- для основных средств, работающих в условиях агрессивной среды и (или) повышенной сменности, к основной норме амортизации можно применить специальный коэффициент, но не выше 2.

#### 4.9. Классификация методов расчета амортизации

Методы начисления амортизации можно классифицировать по ряду признаков:

1. По степени равномерности списания стоимости ОПС на себестоимость продукции в течение срока полезного использования выделяются:

- линейный метод;
- нелинейный метод.

В основе линейного метода лежит равномерное списание стоимости, в соответствии с которым амортизационные отчисления одинаковы по годам срока полезного использования.

Нелинейные (регрессивные) методы предполагают неравномерное начисление годовых амортизационных отчислений: в первой половине срока полезного использования на себестоимость продукции переносится большая часть, во второй половине — меньшая часть стоимости основных средств. В группу нелинейных методов входят:

- метод уменьшаемого остатка;
- кумулятивный метод (метод суммы чисел);
- метод списания стоимости ОПС пропорционально производству продукции (пропорциональный метод);
- комбинированный метод;

2. В зависимости от вида ОПС.

Амортизация пассивных ОПС рассчитывается с использованием линейного метода. Для начисления амортизации по активным ОПС отечественные коммерческие вправе использовать линейный или нелинейные методы.

3. В зависимости от соотношения срока амортизации и срока полезного использования активных ОПС.

Ускорение амортизации может происходить при сокращении и без сокращения срока амортизации по сравнению со сроком полезного использования активных ОПС, поэтому в составе методов, применяемых для расчета ускоренной амортизации в зависимости от длительности амортизационного периода выделяются:

- методы, у которых срок амортизации активных ОПС равен сроку их полезного использования ( $T_{ам}^{акт.} = T_{пол.исп.}^{акт.}$ );
- методы, для которых  $T_{ам}^{акт.} < T_{пол.исп.}^{акт.}$ ;
- методы, для которых  $T_{ам}^{акт.} > T_{пол.исп.}^{акт.}$  (при начислении замедленной амортизации).

4. В зависимости от сферы использования:

- методы, используемые в сфере бухгалтерского учета;
- методы, используемые в сфере налогового учета.

### 5. В зависимости от учета дисконтирования амортизации.

- методы без учета дисконтирования;
- методы с учетом дисконтирования.

Классификация методов расчета амортизации по вышеуказанным признакам приведена в табл. 4.7.

Таблица 4.7

#### Классификация методов расчета амортизации без учета дисконтирования

| ОПС           | Вид амортизации | Метод расчета амортизации                        | Срок амортизации                                                                      | Сфера использования            |
|---------------|-----------------|--------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------|
| Пассивные ОПС | Обычная         | Линейный                                         | $T_{ам}^{пас.} = T_{пол.исп.}^{пас.}$                                                 | Бухгалтерский и налоговый учет |
| Активные ОПС  | Обычная         | Линейный                                         | $T_{ам}^{акт.} = T_{пол.исп.}^{акт.}$                                                 | Бухгалтерский и налоговый учет |
|               | Замедленная     | Линейный                                         | $T_{ам}^{акт.} > T_{пол.исп.}^{акт.}$                                                 | Бухгалтерский учет             |
|               | Ускоренная      | Линейный                                         | $T_{ам}^{акт.} < T_{пол.исп.}^{акт.}$                                                 | Бухгалтерский учет             |
|               |                 | Уменьшаемого остатка                             | $T_{ам}^{акт.} = T_{пол.исп.}^{акт.}$                                                 | Бухгалтерский учет             |
|               |                 | Кумулятивный                                     | $T_{ам}^{акт.} = T_{пол.исп.}^{акт.}$                                                 | Бухгалтерский учет             |
|               |                 | Пропорциональный                                 | $T_{ам}^{акт.} = T_{пол.исп.}^{акт.}$                                                 | Бухгалтерский учет             |
|               |                 | Комбинированный                                  | $T_{ам}^{акт.} = T_{пол.исп.}^{акт.}$                                                 | Налоговый учет                 |
|               |                 | Табличный                                        | $T_{ам}^{акт.} = T_{пол.исп.}^{акт.}$<br>или<br>$T_{ам}^{акт.} < T_{пол.исп.}^{акт.}$ | За рубежом                     |
|               |                 | С постоянной долей списания остаточной стоимости | $T_{ам}^{акт.} = T_{пол.исп.}^{акт.}$                                                 | За рубежом                     |

В Российской практике наблюдается определенное рассогласование в использовании методов начисления амортизации для целей бухгалтерского и налогового учета, объясняемое различными целями, стоящими перед бухгалтерским и налоговым учетом.

Основная цель бухгалтерского (экономического) учета в сфере амортизационной политики — активизировать воспроизводственную функцию амортизации, то есть стимулировать замену устаревших основных средств. Поэтому регрессивные методы амортизации, рекомендуемые правилами бухгалтерского учета, нацелены на ускоренное накопление амортизации по активной части основных производственных средств и замену морально устаревшего оборудования.

Налоговый учет преследует фискальную цель — контроль правильности начисления налогов и недопустимость сокращения налоговых поступлений в бюджет. Использование нелинейных методов для целей налогового учета приводит к снижению налога на прибыль и налога на имущество в первой половине  $T_{пол.исп.}$ , перемещая налоговые выплаты на более поздние сроки.

Использование различных методов расчета амортизации для целей бухгалтерского и налогового учета увеличивает объем расчетов при составлении отчетности компаниями и повышает вероятность ошибок при выполнении учетных функций.

#### 4.10. Линейный метод начисления амортизации

Линейный метод начисления амортизации предусматривает списание стоимости основных средств на себестоимость продукции равными долями в течение всего срока их полезного использования. В соответствии с линейным методом годовые амортизационные отчисления определяются исходя из первоначальной, а в случае проведения переоценки, восстановительной стоимости объекта основных средств и нормы амортизации.

$$И_{ам} = ОС_{первонач. (восст.)} \cdot Р_{ам}$$

Норма амортизации рассчитывается для каждого амортизируемого объекта исходя из срока его полезного использования:

$$P_{ам} = \frac{1}{T_{пол.исп.}}$$

Первоначальная (восстановительная) стоимость основных средств за срок полезного использования полностью переносится на себестоимость продукции.

Процесс обесценивания стоимости основных средств в результате их износа и начисление амортизации за срок полезного использования при нулевой ликвидационной стоимости основных средств представлены на рис. 4.2.

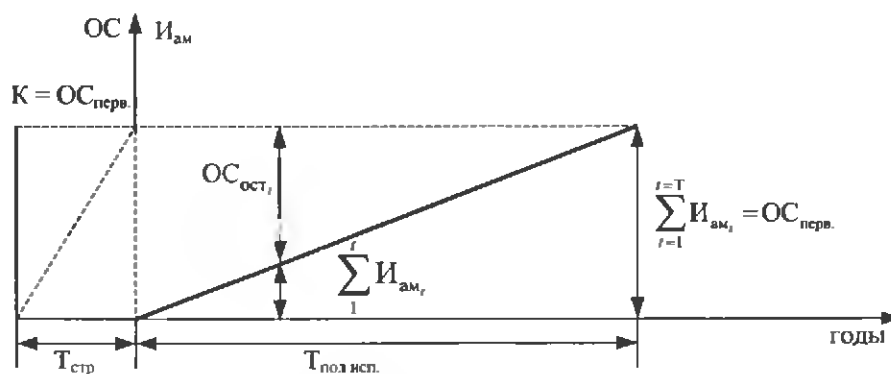


Рис. 4.2. Изменение стоимости основных средств и начисление амортизации в течение срока полезного использования при  $ОС_{ликв} = 0$

В период строительства ( $T_{стр.}$ ) в объект вкладываются капитальные затраты и в момент ввода основных средств в эксплуатацию их первоначальная стоимость ( $ОС_{перв.}$ ) равна затраченным на их создание капитальным вложениям ( $K$ ). По истечении  $t$  лет стоимость основных средств вследствие их износа уменьшается до величины  $ОС_{ост, t}$ , а начисленная амортизация составляет  $\sum_{i=1}^t И_{ам, i}$ . По окончании срока полезного использования основных средств, сумма начисленной амортизации должна быть равна первоначальной стоимости основных средств:

$$\sum_{i=1}^{t=T} И_{ам, i} = ОС_{перв.},$$

где  $T$  — последний год срока полезного использования.

При отсутствии в экономике страны инфляционных процессов начисленная за  $T_{пол.исп.}$  амортизация должна быть равна первоначальной стоимости основных средств.

Основные средства, ненужные или исчерпавшие срок полезного использования, могут быть реализованы на рынке (при условии наличия на них спроса) по рыночной цене, проданы по ликвидационной стоимости как металлолом или отходы. Для случая, когда ликвидационная стоимость основных средств не равна нулю, годовые амортизационные отчисления составляют:

$$И_{ам} = P_{ам} \cdot (ОС_{перв.} - ОС_{ликв.}) = \frac{1}{T_{пол.исп.}} (ОС_{перв.} - ОС_{ликв.}),$$

где  $ОС_{ликв.}$  — ликвидационная стоимость основных средств.

Процесс утраты стоимости основных средств и начисление амортизации в случае реализации основных средств по ликвидационной стоимости показан на рис. 4.3.

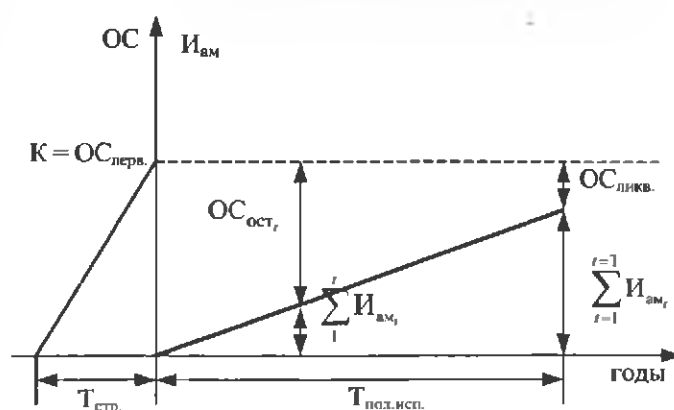


Рис. 4.3. Изменение стоимости основных средств и начисление амортизации в течение  $T_{\text{пол.исп.}}$  при условии  $ОС_{\text{ликв.}} \neq 0$

Условие, обеспечивающее возмещение первоначальной стоимости основных средств при  $ОС_{\text{ликв.}} \neq 0$ , имеет вид:

$$ОС_{\text{перв.}} = \sum_{t=1}^{T-1} И_{\text{ам}_t} + ОС_{\text{ликв.}}$$

Базой для расчета амортизационных отчислений при ежегодной переоценке основных средств является восстановительная стоимость, увеличивающаяся по годам ( $ОС_{\text{восст.3}} > ОС_{\text{восст.2}} > ОС_{\text{перв.}}$ ) (рис. 4.4).

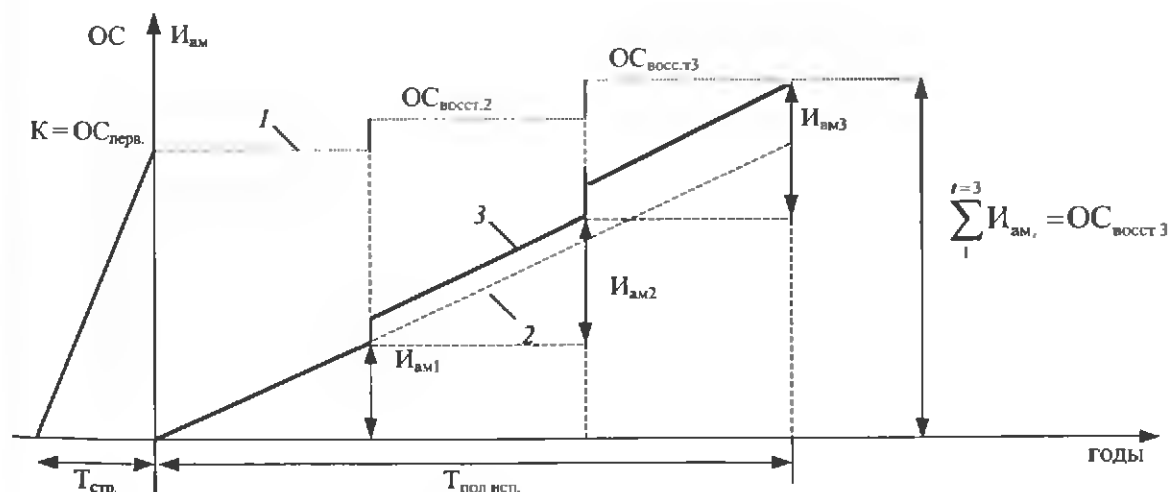


Рис. 4.4. Начисление амортизации при использовании линейного метода расчета амортизации и переоценке основных средств: 1 — восстановительная стоимость ОС; 2 — амортизационные отчисления без переоценки ОС и 3 — при ежегодной переоценке ОС

Годовые амортизационные отчисления при ежегодной переоценке ОС по восстановительной стоимости (линия 3) превышают величину амортизации, определенную от первоначальной стоимости (линия 2).

Ежегодная переоценка увеличивает стоимость основных средств, что при неизменной по годам норме амортизации приводит к росту абсолютного размера амортизационных отчислений в каждом последующий год ( $И_{\text{ам}3} > И_{\text{ам}2} > И_{\text{ам}1}$ ). Начисленная за период полезного использования аморти-



тизация должна быть равна восстановительной стоимости основных средств, характерной для последнего года периода полезного использования основных средств, то есть

$$\sum_{t=1}^{t=T} И_{ам,t} = ОС_{восст.T},$$

где  $T$  — последний год срока полезного использования основных средств.

Следует заметить, что это равенство выполняется лишь в случае, когда при переоценке основных средств одновременно индексируются амортизационные отчисления предыдущих лет (при условии их накопления), в противном случае накопленный за  $T_{пол.исп}$  амортизационный фонд окажется меньше восстановительной стоимости основных средств, характерной для конца последнего года срока их полезного использования.

В процессе функционирования часть изношенных основных средств может демонтироваться и заменяться новыми, ненужные основные средства компания может продать. Списание с баланса ненужных основных средств уменьшает их стоимость и величину годовых амортизационных отчислений, ввод новых основных средств, наоборот, увеличивает эти показатели. Движение основных средств в течение года учитывается при начислении амортизации по следующей формуле:

$$И_{ам} = \sum_{i=1}^{i=n} P_{ам,i} \cdot ОС_{i,г.г.} + \frac{P_{ам,i}(введ.) \cdot ОС_{i(введ.)}}{12} \cdot t_{ам}^i - \frac{P_{ам,i}(вывед.) \cdot ОС_{i(вывед.)}}{12} \cdot t_{исам}^i,$$

где  $i$  — классификационные группы основных средств;  $ОС_{i,г.г.}$  — первоначальная (восстановительная) стоимость  $i$ -групп основных средств на начало года;  $ОС_{i(введ.)}$  — первоначальная (восстановительная) стоимость вновь введенных в течение года основных средств  $i$ -группы;  $ОС_{i(вывед.)}$  — первоначальная (восстановительная) стоимость выведенных из эксплуатации и списанных с баланса компании основных средств  $i$ -группы;  $t_{ам}^i$  — число месяцев начисления амортизации по вновь введенным основным средствам  $i$ -группы в данном году;  $t_{исам}^i$  — число месяцев неначисления амортизации по списываемым с баланса основным средствам  $i$ -группы в данном году.

Принятие на баланс и списание с баланса основных средств может также учитываться начислением амортизации от среднегодовой первоначальной или восстановительной стоимости основных средств, то есть

$$И_{ам} = \sum_{i=1}^{i=n} P_{ам,i} \cdot ОС_{i,ср.год.}.$$

К достоинствам линейного метода начисления амортизации можно отнести равномерность отчисления амортизации и простоту ее расчета. Вместе с тем равномерное начисление амортизации, особенно при длительных сроках полезного использования, не обеспечивает концентрацию ресурсов, необходимых для быстрой замены морально устаревших средств труда.

Компании обязаны применять линейный метод при начислении амортизации по пассивной части основных средств, в том числе по зданиям, сооружениям, передаточным устройствам, входящим в восьмую, девятую и десятую группы амортизируемого имущества независимо от сроков ввода в эксплуатацию этих объектов. К остальным основным средствам компания вправе применять линейный или любой из нелинейных методов. Выбранный метод начисления амортизации по данной группе основных средств должен использоваться на протяжении всего срока их полезного использования.

Линейный метод может использоваться при начислении ускоренной амортизации, для чего срок амортизации уменьшается по сравнению со сроком полезного использования активных ОПС в два раза (рис. 4.5).

$$T_{ам}^{акт.} = \frac{T_{пол.исп.}^{акт.}}{2}, \quad P_{ам}^{акт.} = 2 \cdot \frac{1}{T_{пол.исп.}^{акт.}}.$$

Годовые амортизационные отчисления по активным и пассивным ОПС определяются по формуле:

$$I_{\text{ам}} = \frac{2}{T_{\text{пол.исп.}}^{\text{акт.}}} \text{ОПС}_{\text{перв. (восст.)}}^{\text{акт.}} + \frac{1}{T_{\text{пол.исп.}}^{\text{пасс.}}} \text{ОПС}_{\text{перв. (восст.)}}^{\text{пасс.}}$$

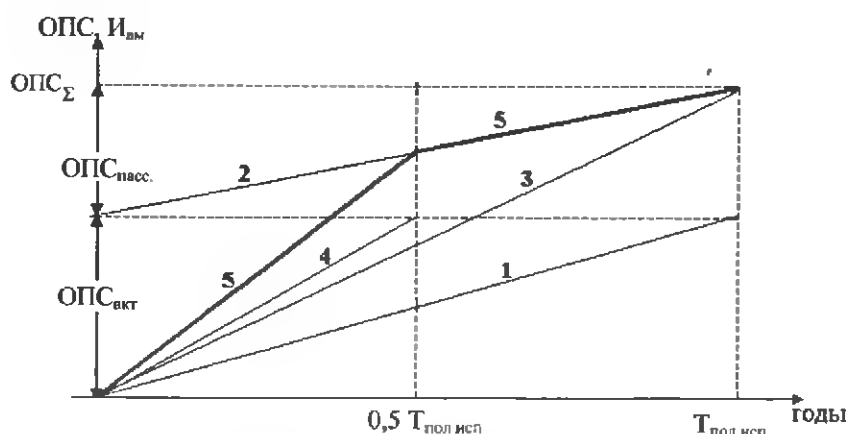


Рис. 4.5. Начисление амортизации линейным методом при использовании обычной (неускоренной) и ускоренной амортизации активных ОПС

Процесс переноса стоимости активной части ОПС на себестоимость продукции при использовании обычной (неускоренной) амортизации характеризуется линией 1, пассивной части ОПС — линией 2, в целом по объекту — линии 3 (рис. 4.5).

При уменьшении срока полезного использования активных ОПС в два раза начисление амортизации по активной части ОПС идет значительно быстрее по линии 4. Процесс начисления амортизации от стоимости пассивных ОПС независимо от метода начисления амортизации по активной части осуществляется по линии 2. В результате перенос совокупной стоимости ОПС на себестоимость продукции характеризуется линией 5, при этом большая часть стоимости ОПС переносится на себестоимость в первой половине их срока полезного использования.

Использование линейного метода при расчете замедленной амортизации предполагает увеличение срока амортизации по сравнению со сроком полезного использования основных средств и уменьшение нормы амортизационных отчислений. В отечественной практике правилами бухгалтерского учета основных средств разрешено удвоение срока амортизации по сравнению со сроком полезного использования основных средств:

$$T_{\text{ам}} = 2T_{\text{пол.исп.}}, \quad P_{\text{ам}} = \frac{1}{2T_{\text{пол.исп.}}}$$

Замедленная амортизация увеличивает период амортизации ОС, что тормозит обновление оборудования и наносит ущерб компании в результате увеличения длительности эксплуатации морально и физически устаревших ОПС.

#### 4.11. Нелинейные методы начисления амортизации без учета дисконтирования

По активной части основных средств энергетическая компания вправе начислять амортизацию линейным или нелинейными методами. К нелинейным (регрессивным) методам, разрешенным к применению в отечественной практике, относятся:

- метод уменьшаемого остатка;
- метод суммы чисел (кумулятивный метод);
- метод списания стоимости пропорционально производству продукции;
- комбинированный метод.

Использование нелинейных методов обеспечивает:

- повышение роли собственных источников финансирования инвестиционной деятельности, как наиболее надежных и стабильных;
- расширение инвестиционных возможностей компании в более ранние сроки;
- усиление заинтересованности компании в обновлении устаревших морально и физически основных средств.

*Метод уменьшаемого остатка.*

По методу уменьшаемого остатка начисление амортизации осуществляется от остаточной стоимости активных частей ОПС, нормы амортизации, исчисленной исходя из срока полезного использования активной части ОПС и коэффициента ускорения:

$$И_{ам}^{акт.} = P_{ам, i}^{акт.} \cdot K_{ускор.} \cdot ОПС_{ост.}^{акт.} = \frac{1}{T_{пол. исп. i}^{акт.}} \cdot K_{ускор.} \cdot ОПС_{ост.}^{акт.},$$

где  $P_{ам, i}^{акт.}$  — норма амортизации для активных ОПС  $i$ -й группы;

$$P_{ам, i}^{акт.} = \frac{1}{T_{пол. исп. i}^{акт.}},$$

где  $K_{ускор.}$  — коэффициент ускорения амортизации по годам срока полезного использования;  $ОПС_{ост.}^{акт.}$  — остаточная стоимость активных ОПС.

Данный метод предполагает уменьшение по годам срока полезного использования доли отчислений от стоимости активной части основных средств. При неизменной норме амортизации, обратно пропорциональной сроку полезного использования, введение коэффициента ускорения ( $K_{ускор.}$ ), максимального в первый год с последующим снижением по годам, сокращает по годам долю ( $P_{ам, i}^{акт.} \cdot K_{ускор.}$ ) отчислений от стоимости основных средств. Остаточная стоимость основных средств уменьшается ежегодно на величину годовых амортизационных отчислений (при отсутствии переоценки основных средств), или изменяется в зависимости от величины амортизации и результатов переоценки стоимости основных средств.

Начисление амортизации и изменение остаточной стоимости активных ОПС при использовании метода уменьшаемого остатка показаны на рисунке 4.6.

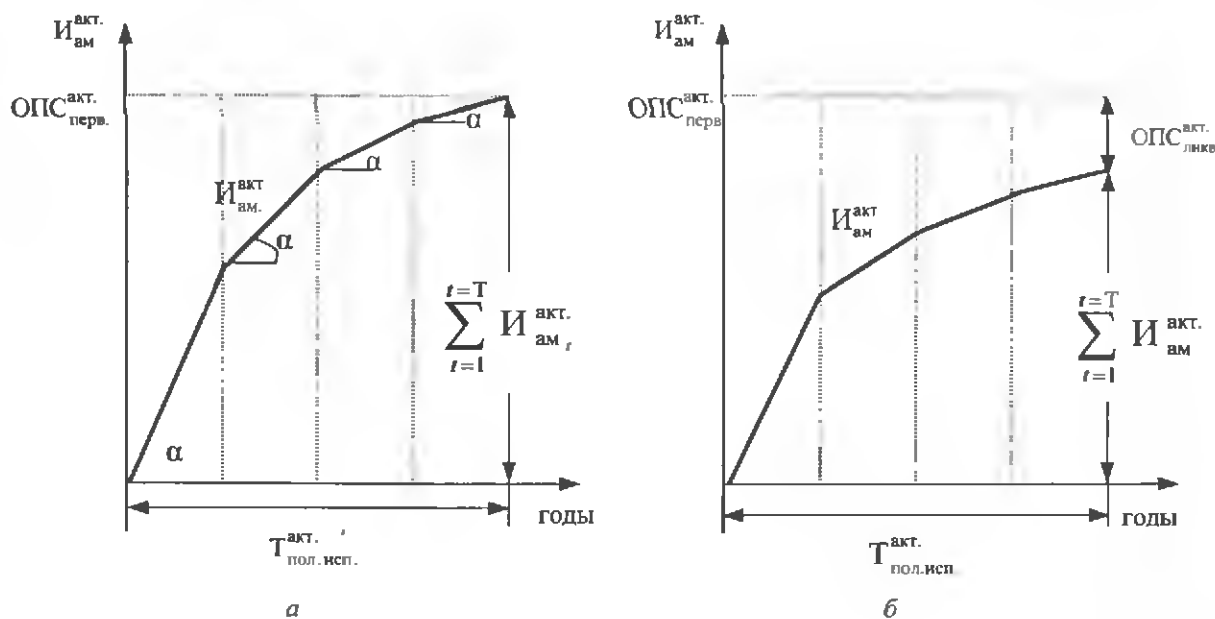


Рис. 4.6. Начисление ускоренной амортизации при использовании метода уменьшаемого остатка:

а — при  $ОПС_{лижв.}^{акт.} = 0$ ; б — при  $ОПС_{лижв.}^{акт.} \neq 0$

Уменьшение угла ( $\alpha$ ) наклона линии амортизационных отчислений по годам  $T_{\text{пол.исп.}}^{\text{акт.}}$  характеризует снижение абсолютной величины годовых амортизационных отчислений в более поздние годы срока полезного использования основных средств.

В методе уменьшаемого остатка доля списания стоимости  $R_{\text{ам}}^{\text{акт.}} K_{\text{ускор.}}$  и остаточная стоимость активных ОПС по годам уменьшаются, что делает функцию ( $I_{\text{ам.}}$ ) бесконечно убывающей и приводит к растягиванию амортизации на бесконечно длительный период времени.

*Метод списания стоимости по сумме чисел лет срока полезного использования (кумулятивный метод).*

Начисление амортизации по данному методу осуществляется, исходя из первоначальной или восстановительной стоимости активных ОПС и нормы амортизационных отчислений, рассчитываемой для каждого года срока полезного использования путем деления числа лет, оставшихся до окончания срока полезного использования на сумму чисел лет срока полезного использования активных основных средств, то есть

$$R_{\text{ам.}}^{\text{акт.}} = \frac{\text{Число лет, оставшихся до конца срока полезного использования ОПС}_{\text{акт.}}}{\text{Сумма чисел лет срока полезного использования ОПС}_{\text{акт.}}}$$

Годовые амортизационные отчисления в год  $t$  составят:

$$I_{\text{ам.}}^{\text{акт.}} = \text{ОПС}_{\text{перв. (восст.)}}^{\text{акт.}} \cdot R_{\text{ам.}}^{\text{акт.}}$$

При расчете амортизации кумулятивным методом:

- норма амортизации по годам срока полезного использования уменьшается;
- стоимость активных ОПС не меняется, если амортизация начисляется от первоначальной стоимости и изменяется в соответствии с переоценкой основных средств при начислении амортизации от восстановительной стоимости.

В результате уменьшения по годам  $R_{\text{ам.}}$  годовые амортизационные отчисления максимальны для первого и минимальны для последнего года срока полезного использования.

*Метод списания стоимости пропорционально производству продукции.*

При способе списания стоимости пропорционально объему продукции (работ) начисление амортизации производится, исходя из первоначальной (восстановительной) стоимости активных ОПС и отношения годового объема произведенной продукции к объему производимой продукции за весь срок полезного использования объекта основных средств.

Применительно к электростанциям и генерирующим компаниям, продукцией которых является электроэнергия, годовые амортизационные отчисления рассчитываются по формуле:

$$I_{\text{ам.}}^{\text{акт.}} = \text{ОПС}_{\text{перв. (восст.)}}^{\text{акт.}} \cdot \frac{\sum_{t=1}^{t=T} \mathcal{E}_{\text{выр.},t}}{\sum_{t=1}^{t=T} \mathcal{E}_{\text{выр.},t}}$$

где  $\mathcal{E}_{\text{выр.},t}$  — выработка электроэнергии в год  $t$ ;  $\sum_{t=1}^{t=T} \mathcal{E}_{\text{выр.},t}$  — предполагаемая выработка электроэнергии электростанцией за весь срок полезного использования.

Предполагаемая выработка по годам срока полезного использования может быть получена из бизнес-плана инвестиционного проекта, по которому построена данная электростанция, или рассчитана, исходя из установленной мощности  $N_{y,t}$  и прогнозируемого годового числа часов использования установленной мощности  $h_{y,t}$  по годам срока полезного использования:

$$\sum_{t=1}^{t=T} \mathcal{E}_{\text{выр.},t} = \sum_{t=1}^{t=T} N_{y,t} \cdot h_{y,t}$$

Для ТЭЦ, вырабатывающих электрическую и тепловую энергию, годовые амортизационные отчисления определяются:

$$И_{ам, t}^{акт. ТЭЦ} = ОПС_{перв. (восст.)}^{акт. ТЭЦ} \cdot \frac{0,86 \mathcal{E}_{выр. t}^{ТЭЦ} + Q_{отп, t}^{ТЭЦ}}{\sum_{i=1}^T (0,86 \mathcal{E}_{выр. i}^{ТЭЦ} + Q_{отп, i}^{ТЭЦ})},$$

где  $Q_{отп, t}^{ТЭЦ}$  — отпуск тепла с коллекторов ТЭЦ в год  $t$ ; 0,86 — удельный расход тепла на производство электроэнергии в идеальном цикле, когда КПД брутто электростанции по производству электроэнергии равен 100%, Гкал/МВт · ч.

В случае если годовой объем производимой продукции или оказываемых услуг по годам одинаков, начисление амортизации будет носить линейный характер.

Данный метод расчета амортизации в электроэнергетике мало применим, так как определить объем выработки электроэнергии и отпуска тепла за период полезного использования основных средств, равный 25–30 годам, можно лишь с значительной степенью недостоверности. Причины слабой предсказуемости показателей объясняются неопределенностью спроса на энергию в таком длительном периоде и невозможностью учета влияния на объем спроса изменяющихся по годам погодных-климатических параметров.

Рассмотренные методы начисления амортизации рекомендованы Налоговым кодексом для целей бухгалтерского учета.

#### Комбинированный метод

Для целей налогового учета Налоговым кодексом РФ (часть II) в статье 259 налогоплательщикам предписано начислять амортизационные отчисления по активной части ОПС либо линейным, либо нелинейным методом.

Рекомендуемый линейный метод расчета амортизации идентичен линейному методу, используемому в целях бухгалтерского учета.

Для целей налогового учета Налоговым кодексом разрешается использование единственного нелинейного метода, который нелинейным можно назвать условно, более логично его назвать комбинированным, так как он сочетает нелинейный и линейный методы.

По данному методу амортизация определяется, как произведение остаточной стоимости активных ОПС и нормы амортизации, определяемой по формуле:

$$P_{ам}^{акт. (мес.)} = \frac{2}{T_{пол. исп. (мес.)}^{акт.}},$$

где  $T_{пол. исп. (мес.)}^{акт.}$  — срок полезного использования активной части ОПС, выраженный в месяцах.

Амортизационные отчисления за месяц составят:

$$И_{ам}^{акт. (мес.)} = \frac{2}{T_{пол. исп. (мес.)}^{акт.}} \cdot ОПС_{ост}^{акт.},$$

где  $ОПС_{ост}^{акт.}$  — остаточная стоимость активных основных производственных средств.

Амортизация начисляется таким образом до тех пор (до того месяца), пока остаточная стоимость активных ОПС не будет равна 20% от их первоначальной (восстановительной) стоимости, после чего амортизация начисляется в следующем порядке:

- остаточная стоимость фиксируется как базовая стоимость для дальнейших расчетов;
- сумма начисляемой за месяц амортизации определяется делением базовой стоимости на количество месяцев, оставшихся до истечения срока полезного использования активных ОПС.

Расчет амортизации по данному методу в пределах 80% первоначальной стоимости можно представить как:

$$И_{ам}^{акт. (мес.)} = 2 \cdot P_{ам}^{акт. (мес.)} \cdot ОПС_{ост}^{акт.} = \frac{2}{T_{пол. исп. (мес.)}^{акт.}} \cdot ОПС_{ост}^{акт.}.$$

Удвоение нормы амортизации на этапе списания 80% стоимости активных ОПС увеличивает амортизационные отчисления по сравнению с обычной (неускоренной амортизацией) в первые годы на  $\Delta I_{ам}$  (рис. 4.7).

Оставшиеся 20% от первоначальной стоимости активных ОПС переносятся на себестоимость линейным способом в соответствии с формулой:

$$I_{ам}^{акт.мес.} = \frac{0,2ОПС_{перв.(восст.)}^{акт.}}{\Delta t_{пол.исп.}^{акт.}},$$

где  $\Delta t_{пол.исп.}^{акт.}$  — число месяцев, оставшихся до окончания срока полезного использования, при достижении остаточной стоимости, равной 20% от первоначальной (восстановительной) стоимости активных ОПС.

В данном методе норма амортизации различна: на этапе амортизации 80% стоимости норма амортизации в два раза больше нормы амортизации при начислении неускоренной амортизации, остаточная стоимость активных основных производственных средств по месяцам и годам на этом этапе уменьшается. На втором этапе (амортизация оставшихся 20% стоимости) месячная норма амортизации, базовая стоимость активных ОПС и месячные амортизационные отчисления неизменны до окончания срока полезного использования.

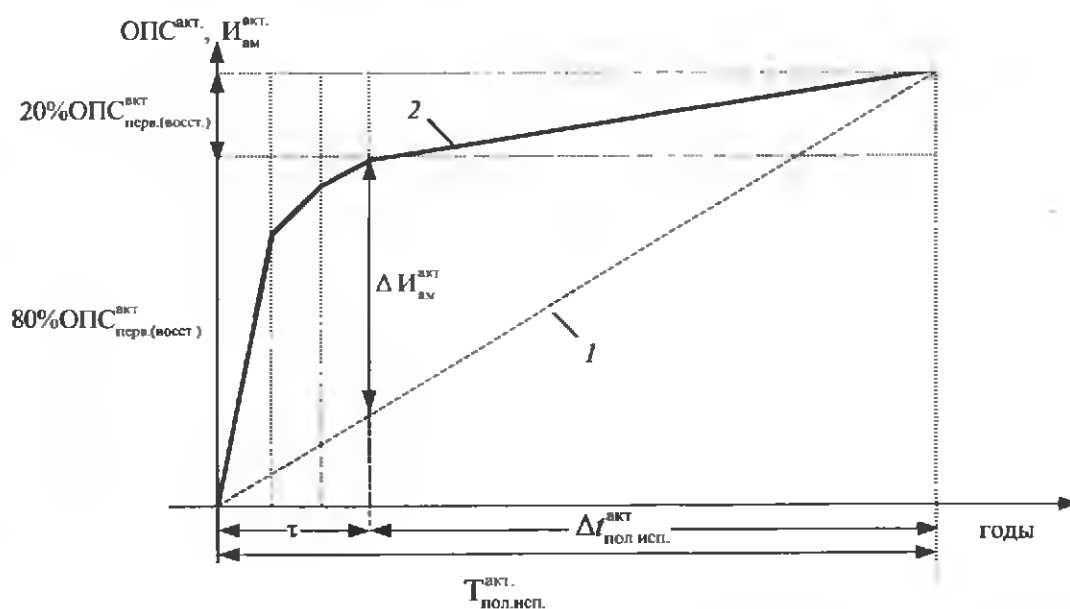


Рис. 4.7. Начисление амортизации для целей налогового учета с использованием нелинейного (комбинированного) метода (1 — начисление амортизации линейным методом, 2 — нелинейным методом)

#### Методы начисления амортизации, используемые в зарубежной практике.

Зарубежная амортизационная политика отличается большей гибкостью и разнообразием методов начисления амортизации:

- в частности, в зарубежной практике наряду с линейным, кумулятивным и иными методами используется метод начисления амортизации от остаточной стоимости основных средств, называемый методом с постоянной долей списания остаточной балансовой стоимости. В соответствии с этим методом на себестоимость продукции переносится (списывается) постоянная доля от остаточной стоимости основных средств ( $P_{ам.} = \text{const}$ ) и, так как с течением времени остаточная стоимость уменьшается, абсолютная величина амортизационных отчислений по годам снижается. Использование данного метода возможно при условии, что заведомо известна величина

ликвидационной стоимости основных средств ( $ОС_{ликв.}$ ). При этом суть задачи сводится к определению нормы амортизации ( $P_{ам}$ ), исходя из последовательного по годам снижения остаточной стоимости основных средств ( $ОС_{ост.}$ ) до величины ликвидационной стоимости ( $ОС_{ликв.}$ ):

в 1-й год:

$$И_{ам}^1 = ОС_{перв.} \cdot P_{ам};$$

$$ОС_{ост.}^1 = ОС_{перв.} - И_{ам}^1 = ОС_{перв.} - ОС_{перв.} \cdot P_{ам} = ОС_{перв.} \cdot (1 - P_{ам});$$

во 2-й год:

$$И_{ам}^2 = ОС_{ост.}^1 \cdot P_{ам} = ОС_{перв.} \cdot (1 - P_{ам}) \cdot P_{ам};$$

$$ОС_{ост.}^2 = ОС_{ост.}^1 - И_{ам}^2 = ОС_{перв.} \cdot (1 - P_{ам}) - ОС_{перв.} \cdot (1 - P_{ам}) \cdot P_{ам} = ОС_{перв.} \cdot (1 - P_{ам})^2;$$

в T-й год:

$$И_{ам}^T = ОС_{ост.}^{T-1} \cdot P_{ам} = ОС_{перв.} \cdot (1 - P_{ам})^{T-1} \cdot P_{ам};$$

$$ОС_{ликв.} = ОС_{ост.}^{T-1} - И_{ам}^T = ОС_{перв.} \cdot (1 - P_{ам})^{T-1} - ОС_{перв.} \cdot (1 - P_{ам})^{T-1} \cdot P_{ам} = ОС_{перв.} \cdot (1 - P_{ам})^T.$$

Откуда следует, что норма амортизации составит:

$$P_{ам} = 1 - \sqrt[T]{\frac{ОС_{ликв.}}{ОС_{перв.}}},$$

где T — последний год срока полезного использования основных средств.

Очевидно, что в случае нулевой ликвидационной стоимости расчет нормы амортизации невозможен. В методе с постоянной долей списания остаточной стоимости норма амортизации постоянна, а остаточная стоимость уменьшается по годам срока полезного использования основных средств.

- В ряде зарубежных стран государственные органы регламентируют ускоренное списание стоимости ОПС без сокращения или с сокращением общего срока амортизации, в соответствии с так называемым табличным методом списания. Для этого разрабатываются специальные таблицы долей списания первоначальной балансовой стоимости основных средств. Например, при пятнадцатилетнем сроке амортизации оборудования предусматриваются следующие нормы амортизации (нормы списания) стоимости ОС:

- для первых пяти лет, соответственно, 12, 10, 9, 8, 7%;
- далее, в последующие четыре года, по 6%;
- затем, в течение последующих лет, по 5%.

Находят применение методы ускоренной амортизации при сокращенном периоде амортизации с одновременным увеличением норм амортизации в первые годы и последующим их снижением (равномерным или неравномерным) в последние годы амортизационного периода. Например, при сроке полезного использования ОС 8 лет, амортизационный период при начислении ускоренной амортизации может быть равен четырем годам и при этом нормы амортизации составят в первый год 40%, во второй — 30%, в третий — 20% и в четвертый год — 10%.

*Сравнение результатов начисления амортизации различными методами.*

Независимо от используемого вида амортизации (обычная, ускоренная или замедленная) и метода ее расчета (линейный или нелинейный), начисленная за амортизационный период сумма амортизации по объекту, одинакова во всех случаях и равна первоначальной (восстановительной) стоимости ОС. В зависимости от вида и метода расчета амортизации изменяется лишь скорость списания стоимости ОС. Аналитическим измерителем скорости переноса стоимости ОС на себестоимость продукции служит срок, в течение которого амортизируется половина стоимости

основных средств. Этот срок называется медианным. Он может быть определен графическим (рис. 4.8) или расчетным путем.

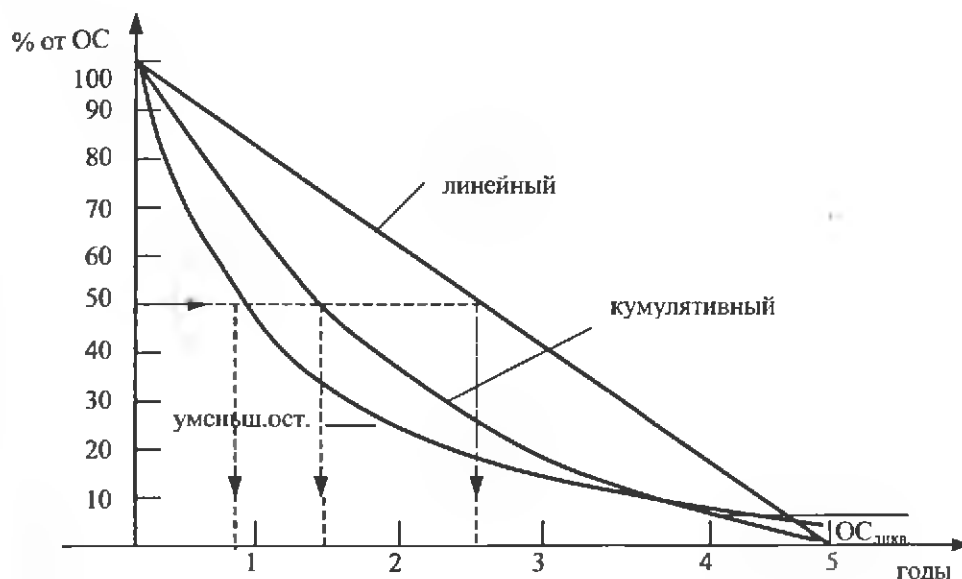


Рис. 4.8. Определение медианного срока накопления

Медианный срок определяется при использовании:

- линейного метода:

$$t_{\text{мед.}} = 0,5 \cdot T_{\text{пол.исп.}} \cdot \frac{\text{ОС}_{\text{перв}}}{\text{ОС}_{\text{перв}} - \text{ОС}_{\text{ликв.}}};$$

- метода с постоянной долей списания стоимости:

$$t_{\text{мед.}} = \frac{\ln\left(\frac{\text{ОС}_{\text{перв}} - \text{ОС}_{\text{ликв.}}}{2 \cdot \text{ОС}_{\text{перв}}}\right)}{\ln(1 - P_{\text{ам}})}.$$

Для всех других методов медианный срок определяется методом интерполяции или графическим способом.

#### 4.12. Нелинейные методы начисления амортизации с учетом дисконтирования

Источниками собственных инвестиционных средств компаний являются амортизация и чистая прибыль. Поскольку метод амортизационных отчислений изменяет пропорции этих двух составляющих во времени, экономически правильным было бы оценивать дисконтированную выгоду компании, как суммарную дисконтированную величину амортизации и чистой прибыли за срок полезного использования основных средств, для чего амортизацию (так же, как и прибыль), следует рассчитывать с учетом дисконта, зависящего от удаленности момента расчета показателя от текущего момента.

К нелинейным методам начисления амортизации с учетом дисконтирования относятся:

- метод накопленного резерва;
- метод аннуитетов.

##### Метод накопленного резерва

В действительности амортизационные отчисления не аккумулируются в течение срока полезного использования в виде амортизационного фонда, а расходуются на техническое перевооружение других основных средств. Вместе с тем, если представить, что накапливаемый амортизационный



фонд размещается в банке, и на него начисляются проценты по вкладу ( $r$ ), то совокупный размер накоплений по годам составит:

$$1\text{-й год: } I_{ам1} = P_{ам} \cdot OC;$$

$$2\text{-й год: } \sum_{t=1}^2 I_{амt}^{с\%} = I_{ам1} + r \cdot I_{ам1} + I_{ам2} = I_{ам1}(1+r) + I_{ам2};$$

$$3\text{-й год: } \sum_{t=1}^3 I_{амt}^{с\%} = \sum_{t=1}^2 I_{амt} + r \sum_{t=1}^2 I_{амt} + I_{ам3} = I_{ам1}(1+r)^2 + I_{ам2}(1+r) + I_{ам3}.$$

В общем случае накопленная сумма амортизационных средств за период  $\tau$  с учетом выплаты процентов по амортизационному вкладу будет равна:

$$\sum_{t=1}^{\tau} I_{амt}^{с\%} = \sum_{t=1}^{\tau} I_{амt} (1+r)^{\tau-t},$$

где  $\tau$  — год, для которого определяется накапливаемый амортизационный фонд;  $t$  — любой год амортизационного периода.

Учитывая, что амортизация начисляется до полного переноса стоимости ОС на себестоимость продукции амортизационные отчисления с учетом выплачиваемых процентов следует накапливать до тех пор, пока они не будут равны первоначальной (восстановительной) стоимости ОС:

$$\sum_{t=1}^{\tau} I_{амt} (1+r)^{\tau-t} = OC_{перв. (восст.)}.$$

#### Метод аннуитетов

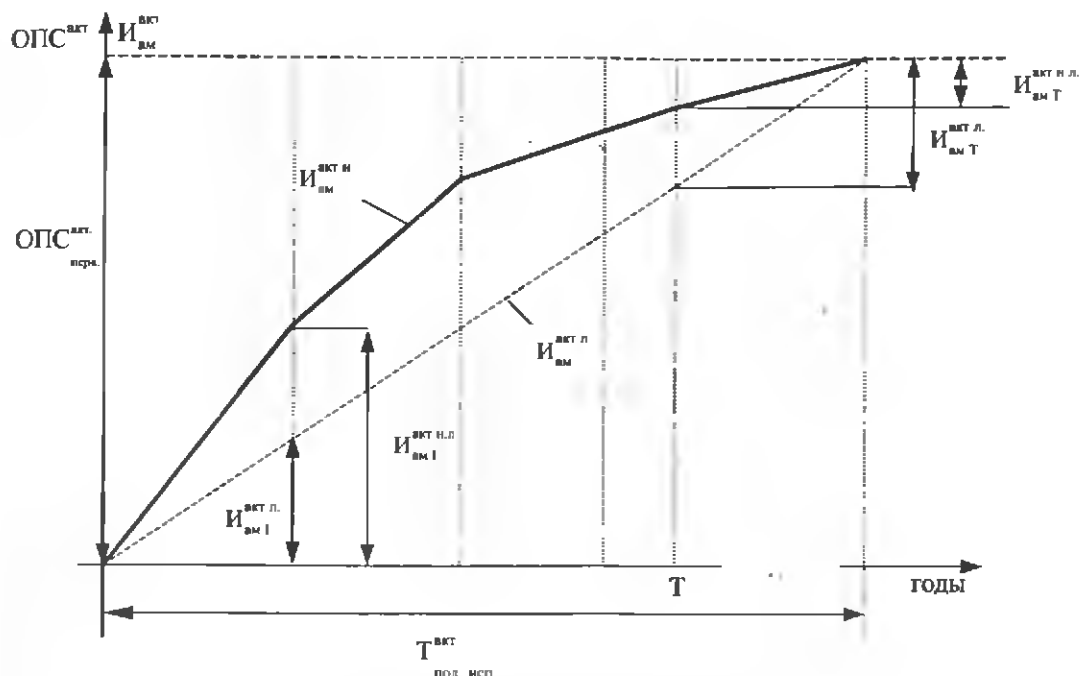
Аннуитет — поток платежей, все члены которого положительные величины, а временные интервалы между платежами одинаковы. Все ранее рассмотренные методы, в том числе и метод накопленного резерва, не учитывают в полной мере изменения ценности денег во времени, в результате, при замене изношенных ОС на новые, инвестор несет ущерб. Модель расчета амортизации по методу аннуитетов базируется на принципе, положенном в основу общепринятого метода обслуживания долга. В методе аннуитетов затраты на приобретение нового оборудования рассматриваются, как некоторая задолженность, растущая до момента первого списания износа. В момент списания износа часть суммы идет на уплату процентов, а остаток расходуется на погашение основного долга и так до тех пор, пока стоимость ОС не будет полностью перенесена на себестоимость продукции (работ, услуг).

### 4.13. Влияние амортизационной политики на экономические результаты работы компании

*Влияние ускоренной амортизации и переоценки ОПС на экономические результаты работы компании.*

Амортизационные отчисления являются источником финансирования процесса воспроизводства основных средств. Изменение пропорций накопления амортизации во времени влияет не только на размер возможных инвестиций в данный год, но и на целый ряд экономических показателей. В общем случае экономические последствия использования нелинейных регрессивных методов амортизации активных ОПС проявляются в виде следующих изменений показателей:

- в первые годы  $T_{пол. исп.}$  амортизация, начисленная нелинейным методом, превышает амортизацию, начисленную в эти годы линейным методом,  $I_{ам}^{акт. н. л.} > I_{ам}^{акт. л.}$ , в конце  $T_{пол. исп.}$  соотношение обратное:  $I_{ам}^{акт. н. л.} < I_{ам}^{акт. л.}$ , при этом  $I_{ам}^{акт. н. л.} > I_{ам}^{акт. н. л.}$  (рис. 4.9).



- Повышенные амортизационные отчисления в первые годы приводят к росту затрат, относимых на себестоимость продукции. Государственное регулирование тарифов на энергию не предусматривает их увеличения при использовании ускоренной амортизации, поэтому увеличение амортизационных отчислений в первые годы срока полезного использования ОС приводит к росту затрат, относимых на себестоимость продукции ( $I_{\Sigma}$ ), и при неизменных тарифах (ценах) на электроэнергию и тепло сокращает прибыль от реализации продукции ( $\Pi_{\text{от реал.}}$ ):

$$\Pi_{\text{от реал.}} = \text{ВР} - \text{И}_5,$$

где ВР — выручка от реализации электроэнергии и тепла без НДС.

- Увеличение годовых амортизационных отчислений в первые годы  $T_{\text{пол.исп}}$  уменьшает остаточную стоимость основных средств, что приводит к сокращению налога на имущество ( $N_{\text{им.}}$ ), в то время, как переоценка ОПС увеличивает налог на имущество:

$$H_{\text{им}} = \frac{\alpha_{\text{им.}}}{100\%} \cdot \text{ОПС}_{\text{ост}}^{\text{ср.год}},$$

где  $\alpha_{\text{им}}$  — ставка налога на имущество;  $\text{ОПС}_{\text{ост}}^{\text{ср.год}}$  — среднегодовая остаточная стоимость основных производственных средств.

- Снижение величины прибыли от реализации продукции уменьшает, а сокращение налога на имущество увеличивает налогооблагаемую прибыль. Безусловно, прибыль от реализации продукции уменьшится в большей степени по сравнению с уменьшением налога на имущество, что вызовет сокращение налогооблагаемой прибыли ( $\Pi_{\text{налог}}$ ), налога на прибыль ( $\Pi_{\text{приб.}}$ ) и чистой прибыли ( $\Pi_{\text{чист}}$ ):

$$П_{\text{налог}} = П_{\text{от реал.}} - Н_{\text{им.}}, \quad Н_{\text{приб}} = \alpha_{\text{приб.}} \cdot П_{\text{приб.}}, \quad П_{\text{чист.}} = П_{\text{от реал.}} - Н_{\text{приб.}} - Н_{\text{им.}}$$

- В более поздние годы срока полезного использования уменьшаются амортизационные отчисления, темпы снижения налога на имущество замедляются, что приводит к увеличению как налогооблагаемой прибыли, так и налога на прибыль. Тем самым из-за ускорения амортизации налогооблагаемая база по прибыли смещается во времени к более поздним периодам. С учетом

фактора стоимости денег во времени это означает снижение текущей стоимости расходов компании по уплате налога на прибыль.

- Начисление большей суммы амортизации за меньший период времени позволяет более полно учесть моральный износ ОПС благодаря большей достоверности прогнозов в кратком периоде. При этом, будучи условным начислением в составе себестоимости, то есть не создавая для предприятия собственно денежного расхода, амортизационные отчисления увеличивают для предприятия приток денежных средств.
- В заключение следует отметить, что использование ускоренной амортизации увеличивает доходы и инвестиционные возможности компании в первой половине  $T_{\text{пол.исп.}}$  как за счет остающейся в ее распоряжении большей величины амортизации, так и благодаря смещению налогового бремени на более позднее время. Однако в этот период уменьшается чистая прибыль. Если сокращение чистой прибыли допустимо и не приводит к образованию задолженности перед бюджетом и кредиторами, то ускоренная амортизация для компании выгодна.

*Влияние индексации амортизационных отчислений на процесс воспроизводства основных средств.*

В условиях высоких темпов инфляции может наблюдаться значительный рост цен на оборудование, строительные материалы и технику в период между двумя очередными переоценками основных средств (то есть в течение года). В таком случае следует производить индексацию амортизационных средств в период между двумя переоценками.

Необходимость индексации вызвана тем, что производить переоценку основных средств чаще одного раза в год практически невозможно, в то время, как расхождение балансовой и рыночной стоимости основных средств становится ощутимым уже во втором и третьем квартале текущего года. Поскольку в этой ситуации балансовая стоимость основных средств ниже рыночной, это приводит к занижению величины амортизационных отчислений по сравнению с реальной потребностью. В первом квартале текущего года, то есть после очередной переоценки основных средств, индексации амортизации не требуется, так как после переоценки основных средств при расчете амортизации используется восстановительная стоимость, соответствующая рыночной стоимости ОС. В последующие месяцы года амортизационные отчисления должны индексироваться в соответствии с индексом инфляции в инвестиционной сфере ( $i_{\text{и.и.с.}}$ ), то есть в соответствии с индексом изменения цен в машиностроении ( $i_{\text{м}}$ ) и промышленности строительных материалов ( $i_{\text{п.с.м.}}$ ) с начала года до конца текущего месяца:

$$i_{\text{и.и.с.}} = \alpha \cdot i_{\text{м}} + \beta \cdot i_{\text{п.с.м.}}$$

где  $\alpha$  и  $\beta$  — удельные веса основных средств соответствующих отраслей в стоимости основных средств инвестиционной сферы.

- Инфляционные процессы, имеющие место в течение срока полезного использования, вызывают рост цен на основные средства и одновременно обесценивают амортизационные отчисления в случае их накопления. В результате влияния этих процессов амортизационных средств оказывается недостаточно для замены изношенных ОС по истечении срока их полезного использования.

В целях обеспечения их простого воспроизводства необходимо, чтобы амортизационные отчисления увеличивались адекватно росту стоимости основных средств. Достичь такого соответствия возможно путем переоценки основных средств при одновременной индексации амортизационных отчислений.

В этой связи рассмотрим пример.

Восстановительная стоимость ОС на начало первого года срока полезного использования равна  $ОС_1^{\text{нт}} = 100$  млн руб.,  $T_{\text{пол.исп.}} = 4$  года, коэффициенты индексации стоимости во второй год  $k_2 = 1,4$ , в третий год  $k_3 = 1,3$ , в четвертый год  $k_4 = 1,2$ .

1. Восстановительная стоимость ОС на конец четвертого года составит:

$$ОС_4^{\text{нт}} = 100 \cdot 10^6 \cdot 1,4 \cdot 1,3 \cdot 1,2 = 218,4 \text{ млн руб.}$$

Только в случае равенства совокупных амортизационных отчислений восстановительной стоимости ОС на конец четвертого года можно осуществить простое воспроизводство, то есть

$$OC_4^{кр} = \sum_{i=1}^4 H_{ам}$$

2. Норма амортизации при равномерном (линейном) начислении амортизации составит:

$$P_{ам} = \frac{1}{T_{пол.исп}} \cdot 100\% = \frac{1}{4} \cdot 100\% = 25\% \text{ в год.}$$

3. В первый год:

амортизационные отчисления составят:

$$I_{ам1} = OC_1^{кр} \cdot P_{ам} = 100 \cdot 10^6 \cdot 0,25 = 25 \text{ млн руб./год.}$$

Во второй год:

восстановительная стоимость на начало второго года равна

$$OC_2^{кр} = OC_1^{кр} \cdot k_2 = 100 \cdot 10^6 \cdot 1,4 = 140 \text{ млн руб.};$$

амортизационные отчисления составят:

$$I_{ам2} = OC_2^{кр} \cdot P_{ам} = 140 \cdot 10^6 \cdot 0,25 = 35 \text{ млн руб./год.}$$

Аналогичные расчеты выполнены для третьего и четвертого года, результаты расчетов приведены в табл. 4.8.

Таблица 4.8

Расчет амортизационных отчислений при одновременной переоценке ОС и индексации амортизации

| Годы   | Восстановительная стоимость ОС на начало года, млн руб. | Индексы переоценки стоимости | Годовые амортизационные отчисления с учетом переоценки ОС, млн руб./год | Амортизационные отчисления нарастающим итогом с учетом переоценки ОС и индексации амортизации, млн руб. |
|--------|---------------------------------------------------------|------------------------------|-------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1      | 100                                                     | —                            | $100 \cdot 0,25 = 25$                                                   | 25                                                                                                      |
| 2      | $100 \cdot 1,4 = 140$                                   | 1,4                          | $140 \cdot 0,25 = 35$                                                   | 70                                                                                                      |
| 3      | $140 \cdot 1,3 = 182$                                   | 1,3                          | $182 \cdot 0,25 = 45,5$                                                 | 136,5                                                                                                   |
| 4      | $182 \cdot 1,2 = 218,4$                                 | 1,2                          | $218,4 \cdot 0,25 = 54,6$                                               | 218,4                                                                                                   |
| Итого: | 218,4                                                   |                              | 160,1                                                                   | 218,4                                                                                                   |

4. Амортизационные средства, накопленные при ежегодной переоценке основных средств и равные 160,1 млн руб., меньше восстановительной стоимости ОС на конец четвертого года (218 млн руб.), что не обеспечивает простого воспроизводства основных средств.

5. Исключить обесценивание амортизационных отчислений возможно путем индексации амортизации предыдущих лет. Амортизационные отчисления с учетом ежегодной переоценки основных средств и индексации амортизации предыдущих лет нарастающим итогом по годам составят:

$$1 \text{ год } I_{ам1}^{инд.} = I_{ам1} = 25 \text{ млн руб./год};$$

$$1-2 \text{ годы } \sum_{i=1}^2 I_{амi}^{инд.} = I_{ам1}^{инд.} \cdot k_2 + I_{ам2} = 25 \cdot 1,4 + 35 = 70 \text{ млн руб./год};$$

$$1-3 \text{ годы } \sum_{i=1}^3 I_{амi}^{инд.} = \sum_{i=1}^2 I_{амi}^{инд.} \cdot k_3 + I_{ам3} = 70 \cdot 1,3 + 45,5 = 136,5 \text{ млн руб./год};$$

$$1-4 \text{ годы } \sum_{i=1}^4 I_{амi}^{инд.} = \sum_{i=1}^3 I_{амi}^{инд.} \cdot k_4 + I_{ам4} = 136,5 \cdot 1,2 + 54,6 = 218,4 \text{ млн руб./год.}$$

Из расчетов следует, что только при одновременной переоценке ОС и индексации накапливаемой амортизации возможно осуществить простое воспроизводство основных средств.

Недостаток инвестиционных средств не позволяет энергетическим компаниям аккумулировать амортизационные отчисления на длительные сроки. Амортизация, начисляемая от стоимости действующих основных средств, используются для их модернизации и реконструкции или для строительства новых энергетических объектов, что исключает обесценивание амортизации под воздействием инфляционных процессов.

#### 4.14. Показатели технического состояния и эффективности использования основных средств

Для оценки технического состояния основных средств используются показатели:

- коэффициент износа;
- коэффициент обновления;
- коэффициент выбытия;
- показатели возрастной структуры ОПС.
- Коэффициент износа позволяет определить степень физического износа основных средств с использованием разных методов оценки:
  - по соотношению сроков эксплуатации

$$K_{\text{изн}} = \frac{T_{\text{факт.экспл.}}}{T_{\text{пол.исп.}}} \cdot 100\%,$$

где  $T_{\text{факт.экспл.}}$  — фактический срок эксплуатации;  $T_{\text{пол.исп.}}$  — срок полезного использования основных средств;

Данный метод расчета коэффициента износа характеризует экстенсивность использования основных средств во времени без учета интенсивности загрузки объекта в течение фактического срока эксплуатации, что приводит к недостоверности оценки:

— по стоимости износа основных средств, определяемой, как отношение суммы начисленной амортизации за период эксплуатации к первоначальной (восстановительной) стоимости ОС:

$$K_{\text{изн.г}} = \frac{\sum_{t=1}^{t=T} I_{\text{ам}t}}{\text{ОС}_{\text{перв. (восст.)}}} \cdot 100\%,$$

где  $\sum_{t=1}^{t=T} I_{\text{ам}t}$  — сумма амортизации, начисленная за период эксплуатации ОС.

Этот метод также не отражает степень фактического износа, так как  $I_{\text{ам}}$  не зависит от интенсивности использования ОС. К тому же различные методы начисления амортизации по активной части основных производственных средств вносят условность в расчет коэффициента износа;

— по фактическому техническому состоянию элементов основных средств, оцениваемому по результатам технического аудита, включающего инструментальный контроль состояния металлов и материалов. Данный метод характеризует реальный износ ОС, но требует привлечения специалистов в области материало- и металловедения и, как следствие, увеличения затрат, относимых на производство продукции.

В результате сокращения объема ввода новых и реконструкции действующих основных средств коэффициент износа ОПС в энергетике к началу 2003 года составил 53%. При этом из-за наметившейся тенденции к увеличению фактических сроков службы оборудования до сверхнормативных, коэффициент износа активных ОПС превысил коэффициент износа основных средств в целом, составив 63% (табл. 4.9), при увеличении доли полностью самортизированных ОПС до 17,5%.

Таблица 4.9

Динамика коэффициента износа ОПС электроэнергетики России

| Годы | Коэффициент износа ОПС, % | Коэффициент износа силового и производственного оборудования, % |
|------|---------------------------|-----------------------------------------------------------------|
| 1995 | 44,2                      | 57,5                                                            |
| 1996 | 45,3                      | 59,2                                                            |
| 1997 | 45,8                      | 59,9                                                            |
| 1998 | 46,1                      | 60,7                                                            |
| 1999 | 46,9                      | 61,5                                                            |
| 2000 | 52,0                      | 62                                                              |
| 2001 | 53,0                      | 63                                                              |

В 2005–2010 гг. ожидается лавинообразное увеличение износа основных средств, так как введенное в эксплуатацию в семидесятых годах энергетическое оборудование в виде блоков К–100–130, К–200–130, К–300–240 при нормативном сроке эксплуатации 30 лет выработает свой ресурс и потребует замены.

Изношенность производственного аппарата электроэнергетики затрудняет адаптацию энергетических компаний энергетике к требованиям рынка в отношении снижения издержек производства. Эксплуатация изношенного электроэнергетического оборудования приводит к перерасходу топлива на производство энергии, повышает аварийность, снижает надежность энергоснабжения. Более 30% аварийных отказов в работе парогенераторов и 10% в работе турбин происходят по причине старения оборудования. Перерасход топлива в отрасли из-за использования физически и морально устаревшего оборудования ежегодно составляет около 1 млн т у.т.

Коэффициент обновления основных средств определяется отношением стоимости введенных за год новых основных средств ( $ОС_{перв.(восст.)}^{введ.}$ ) к первоначальной (восстановительной) стоимости основных средств на конец года ( $ОС_{перв.(восст.)}^{к.г.}$ ):

$$K_{обн} = \frac{ОС_{перв.(восст.)}^{введ.}}{ОС_{перв.(восст.)}^{к.г.}} \cdot 100\%.$$

В России, начиная с 1989 г., отмечается спад темпов ввода новых мощностей (рис. 4.10) при соответствующем снижении коэффициента обновления до величины менее 1% в год. Кроме того, вводимое оборудование по своим технико-экономическим параметрам почти не отличается от находящегося в эксплуатации, что делает его морально устаревшим по сравнению с новейшим зарубежным оборудованием.

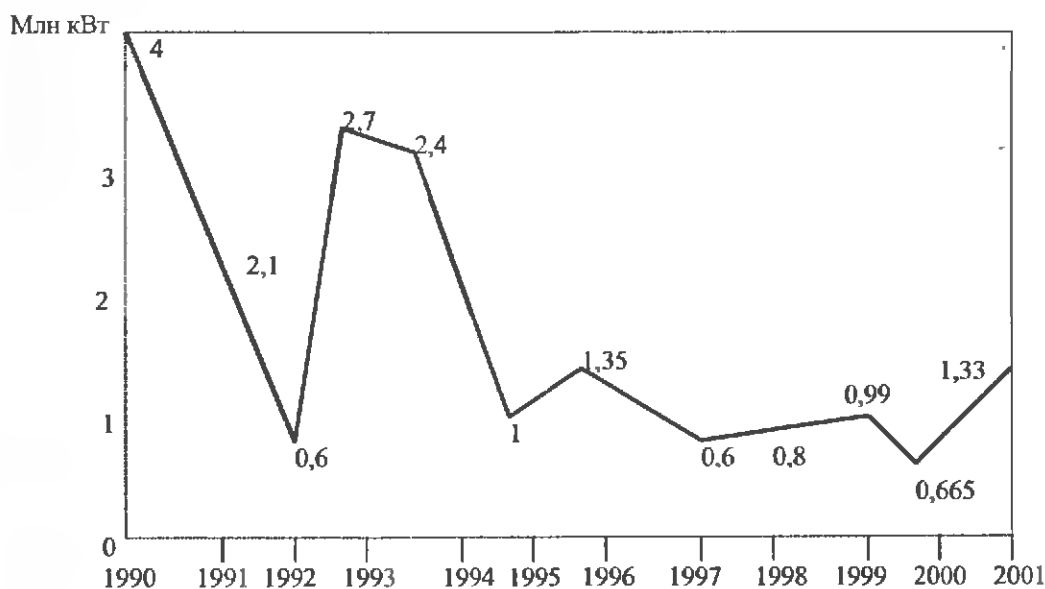


Рис. 4.10. Динамика ввода энергетических мощностей в России в 1991–2001 гг.

Коэффициент выбытия основных средств определяется как отношение первоначальной (восстановительной) стоимости выбывших за год основных средств ( $ОС_{перв.(восст.)}^{выб.}$ ) к балансовой стоимости основных средств на начало года ( $ОС_{восст.}^{н.г.}$ ):

$$K_{выб.} = \frac{ОС_{перв.(восст.)}^{выб.}}{ОС_{восст.}^{н.г.}} \cdot 100\%.$$

Движение ОПС электроэнергетики характеризуется низким коэффициентом выбытия, если в 1995 г. он составил 0,48%, то в 2001 г. всего 0,21% при нормативе 3%.

Возрастная структура основных средств характеризует удельный вес оборудования, отработавшего 10, 20, 30 и более лет;

Динамика процесса воспроизводства основных средств демонстрирует сложившиеся устойчивые тенденции устаревания и относительно низкого технического уровня средств труда, что приводит к ухудшению показателей эффективности использования основных средств.

Низкие темпы замены устаревших генерирующих мощностей влияют на возрастную структуру в сторону увеличения доли мощности с большими фактическими сроками службы. К началу 2003 г. удельный вес генерирующих мощностей со сроками эксплуатации свыше 30 лет составил 38% (рис. 4.11).

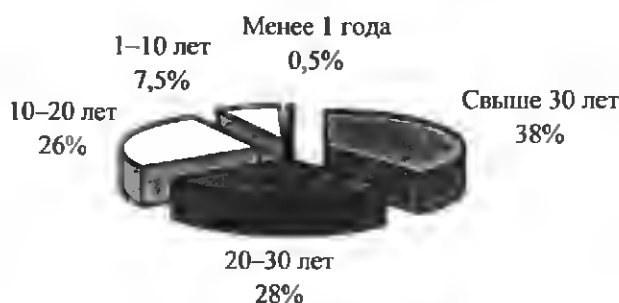


Рис. 4.11. Структура генерирующих мощностей России по срокам эксплуатации

Таким образом основной технико-экономической проблемой отрасли остается нарастающий процесс старения парка генерирующего и сетевого оборудования, который без своевременного привлечения инвестиционных ресурсов в техническое перевооружение действующих мощностей в условиях растущего спроса на электроэнергию может привести к снижению надежности энергоснабжения.

- *Интегральным показателем*, характеризующим эффективность использования основных производственных средств, является капиталотдача характеризующая количество рублей реализованной продукции, приходящихся на один рубль основных производственных средств.

$$\text{Капиталотдача} = \frac{\text{Выручка от реализации продукции}}{\text{Среднегодовая стоимость основных производственных средств}}$$

Капиталотдача зависит от темпов изменения выручки от реализации продукции и среднегодовой стоимости ОПС: при более высоких темпах роста выручки по сравнению со среднегодовой стоимостью ОПС капиталотдача растет.

На капиталотдачу влияют следующие факторы:

- стоимость основных производственных средств и регулярность их переоценки;
- структура ОПС: чем выше доля активной части ОПС, тем больше мощность объекта, выработка электроэнергии и тепла, и выше показатели капиталотдачи;
- стоимость ОПС сетевых объектов, не производящих, а лишь транспортирующих энергию; и стоимость резервной генерирующей мощности;
- спрос на электроэнергию и тепло: при увеличении спроса растет выручка от реализации и капиталотдача;
- соотношение цен на оборудование и тарифов на электроэнергию и тепло.

*Второй показатель*, по которому оценивается эффективность использования основных средств, — *показатель рентабельности* основных средств, определяемый как отношение чистой прибыли компании к среднегодовой стоимости ОПС:

$$\text{Рентабельность ОПС} = \frac{\text{Чистая прибыль}}{\text{Среднегодовая стоимость ОПС}}$$

#### 4.15. Основные направления технического перевооружения электрических станций

Наметившаяся с 1999 г. тенденция увеличения потребления электроэнергии при нарастающем объеме физически и морально устаревшего оборудования, подчеркивает остроту вопроса технического перевооружения производственного аппарата электроэнергетики. В сложившейся ситуации

поддержание мощности на требуемом уровне возможно благодаря модернизации, реконструкции, техническому перевооружению основных средств, расширению действующих и строительству новых энергетических объектов.

*Модернизация* оборудования предполагает замену его отдельных элементов в процессе проведения капитальных ремонтов.

*Реконструкция* подразумевает переустройство существующих объектов основных средств, направленное на совершенствование производства, повышение его технико-экономических показателей и осуществляемое по проекту реконструкции основных средств в целях увеличения производственной мощности, улучшения качества и изменения номенклатуры продукции.

К основным направлениям реконструкции действующих ТЭС относятся:

- перевод конденсационных электростанций или отдельных турбин в теплофикационный режим;
- перевод электростанций на сжигание непроектных видов топлива или на топливо худшего качества;
- замена золоулавливающих установок, устройств по очистке дымовых газов, очистных сооружений и т.д.

К *техническому перевооружению* относится комплекс мероприятий по повышению технико-экономических показателей основных средств или его отдельных частей на основе внедрения передовой техники и технологии, механизации и автоматизации производства, модернизации и замены морально устаревшего и физически изношенного оборудования новым, более производительным.

Основными вариантами технического перевооружения ТЭС являются:

- выборочная комплексная замена изношенных базовых узлов основного и вспомогательного оборудования, обеспечивающая продление срока службы агрегата на 10–15 лет;
- техническое перевооружение с полной заменой энергоблоков в старом главном корпусе на новые аналогичные блоки;
- техническое перевооружение с установкой новых более совершенных энергетических агрегатов или принципиально нового оборудования (ГТУ, ПГУ) в новом главном корпусе;

В условиях высокого износа оборудования, при одновременном отсутствии необходимых средств на его замену, в отрасли актуальна проблема технического перевооружения электростанции путем продления срока службы действующего оборудования до достижения им паркового ресурса.

Под парковым ресурсом понимается наработка по времени однотипных по конструкции, маркам стали и условиям эксплуатации элементов теплоэнергетического оборудования, которая обеспечивает их безаварийную работу. Накопленная статистическая информация и результаты научных исследований последних лет, использование новых методов и средств контроля за состоянием оборудования расширили знания и изменили представление о ресурсе работы энергооборудования. Вывод о возможности продления срока эксплуатации оборудования базируется на результатах оценки его технического состояния в процессе проведения технического аудита. Технический аудит оборудования предполагает: проведение анализа технической документации, тщательный визуальный осмотр оборудования, проведение дополнительных технических расчетов, дополнительной инструментальной диагностики объектов. По результатам технического аудита оценивается возможность продления срока эксплуатации вплоть до исчерпания паркового ресурса оборудования.

В процессе эксплуатации парогенераторы обновляются путем замены отработавших ресурс элементов. Лимитирующими элементами в котлах и парогенераторах являются барабаны и каркасы; их неудовлетворительное состояние может стать причиной прекращения эксплуатации. Звеном, ограничивающим срок предельной эксплуатации блоков, является турбина, а точнее, ее высокотемпературная часть (ЦВД) и в первую очередь наиболее ответственный элемент — ротор турбины, поэтому прогноз достижения предельной наработки энергоблока зависит от состояния турбины.

Для литых корпусных деталей турбин (цилиндров турбин) предельный срок эксплуатации без ограничений назначается при отсутствии трещин глубиной более 15% от толщины стенки и сохранении свойств материалов в пределах технических условий.



Срок менее предельного назначается в случае, если:

- глубина единичной трещины составляет 50% толщины корпуса турбины и более;
- глубина трещины 30–50% от толщины корпуса цилиндра и количество трещин больше одной или в случае повторно появляющихся трещин в месте предыдущей заварки;
- при массовых трещинах глубиной от 10 до 30% от толщины цилиндра вне зависимости от их числа, но появляющихся неоднократно и вызывающих снижение механических свойств материалов;

Роторы турбин, прошедшие проверку при наработке 100 тыс. часов и более и не имеющие дефектов, могут эксплуатироваться до достижения предельных наработок. Ограниченный ресурс имеют роторы турбин:

- имевшие прогибы;
- с обнаруженными дефектами (трещинами, раковинами);
- с числом пусков более 700;
- имевшие более пяти аварийных отключений из-за поломок рабочих лопаток.

На ресурс основного оборудования влияет состояние вспомогательного оборудования. Основанием для прекращения эксплуатации насосов является уменьшение толщины стенки более, чем на 15% от первоначальной толщины, наличие трещин глубиной более 20%, повторное трещинообразование, прекращение производства запасных частей заводом-изготовителем.

Исследования, проведенные в области оценки наработки паркового ресурса оборудованием тепловых электростанций, показали, что к 2010 г. паркового ресурса достигнут 65,2% блочных мощностей при наибольшей наработке ресурса блоками 300–1200 МВт (табл. 4.10).

Таблица 4.10

Наработка паркового ресурса блоками ТЭС России к 2010 г., в %

| Мощность блоков            | Всего | В том числе по виду топлива |       |
|----------------------------|-------|-----------------------------|-------|
|                            |       | Газ и мазут                 | Уголь |
| 1200 МВт                   | 100   | 100                         | —     |
| 800 МВт                    | 93    | 100                         | 50    |
| 300 МВт                    | 77    | 82                          | 67    |
| 180–210 МВт                | 42    | 65                          | 19    |
| 150–165 МВт                | 16    | 20                          | 15    |
| 250 МВт (теплофикационные) | 38    | 28                          | 100   |

В перспективе 2020 года величина устаревших мощностей тепловых электростанций России еще более объемна. Масштабы оборудования, выработавшего ресурс, составят 83,8% от установленной мощности ТЭС (или 57% установленной мощности всех электростанций), в том числе 88,7% — конденсационные мощности, 82% — теплофикационные мощности (рис. 4.12). Нарастание объемов оборудования электростанций, выработавших свой парковый ресурс, намного превышает темпы вывода его из эксплуатации и обновления.

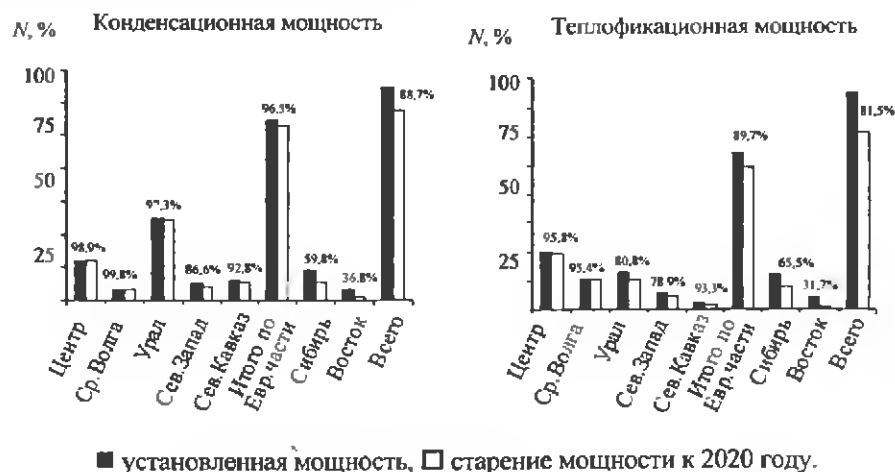


Рис. 4.12. Выработка паркового ресурса КЭС и ТЭЦ России к 2020 г.

Концепция технического перевооружения отечественных тепловых электростанций предусматривает три основных способа поддержания оборудования в эксплуатации или его обновления:

- продление срока эксплуатации оборудования;
- замена выработавшего ресурс оборудования на аналогичное новое;
- замена выработавшего ресурс оборудования новым, технически прогрессивным.

Продление срока эксплуатации действующего оборудования на 10–15 лет за счет замены ресурсоопределяющих узлов — самый простой и дешевый способ техперевооружения ОЭС. Продление сроков эксплуатации ТЭС и АЭС в среднем на 10 лет возможно путем снижения параметров пара, проведения восстановительной термообработки узлов, замены отдельных наиболее изношенных деталей и крупных узлов основного оборудования.

Однако при этом сохраняются на уровне проектных или ухудшаются технико-экономические показатели электростанций. Продление срока эксплуатации действующего оборудования приводит к накоплению в отрасли физически и морально устаревшего оборудования. К тому же затраты на контроль, диагностику, ремонтно-восстановительные работы и замену ресурсоопределяющих элементов, хотя и ниже в 6–7 раз затрат на полную замену оборудования, увеличиваясь из года в год, становятся сопоставимыми с затратами на комплексную замену действующего оборудования на новое.

Замена действующего, выработавшего ресурс оборудования на аналогичное новое, не дает ощутимого повышения экономичности, но возможна в весьма сжатые сроки, так как для замены используется оборудование, серийный выпуск которого налажен отечественными заводами-изготовителями. В ряде случаев замена оборудования новым аналогичным будет осуществляться с некоторым увеличением его установленной мощности. Например, блоки К–300–240, предполагается заменять блоками К–330–240, увеличение мощности которых достигнуто благодаря совершенствованию проточной части турбины. Капитальные затраты при такой замене составляют примерно 60% от затрат на строительство аналогичной ТЭС на новой площадке, так как в варианте замены используются существующие здания, сооружения и в значительной мере вспомогательное оборудование.

Замена оборудования новым, технически прогрессивным приводит к повышению эффективности энергетического производства, позволяя улучшить технико-экономические показатели электростанций. Данный вариант замены самый капиталоемкий и самый длительный по времени, так как, во-первых, для размещения нового оборудования на той же самой площадке приходится реконструировать или строить новые здания, сооружения, заменять вспомогательное оборудование и коммуникации. Во-вторых, в России большинство энергетических установок с использованием новейших технологий существует только в проектах и лишь некоторые из них в виде опытных или промышленных образцов. Требуются значительные средства и время для их освоения и организации серийного производства. В целях повышения эффективности энергетического производства и сокращения вредных выбросов в атмосферу в процессе технического перевооружения ТЭС демонтируемые паросиловые блоки будут заменяться на парогазовые установки (ПГУ), либо на действующих тепловых электростанциях будут устанавливаться газотурбинные надстройки.

Ввод высокоманевренных ПГУ и ГТУ необходим и с позиций рационализации структуры установленной мощности энергетических объединений, так как строительство в последние 20–30 лет в основном базисных маломаневренных КЭС и АЭС привело к перекосу структуры мощности в сторону увеличения доли низко-маневренного оборудования, что обострило проблему прохождения ночного минимума, утреннего и вечернего максимума нагрузки.

Безусловно, из-за разной капиталоемкости направлений техперевооружения следует найти их оптимальное сочетание, обеспечивающее максимальный рост эффективности электро-энергетического производства при реальных масштабах привлекаемых инвестиционных ресурсов.

Реализация программы техперевооружения тепловых и атомных электростанций позволит компенсировать снижение генерирующей мощности в результате нарастания износа и обеспечить в перспективе покрытие электрических нагрузок (рис. 4.13).

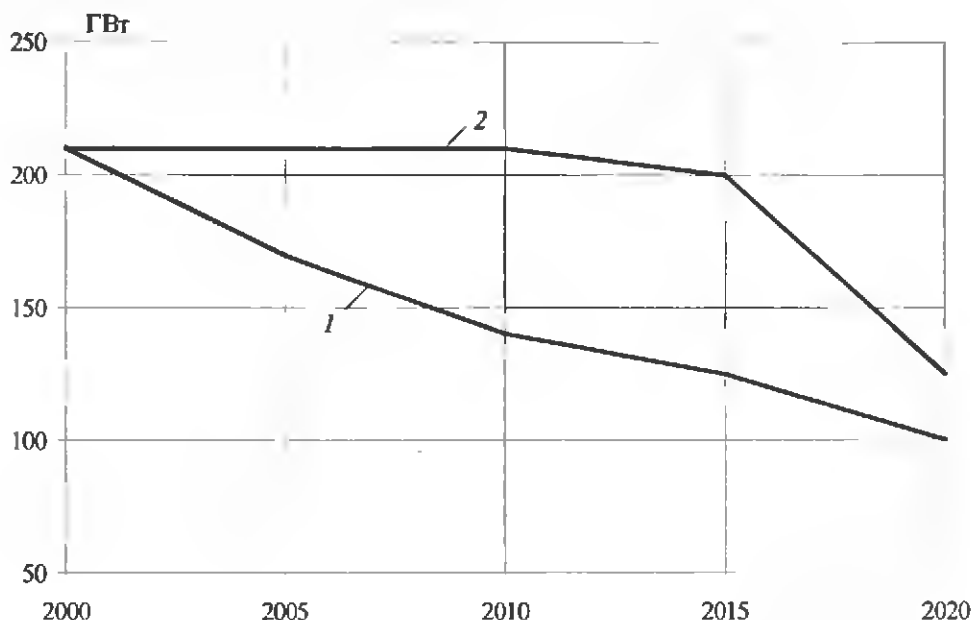


Рис. 4.13. Изменение установленной мощности электростанций России без продления (1) и при продлении сроков эксплуатации энергетического оборудования (2)

#### Контрольные вопросы к главе 4

1. Охарактеризуйте состав основного капитала, основных средств и основных производственных средств энергетических компаний.
2. Перечислите особенности состава и структуры ОПС энергетических объектов.
3. Укажите отличия видов стоимости основных средств.
4. Каков экономический смысл амортизации основных средств, в том числе обычной, ускоренной и замедленной?
5. Охарактеризуйте линейный и нелинейные методы начисления ускоренной амортизации.
6. В чем заключается преимущество начисления ускоренной амортизации по сравнению с начислением обычной амортизации?
7. Каким образом ускоренная амортизация влияет на экономические результаты деятельности компании?
8. Охарактеризуйте основные направления технического перевооружения ТЭС и АЭС.
9. Перечислите показатели, характеризующие техническое состояние и эффективность использования ОПС.

## ГЛАВА 5. Оборотный капитал энергетических компаний

### 5.1. Экономическое содержание, состав и особенности оборотного капитала энергетических компаний

Процесс производства электрической и тепловой энергии требует использования предметов труда, (топлива, воды, вспомогательных материалов), и денежных средств, необходимых для расчетов с поставщиками топлива, выплаты заработной платы, процентов по краткосрочным кредитам и т.д.

Предметы труда, выраженные в денежной форме, и денежные средства в обороте формируют оборотный капитал.

В структуре капитала АО-энерго оборотный капитал составляет в среднем 32%.

Основными чертами оборотного капитала являются:

- срок службы не более одного года, независимо от стоимости предметов;
  - участие только в одном производственном цикле;
  - полное перенесение стоимости на себестоимость готовой продукции за один производственный цикл;
  - изменение формы в процессе обращения (денежной формы в товарную и обратно).
- Оборотные средства меняют свою вещественную форму, переходя из сферы производства в сферу обращения и обратно (рис. 5.1).

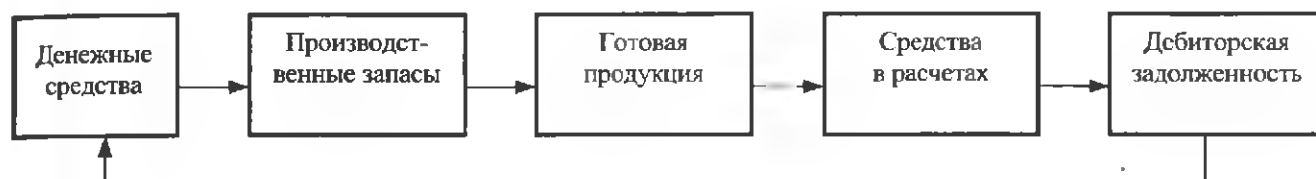


Рис. 5.1. Кругооборот оборотного капитала

Кругооборот оборотного капитала начинается в сфере обращения, где он меняет денежную форму на форму производственных запасов, что соответствует оплате счетов поставщиков товарно-материальных ценностей, в том числе топлива, запасных частей, основных и вспомогательных материалов и пр.

На второй фазе производственные запасы в процессе производства приобретают товарную форму в виде электрической и тепловой энергии, передаваемой потребителям. В отличие от других отраслей промышленности производственная фаза энергетического производства кратковременна, так как процессы производства, передачи и потребления энергии протекают мгновенно и одновременно.

Третья фаза кругооборота заключается в реализации переданной потребителям энергии, в результате чего готовая продукция принимает денежную форму. Отличительная особенность электроэнергии и тепла как товара состоит в том, что энергия сначала потребляется, а потом оплачивается, поэтому фаза реализации по времени может быть длительной, так как получение средств за потребленную энергию зависит от платежеспособности потребителей и их финансовой дисциплинированности. На средства, полученные от реализации энергии, снова закупаются топливо, материалы и цикл повторяется.

В зависимости от сферы использования в составе оборотного капитала (рис. 5.2) выделяются:

- оборотный капитал в сфере производства, имеющий в основном материально-вещественную форму;
  - оборотный капитал в сфере обращения, обслуживающий кругооборот средств компании.
- К оборотному капиталу в сфере производства относятся:
- стоимость производственных запасов, в том числе запасов топлива, запасных частей, основных, вспомогательных материалов, малоценных и быстроизнашивающихся предметов (МБП), покупных полуфабрикатов;
  - стоимость средств в производстве;

- расходы будущих периодов.

*Оборотный капитал в сфере обращения включает:*

- свободные денежные средства компании, находящиеся в расчетах, на расчетном счете в банке или в кассе предприятия;
- краткосрочные финансовые вложения в ценные бумаги, реализуемые в течение одного года;
- готовую продукцию на складе, ожидающую своей реализации и готовую продукцию в пути;
- дебиторскую (абонентскую) задолженность — продукцию, переданную потребителям, потребленную, но не оплаченную.

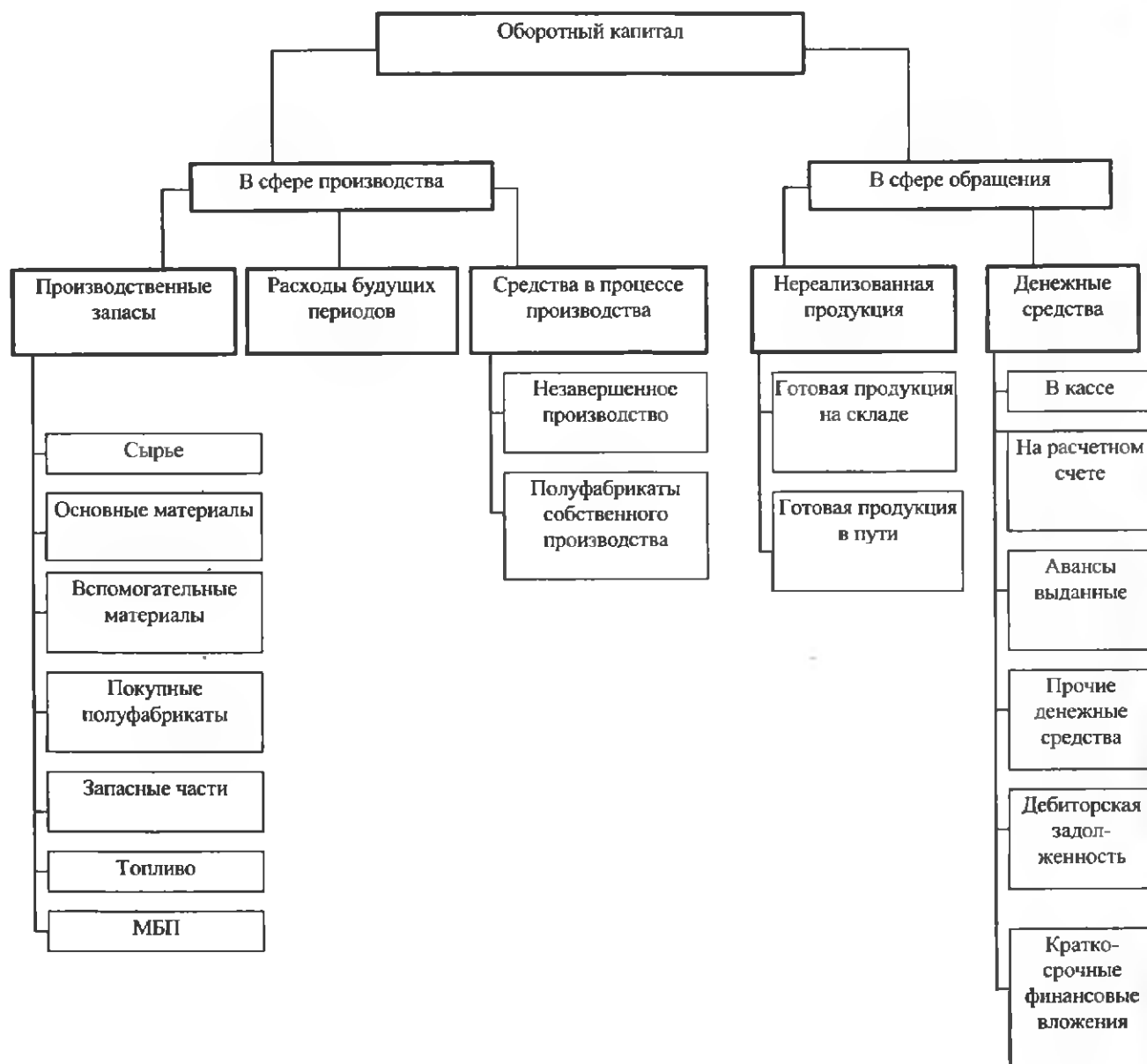


Рис. 5.2. Состав оборотного капитала энергетических компаний

### Оборотный капитал в сфере производства

- К производственным запасам относят материально-технические ресурсы, поступившие на склады компании или ее подразделений, но еще не использованные в процессе производства.

Производственные запасы предназначены для потребления в производственном процессе обеспечения его непрерывности.

В состав производственных запасов входят:

- *Запасы сырья.*

Сырье — это природные ресурсы, не подвергшиеся обработке и служащие исходным материалом для переработки.

Данный вид запасов не характерен для энергетического производства.

- *Запасы основных материалов и покупных полуфабрикатов.*

Основные материалы — это материалы, входящие в состав произведенной продукции.

- К полуфабрикатам относится продукция, не доведенная до товарного вида.

В энергетических компаниях запасы основных материалов и покупных полуфабрикатов в основном создаются в сфере ремонтного производства для изготовления на центральных ремонтных заводах запасных частей к энергетическому оборудованию в случае невозможности их закупки на заводах-изготовителях.

В сфере производства электроэнергии и тепла запасы основных материалов создаются в виде химических реагентов, используемых для подготовки питательной и сетевой воды.

- *Запасы вспомогательных материалов.*

Вспомогательные материалы — это материалы, не входящие в состав производимой продукции, но используемые на предприятиях для технических и хозяйственных нужд (трансформаторное и турбинное масло, металлические шары для шаровых барабанных мельниц, смазочные материалы и др.).

- *Запасы запасных частей.*

К запасным частям относятся части машин и оборудования, предназначенные для замены изношенных деталей в процессе проведения текущих, средних и капитальных ремонтов.

- *Топливные запасы* — основной вид производственных запасов, создаваемых в энергетических компаниях и используемых преимущественно в сфере основной деятельности — в производстве электрической и тепловой энергии и в меньшей мере в сфере ремонтной деятельности.

Топливные запасы создаются на тепловых электростанциях, котельных или центральных топливных складах энергетических компаний. Вид топлива, запасаемого на складах, зависит от вида рабочего и резервного топлива, на котором работают парогенераторы и котлы.

- *Запасы малоценных и быстроизнашивающихся предметов.*

Малоценные и быстроизнашивающиеся предметы — это специальные инструменты и специальные приспособления, предназначенные для производства продукции и выполнения ремонтов, специальная и форменная одежда, специальная обувь, предназначенная для выдачи работникам предприятия, производственно-хозяйственный инвентарь.

- В состав оборотного капитала в виде *средств в производстве* включаются:

- незавершенное производство;

- полуфабрикаты собственного производства.

К незавершенному производству и полуфабрикатам относятся детали и узлы, не прошедшие всех этапов обработки, предусмотренных технологией. В силу технологической невозможности создания полуфабрикатов и незавершенного производства электрической и тепловой энергии, данные составляющие оборотного капитала не характерны для производства электро- и теплоэнергии и имеют место только в ремонтном производстве.

- *Расходы будущих периодов* представляют затраты на подготовку, ремонт и освоение производства, подлежащие погашению в будущем.

### **Оборотный капитал в сфере обращения**

Специфика оборотного капитала энергетических компаний в сфере обращения заключается:

- В отсутствии готовой продукции на складах компании, так как технология аккумулирования электрической энергии не позволяет экономичным образом запастись электрической энергией в больших объемах. Создание запасов тепловой энергии возможно путем аккумулирования горячей воды в баках-аккумуляторах. Однако такая технология не нашла в отечественной практике широкого применения в виду необходимости вложения дополнительных затрат, не всегда оправданных в условиях централизованного теплоснабжения потребителей от ТЭЦ и котельных.

- В отсутствии готовой продукции в пути, так как процессы производства, передачи и потребления электрической энергии протекают одновременно. Транспорт тепла по тепловым сетям в виде пара или горячей воды требует определенного периода времени для передачи (прокачки) теплоносителя до потребителей, в результате часть тепловой энергии концентрируется в тепловых сетях. Однако в отличие от продукции других отраслей, не утрачивающей своих потребительских свойств при использовании любого вида транспорта (не исключая транспорта газа и нефти по трубопроводам), задержка теплоносителя в тепловых сетях (например, отключение

тепловой сети от источника тепла на несколько часов) ведет к снижению параметров ( $t^\circ$  и  $p$ ) теплоносителя, утрате потребительской ценности тепла и невозможности его реализации.

- В наличии в составе оборотного капитала дебиторской задолженности.

Дебиторская задолженность — это сумма долгов, причитающихся компании от юридических или физических лиц в процессе хозяйственных взаимоотношений с ними.

Для энергетических компаний дебиторская задолженность представляет собой долг потребителей за потребленную, но не оплаченную электрическую и тепловую энергию и оказанные услуги по передаче энергии.

Часть оборотного капитала в сфере обращения представлена денежными средствами и высоколиквидными (краткосрочными) ценными бумагами.

- Денежные средства за потребленную энергию направляются потребителями на расчетный счет компании в банке. Часть этих средств расходуется на закупку топлива и материалов, а часть свободных денежных средств находится в кассе или на расчетном счете и используется для выплаты командировочных расходов и в установленные тарифным соглашением дни для выплаты работникам компании заработной платы.
- Высоколиквидные ценные бумаги — это коммерческие и казначейские векселя, государственные ценные бумаги с периодом погашения не более одного года.

### Оборотный капитал в атомной энергетике

Оборотный капитал в атомной энергетике по составу аналогичен элементам оборотного капитала, характерным для тепловой энергетики. Отличительным моментом является двойственный характер первоначальной топливной загрузки активной зоны, обладающей одновременно чертами основного и оборотного капитала.

К чертам, характеризующим первоначальную топливную загрузку реакторов, как часть основного капитала атомных электростанций, относятся:

- тепловыделяющие элементы (ТВЭЛы) имеют длительный период использования, находясь в активной зоне реактора в течение кампании реактора. Кампания реактора — период времени (годы), в течение которого ядерное топливо подвергается радиоактивному распаду, находясь в активной зоне реактора. В среднем, период кампании реакторов составляет два–три года при двухпроцентном и три–четыре года при трехпроцентном обогащении ядерного топлива по изотопу урана 235;
- в процессе нахождения в реакторе ядерное топливо сохраняет свою натуральную форму в виде таблеток из двуокиси урана, хотя при этом частично превращается в другие изотопы (Pu 239, Th 233);
- стоимость ядерного топлива переносится на себестоимость электроэнергии в течение кампании реактора частями, по мере выгорания изотопов урана 235;
- стоимость ядерного топлива, находящегося в реакторе, высока, она составляет 20–25% от стоимости основных производственных средств атомной электростанции. Значительная стоимость объясняется высокой ценой и большим количеством ядерного топлива, находящимся в активной зоне реактора ( $G_{аз}$ ), и на площадке АЭС:

$$G_{аз} = G_{кр.масс.} + G_{пр} + G_{компенс.}$$

где  $G_{кр.масс.}$  — объем ядерного топлива в размере критической массы, обеспечивающей цепную реакцию деления в активной зоне реактора;  $G_{пр}$  — количество ядерного топлива, загруженное сверх критической массы для производства электроэнергии;  $G_{компенс.}$  — количество ядерного топлива, необходимое для компенсации непроизводительного захвата нейтронов конструктивными материалами, компенсации температурных эффектов и эффектов отравления активной зоны.

Кроме топлива, находящегося непосредственно в активной зоне реактора, на площадке некоторых АЭС создается запас топлива ( $G_{запас}$ ) в виде готовых к работе тепловыделяющих элементов, а в бассейне выдержки в течение нескольких лет находятся отработавшие свой срок и выгруженные из активной зоны реактора тепловыделяющие элементы ( $G_{в.басс.выдержки}$ ). В результате общее количество ядерного топлива на площадке АЭС примерно в 3–5 раз превышает его годовой расход и составляет:

$$G_{на\ площадке\ АЭС} = G_{аз} + G_{запас} + G_{в.басс.выдержки}$$

С другой стороны, ядерное топливо обладает чертами оборотного капитала:

- По характеру использования — первоначальная топливная загрузка участвует в одном производственном цикле, равном компаниии реактора.
- По способу переноса стоимости ядерного топлива на себестоимость продукции — стоимость первоначальной топливной загрузки полностью переносится на себестоимость продукции за один производственный цикл (компанию реактора).
- Использованное в реакторе ядерное топливо изменяет свой вещественный состав, представляя собой полуфабрикат собственного производства, так как является исходным материалом для извлечения на радиохимических заводах изотопа урана 235 и плутония 239. В последующем извлеченное ядерное топливо вновь возвращается в топливный цикл.
- Топливная загрузка меняет свою стоимость в процессе своего использования не только снижаясь за счет «выжигания» изотопа урана 235, но и увеличиваясь в результате накопления изотопа Pu — 239, являющегося искусственным ядерным топливом.
- Топливная загрузка менее консервативна по сравнению с основными средствами. Основные средства электростанций: реакторы, парогенераторы, турбины — в конструктивном плане не подвергаются изменениям в течение срока эксплуатации, в то время, как топливная загрузка в виде ТВЭЛ, совершенствуется по причине создания новых топливных композиций и усовершенствования конструкций.

Учитывая экономическую двойственность первоначальной топливной загрузки атомных реакторов, ее стоимость (в отечественной практике) относится к долговременному оборотному капиталу, который переносит свою стоимость на себестоимость энергии по мере выгорания ядерного топлива за период, равный компаниии реактора.

Структура оборотного капитала характеризует удельный вес стоимости каждой составляющей оборотного капитала в его суммарном объеме.

Учитывая отсутствие в электроэнергетике незавершенного производства, покупных полуфабрикатов, готовой продукции на складе и в пути, основными составляющими оборотного капитала для энергетических компаний (табл. 5.1) являются:

- стоимость производственных запасов;
- дебиторская задолженность;
- краткосрочные финансовые вложения;
- свободные денежные средства.

Структура оборотного капитала зависит от характера и структуры бизнеса энергетической компании (генерации, передачи, сбыта, ремонтной деятельности). При доминирующей роли генерации увеличивается стоимость производственных запасов и в первую очередь запасов топлива, что повышает их долю в структуре оборотного капитала. Так, удельный вес стоимости запасов для ОАО «Мосэнерго» составляет 25–30% против 4–7% для РАО «ЕЭС России» (табл. 5.1).

Таблица 5.1

Структура оборотного капитала энергетических компаний, %

| Составляющие оборотного капитала   | Общество РАО «ЕЭС России» |               |               | ОАО «Мосэнерго» |               |               |
|------------------------------------|---------------------------|---------------|---------------|-----------------|---------------|---------------|
|                                    | на 01.01.2001             | на 01.01.2002 | на 01.01.2003 | на 01.01.2001   | на 01.01.2002 | на 01.01.2003 |
| Стоимость производственных запасов | 4,7                       | 3,7           | 7,2           | 22,17           | 25,51         | 31,73         |
| Дебиторская задолженность          | 87,7                      | 60,1          | 44,8          | 72,98           | 61,59         | 59,12         |
| Краткосрочные финансовые вложения  | 7,6                       | 36,2          | 48            | 0,35            | —             | —             |
| Свободные денежные средства        |                           |               |               | 4,5             | 12,9          | 9,15          |
| Итого                              | 100                       | 100           | 100           | 100             | 100           | 100           |

- В структуре оборотного капитала энергетических компаний в современных условиях наибольшую долю 60% составляет абонентская задолженность, в то время, как в условиях нормальной платежной дисциплины она, как правило, не превышает 15–20%.



## 5.2. Нормирование оборотного капитала, основные понятия и принципы

Оборотный капитал должен обеспечивать непрерывность производственных процессов, поэтому состав и величина оборотного капитала диктуется не только потребностью в сфере производства, но и потребностью в сфере обращения. Рост объема производства продукции, расширение рынков сбыта вызывает увеличение потребности в оборотном капитале. Избыток оборотного капитала означает, что часть капитала компании заморожена и не приносит дохода; недостаток оборотного капитала тормозит и нарушает ритмичность производственного процесса, замедляя скорость хозяйственного оборота и принося компании убытки.

В данной ситуации размер оборотного капитала должен быть минимальным, но достаточным для обеспечения бесперебойной ритмичной работы компании. Основным инструментом определения потребности в оборотном капитале является нормирование оборотного капитала.

Нормирование оборотного капитала состоит в определении на основе норм и нормативов плановых размеров оборотного капитала.

Нормирование оборотного капитала (оборотных средств) включает:

- разработку научно-обоснованных норм расхода ресурсов — материалов, топлива (или денежных средств);

Норма расхода материалов — это научно обоснованная предельно допустимая величина расхода материальных ресурсов на производство единицы продукции, товаров или услуг при данной технологии, режиме работы оборудования и уровне организации производства.

- установление норм запасов оборотных средств по отдельным элементам оборотных средств, выраженных в сутках;

Норма запаса в сутках характеризует период времени, в течение которого запас обеспечивает бесперебойное снабжение производства данным ресурсом при фиксированном среднесуточном его потреблении.

- определение норматива оборотных средств.

Норматив оборотных средств определяется, как произведение среднесуточного расхода ресурса на норму запаса в сутках. Норматив может определяться как в натуральном выражении (в тоннах, штуках), так и в стоимостном выражении.

$$\text{НОС}_i = t_i \cdot P_i,$$

где  $\text{НОС}_i$  — норматив оборотных средств по  $i$ -му виду материальных ресурсов, руб.;  $t_i$  — норма запаса оборотных средств по  $i$ -му виду материальных ресурсов, сут.;  $P_i$  — среднесуточный расход  $i$ -го вида материальных ресурсов за расчетный период, руб./сут.; т./сут.

Норматив оборотных средств устанавливается отдельно по статьям оборотных средств (материалы, запчасти, топливо), на основе которых формируется норматив по структурному подразделению или филиалу компании как сумма нормативов по статьям. В свою очередь, сумма нормативов по подразделениям и филиалам определяет норматив оборотных средств компании в целом. Нормы и нормативы устанавливаются на определенное время (квартал, год), или более длительный период и должны пересматриваться при изменении условий производства, снабжения и сбыта.

Нормируемые оборотные средства отражаются в бизнес-планах компании, тогда как ненормируемые оборотные средства объектами планирования в принципе не являются. Однако это не означает, что они могут произвольно изменяться, их величина также подвергается контролю. В результате в процессе составления бизнес-плана на основе нормирования расходов и запасов материальных и денежных ресурсов компания определяет потребность в оборотном капитале на плановый период.

В энергетике подавляющая часть оборотного капитала подлежит нормированию:

- в сфере производства:
  - производственные запасы,
  - расходы будущих периодов,
  - средства в процессе производства (для сферы ремонтного обслуживания);
- в сфере обращения:
  - дебиторская задолженность.

В условиях централизованного управления экономикой нормативы оборотных средств входили в перечень директивно устанавливаемых показателей, которые Минэнерго СССР доводило до энергообъединений, а те — до электростанций, сетевых объектов, ремонтных предприятий. Методическим документом, используемым в процессе нормирования оборотных средств была «Временная инструкция по планированию собственных нормируемых оборотных средств энергетических производственных объединений», с помощью которой обосновывался прирост нормируемых оборотных средств на плановый год, исходя из изменений производственной программы в плановом периоде. В основу расчетов были положены корреляционные зависимости величины оборотных средств от нормообразующих факторов (условно-приведенной мощности энергосистемы, установленной мощности электростанций, стоимости основных фондов по энергообъединению). Данная методика успешно применялась для проведения укрупненных расчетов потребности в оборотных средствах в целом по энергообъединению.

В современных условиях проблема нормирования оборотных средств, сохранив свою актуальность, существенно усложнилась в силу следующих причин:

- разработка нормативной базы по своей сути предполагает определенную стабильность производственной и внешней экономической среды. Технологическая специфика энергетического производства при ограниченной номенклатуре продукции обеспечивает определенную внутреннюю устойчивость работы энергетических компаний. В основном дестабилизирующие возмущения в работу энергетики, влияющие на размер оборотных средств, вносятся со стороны внешней экономической среды. В их числе:

- неплатежи потребителей и замораживание значительной части оборотных средств в дебиторской задолженности, приводящие к дефициту оборотных средств и нарушению цикла их кругооборота;

- вынужденная практика списания просроченной дебиторской задолженности, приводящая к утрате части оборотного капитала;

- рост цен на топливо и материалы под влиянием инфляционных процессов при запаздывании решений регулирующих органов, касающихся повышения тарифов на электро и теплоэнергию, что приводит к невозмещению или несвоевременному возмещению компаниям оборотных средств.

- Реструктуризация и реформирование энергетики ставят новые задачи в области нормирования, так как формируемые генерирующие компании, ФСК, региональные сетевые, сбытовые и ремонтные компаний столкнутся с проблемой установления научно-обоснованных норм и нормативов применительно к собственному виду бизнеса при работе в конкурентной среде.

На условия формирования и использования оборотных средств (в том числе запасов) в энергетике влияет ряд факторов, которые можно объединить в следующие группы:

#### 1. *Общеэкономические факторы:*

- несовпадение режимов поставки и потребления ресурсов. Поставки материально-технических ресурсов производятся дискретно крупными партиями (вагон, контейнер, железнодорожный состав), а их потребление или непрерывно (топливо на ТЭС) или дискретно (запасные части в процессе ремонта) меньшими объемами по сравнению с поставляемыми партиями;

- изменение цен на топливо, материалы, процентных ставок по кредитам в соответствии с конъюнктурой на товарных и финансовых рынках.

#### 2. *Отраслевые факторы:*

- вероятностный характер потребления ресурсов, диктуемый изменением спроса на энергию и зависящий в значительной степени от погодно-климатических условий;

- увеличение спроса на электрическую и тепловую энергию в осенне-зимний период вызывает необходимость создания сезонных запасов топлива;

- сезонный характер проведения ремонтной компании в весенне-летний период и жесткие сроки проведения ремонтных работ требуют накопления к началу компании запасов материалов и запасных частей;

- номенклатура запасов материально-технических ресурсов специфична для разных видов бизнеса (для генерации — топливо, для сетевого бизнеса — вспомогательные материалы).

### 3. Организационные факторы:

- в энергетике поставки материально-технических ресурсов могут осуществляться с использованием транзитной формы организации поставок либо со склада или централизованной базы снабжения (складская форма организации), либо с использованием смешанной формы организации поставок. Форма организации поставок оказывает существенное влияние на норму запаса оборотных средств, зависящую от периодичности и стабильности поставок. Как правило, при транзитной форме организации поставок увеличивается размер текущего и страхового запаса.

К основополагающим принципам нормирования оборотных средств (запасов) относятся:

- поквартальное установление норматива оборотных средств (запасов). Сезонные изменения электрической и тепловой нагрузки, сезонный характер проведения ремонтной кампании требует детализации нормативов по кварталам года.
- важнейшим составляющим элементом нормирования оборотных средств для ТЭС являются запасы топлива;
- нормативы оборотных средств следует устанавливать дифференцированно по видам оборотных средств (топливо, запасные части) из-за неодинаковых интервалов поставки и разной интенсивности их использования;
- дифференциация общего размера производственного запаса на текущий, страховой, подготовительный, сезонный осуществляется исключительно в процессе нормирования и никоим образом не отражается на порядке его учета и хранения;
- производственный запас предназначен для обеспечения ресурсами нормального режима работы объекта. Аварийный запас, предназначенный для ликвидации послеаварийных последствий, стихийных бедствий и других нештатных ситуаций, не входит в состав производственного запаса.

### 5.3. Методы нормирования оборотных средств

К основным методам нормирования оборотных средств относятся:

- метод прямого счета;
- аналитический метод;
- коэффициентный метод.

#### *Метод прямого счета*

Метод прямого счета базируется на использовании в расчетах обоснованных норм расхода и норм запаса по каждой номенклатурной позиции (например, известь, Na-катионы, кислота для подготовки химически очищенной воды на ТЭЦ) с последующим укрупнением норм по номенклатурным группам (химические реагенты), затем по видам материальных ресурсов (основные материалы) и далее — по элементам оборотных средств (производственные запасы).

Нормирование оборотных средств с использованием метода прямого счета происходит в следующей последовательности:

1. Рассчитываются отдельные составляющие норм запаса (текущего, страхового, подготовительного) по всем позициям материально-технических ресурсов.

2. Определяются сводные нормы запаса по всем позициям материально-технических ресурсов, как суммы отдельных составляющих норм запаса (текущего, страхового, подготовительного).

$$t_i = t_{\text{тек. } i} + t_{\text{страх. } i} + t_{\text{подг. } i} \text{ (сутки)},$$

где  $t_{\text{тек. } i}$ ,  $t_{\text{страх. } i}$ ,  $t_{\text{подг. } i}$  — соответственно нормы (в сутках) текущего, страхового и подготовительного запаса ресурса  $i$ -го вида.

Норма запаса рассчитывается по отдельным видам материальных ресурсов, а при большой номенклатуре — по той части, которая составляет 70–80% от общей стоимости запасов.

3. Рассчитывается среднесуточный расход материальных ресурсов.

4. Рассчитываются нормативы запасов в натуральном выражении по всем позициям материально-технических ресурсов:

$$Z_i = t_i \cdot P_i,$$

где  $t_i$  — норма запаса  $i$ -го вида ресурса в сутках;  $P_i$  — среднесуточный расход ресурса  $i$ -го вида.

5. Определяется норматив оборотных средств в денежном выражении по каждому  $i$ -му виду ресурса:

$$\text{НОС}_i = Z_i \cdot Ц_i,$$

где  $Z_i$  — норматив запаса оборотных средств  $i$ -го вида ресурса в натуральном выражении;  $Ц_i$  — цена  $i$ -го вида ресурса.

6. Рассчитывается совокупный норматив оборотных средств путем суммирования частных нормативов по всем видам ресурсов:

$$\text{НОС} = \sum_{i=1}^{i=n} \text{НОС}_i.$$

Метод прямого счета обеспечивает научно обоснованный расчет величины запасов по каждому элементу оборотного капитала при достигнутом техническом и организационном уровне производства с учетом прогрессивных изменений в технике, технологии, организации самого производства, а также в сфере транспорта, заключения договоров на поставки ресурсов и в сфере денежных расчетов. Вместе с тем, широкая номенклатура нормируемых оборотных средств (видов топлива, вспомогательных материалов, запасных частей) обуславливает большую трудоемкость применения метода прямого счета, позволяя при этом достаточно точно рассчитать потребность компании в оборотных средствах. При наличии научно обоснованных норм расхода и норм запаса материалов данный метод нормирования используется как основной, все другие методы как вспомогательные.

#### *Аналитический метод*

Аналитический метод используется при укрупненном расчете норм и нормативов по элементам оборотных средств, и не предполагает расчета норм запасов по отдельным номенклатурным позициям и видам материальных ресурсов. В основу метода положен принцип установления аналитической связи между величиной необходимых оборотных средств в денежном выражении и несколькими наиболее важными нормообразующими производственно-экономическими показателями (производством электроэнергии, объемом ремонтов, стоимостью основных производственных средств, затратами по отдельным статьям калькуляции и т.д.).

Аналитический метод обеспечивает расчет нормативов оборотных средств, определяющих минимальный уровень запасов ресурсов в стоимостном исчислении для компании в целом, без предварительного расчета норматива для структурных подразделений. Расчет нормативов в натуральном выражении с использованием данного метода не производится. Аналитический метод менее точен по сравнению с методом прямого счета, точность результатов зависит от степени агрегированности расчетов.

#### *Метод коэффициентов (опытно-статистический метод)*

В соответствии с данным методом норматив оборотных средств устанавливается по фактической величине оборотных средств за отчетный период с учетом поправок на излишки, ненужные запасы, а также с учетом изменений условий производства, поставки и сбыта продукции в плановом периоде. Корректировка потребности в оборотном капитале в плановом периоде осуществляется по элементам оборотного капитала. Данный метод нормирования предполагает деление оборотного капитала на две группы. К первой относятся нормативы, величина которых зависит от объема производимой продукции:

- сырье, основные материалы, покупные полуфабрикаты;
- вспомогательные материалы;
- топливо.

Ко второй группе относятся нормируемые средства, потребность в которых не зависит от изменения производства продукции:

- запасные части для ремонта;
- МБП;
- расходы будущих периодов.

Норматив оборотного капитала при использовании данного метода определяется на основе норматива предшествующего периода и корректируется в плановом периоде в соответствии с ко-

эффицентами изменения потребности по отдельным элементам оборотного капитала. Например, при неизменной технологии и увеличении объема производства продукции коэффициент по топливу и материалам больше единицы, при внедрении прогрессивной технологии он меньше единицы; при частичном погашении дебиторской задолженности коэффициент, корректирующий ее величину, меньше единицы, а при снижении оборачиваемости дебиторской задолженности — больше единицы и т.д. Применение коэффициентов допустимо, если нормативы по отдельным элементам оборотного капитала периодически уточняются путем прямого расчета.

#### 5.4. Нормирование производственных запасов и дебиторской задолженности

К наиболее существенным составляющим нормируемого оборотного капитала энергетических компаний относятся производственные запасы и дебиторская задолженность.

Основное назначение материальных запасов заключается в уменьшении зависимости производственного процесса от неопределенности поставок топлива, материалов, что позволяет обеспечить ритмичность работы энергетических объектов, устойчивое предложение энергии на рынке и надежность энергоснабжения потребителей.

Создание производственных запасов требует вложения денежных средств, которые в течение определенного периода отвлекаются из оборота, уменьшая прибыль за счет возникновения упущенной выгоды. С другой стороны, при отсутствии или недостаточности производственных запасов нарушается ритмичность работы энергетических компаний, что приводит к вынужденным остановам агрегатов, перерывам в энергоснабжении, недоотпуску электроэнергии потребителям и вызывает дополнительные затраты компании из-за нарушения договорных обязательств перед потребителями и необходимости привлечения кредитных ресурсов в целях скорейшего разрешения кризисной ситуации.

Учитывая вышесказанное, производственные запасы должны быть минимальными, но достаточными для обеспечения бесперебойной работы предприятия. В целях минимизации величины оборотных средств производственные запасы нормируются.

Нормируемые производственные запасы классифицируются:

- *по функциональному назначению:*
  - текущий запас;
  - страховой (гарантийный) запас;
  - подготовительный запас;
  - сезонный запас.
- *по видам материальных ресурсов:*
  - запасы топлива;
  - запасы основных материалов;
  - запасы вспомогательных материалов;
  - запасы запасных частей и т.д.

Основными для энергетики видами запасов являются текущий, страховой и сезонный запасы, а важнейшим видом запасаемых ресурсов — топливо.

Для энергетики, как одной из самых топливноемких отраслей промышленности, важное значение приобретает нормирование запасов топлива, в основе определения которых лежит нормирование удельных расходов топлива (норм расхода топлива). В отличие от других отраслей, в которых нормы расхода ресурса устанавливаются на единицу произведенной продукции, в электроэнергетике, в виду потребления части вырабатываемой энергии на собственные нужды электростанций, нормированию подлежат удельный расход топлива на отпущенный с шин станции киловатт-час электроэнергии и удельный расход топлива на отпущенную с коллекторов ТЭЦ или котельных гигакалорию тепла.

Нормирование осуществляется на базе типовых периодически пересматриваемых энергетических характеристик парогенераторов, котлов и турбин. При пересмотре характеристик учитываются поправки на изменение внешних факторов, в том числе на износ оборудования, наличие неустраняемых дефектов проектирования, изготовления и монтажа.

Нормирование удельных расходов топлива обеспечивают:

- проведение объективного анализа работы оборудования ТЭС;

- выявление причин нерационального расхода топлива;
- выявление резервов снижения расхода топлива.

Зависимость удельных расходов топлива от множества факторов, на которые не может влиять производственный персонал, вынуждает в процессе нормирования определять следующие удельные расходы топлива:

- исходно-номинальный;
- номинальный;
- нормативный.

*Исходно-номинальный удельный расход топлива* характеризует удельный расход условного топлива на отпущенный с шин станции 1 кВт · ч электроэнергии и отпущенную с коллекторов ТЭЦ 1 Гкал тепла, рассчитанный на основе утвержденных энергетических характеристик агрегатов при фиксированных значениях внешних факторов.

Под фиксированными значениями понимаются принятые при разработке энергетических характеристик значения внешних факторов. К внешним факторам относятся объективные факторы, влияющие на экономичность оборудования.

Зависимость исходно-номинального удельного расхода топлива от основных факторов изображается графически в диапазоне наиболее вероятных значений электрической и тепловой нагрузки оборудования электростанции. На графике приводятся поправки на изменение значений внешних факторов.

Работа агрегатов в условиях, отличающихся от тех, для которых разрабатывались энергетические характеристики, приводит к изменениям удельного расхода топлива, учитываемым при расчете номинального удельного расхода.

*Номинальный удельный расход топлива* характеризует удельный расход условного топлива на отпущенный с шин станции киловатт-час электроэнергии или отпущенную с коллекторов ТЭЦ (котельных) гигакалорию тепла, рассчитанный путем введения к исходно-номинальному расходу топлива поправок на отклонения фактических значений внешних факторов от их фиксированных значений.

Данный показатель характеризует тепловую экономичность работы оборудования при фактических внешних факторах: фактическом техническом состоянии, уровне износа и режиме работы оборудования.

В общем случае номинальный удельный расход топлива определяется:

$$B_{\text{ном}} = B_{\text{исх.ном.}} \pm \sum_i \Delta B_i,$$

где  $\sum_i \Delta B_i$  — поправки к исходно-номинальному удельному расходу топлива при отклонении внешних факторов от фиксированных значений;  $B_{\text{исх.ном.}}$ ,  $B_{\text{ном}}$  — соответственно, исходно-номинальный и номинальный удельный расход топлива.

При определении номинальных удельных расходов топлива учитываются поправки по следующим факторам:

- температура охлаждающей воды;
- давление пара в производственных и теплофикационных отборах турбин;
- расход и температура питательной воды;
- количество пусков турбин и парогенераторов;
- качественные характеристики топлива, в том числе зольность, влажность,  $Q_p^H$  и пр.;
- средняя электрическая нагрузка оборудования;
- доля выработки электроэнергии по теплофикационному циклу;
- структура сжигаемого топлива;
- доля отпуска тепла с горячей водой;
- отработанный оборудованием ресурс времени;
- прочие факторы.

*Нормативный удельный расход топлива* — это максимально допустимый, технически обоснованный удельный расход топлива на единицу отпущенной электроэнергии или тепла.

Данный удельный расход определяется на основе номинального удельного расхода топлива и коэффициентов, учитывающих наличие резерва тепловой экономичности оборудования:

$$v_{\text{норм.}} = v_{\text{ном.}} [1 + K_p (1 - \mu)],$$

где  $v_{\text{ном.}}$  — номинальный удельный расход топлива;  $K_p$  — коэффициент резерва тепловой экономичности оборудования;  $\mu$  — степень использования резерва тепловой экономичности.

Резерв тепловой экономичности  $\Delta v_{\text{рез}}$  равен положительной разности между фактическим ( $v_{\text{ф}}$ ) и номинальным ( $v_{\text{ном.}}$ ) удельным расходом топлива:

$$\Delta v_{\text{рез.}} = v_{\text{ф}} - v_{\text{ном.}}$$

Составляющие резерва тепловой экономичности — это дополнительные расходы топлива, эквивалентные отклонениям фактических параметров и показателей работы оборудования от их номинальных значений. Отрицательная величина  $\Delta v_{\text{рез.}}$  характеризует экономию топлива и является результатом опережения сроков выполнения намеченных мероприятий по реализации резерва тепловой экономичности оборудования.

Коэффициент резерва тепловой экономичности оборудования характеризует максимально возможный уровень сокращения удельного расхода топлива за счет ликвидации, устранимых дефектов проекта, в том числе устранения дефектов изготовления и монтажа оборудования, недостатков ремонтного и эксплуатационного обслуживания. Данный коэффициент определяется при пересмотре энергетических характеристик оборудования, производимом не реже одного раза в пять-семь лет:

$$K_p = \frac{v_{\text{ф}} - v_{\text{ном.}}}{v_{\text{ном.}}} = \frac{\Delta v_{\text{рез.}}}{v_{\text{ном.}}},$$

где  $v_{\text{ф}}$ ,  $v_{\text{ном.}}$  — соответственно фактический и номинальный удельные расходы топлива.

Коэффициент  $\mu$  характеризует степень снижения удельного расхода топлива в данный период за счет реализации запланированных мероприятий по повышению тепловой экономичности оборудования:

$$\mu = \frac{\Delta v_t}{v_{\text{ф}} - v_{\text{ном.}}} = \frac{\Delta v_t}{\Delta v_{\text{рез.}}},$$

где  $\Delta v_t$  — снижение удельного расхода топлива за  $t$ -й период.

Иными словами  $\mu$  — доля резерва тепловой экономичности, предусмотренная к реализации к концу каждого года периода, на который утверждены энергетические характеристики оборудования.

На основании нормативного удельного расхода топлива определяется расход топлива и запасы топлива в плановом периоде.

*Текущий запас* топлива необходим для обеспечения нормальной бесперебойной работы тепловых электростанций и котельных в период между двумя очередными плановыми поставками топлива. Текущий запас топлива определяется, как произведение среднего суточного расхода топлива на норму текущего запаса топлива в сутках:

$$V_{\text{тек. зап.}} = V_{\text{ср. сут.}} \cdot t_{\text{топл.}}^{\text{тек.}}$$

где  $V_{\text{тек. зап.}}$  — текущий запас топлива, т;  $V_{\text{ср. сут.}}$  — среднесуточный расход топлива, определяемый на основе нормативного удельного расхода топлива, т/сут;  $t_{\text{топл.}}^{\text{тек.}}$  — норма текущего запаса топлива, сут.

Норма текущего запаса (в сутках) принимается равной длительности интервала между двумя смежными плановыми поставками топлива.

Как правило, на электростанции топливо поступает от нескольких поставщиков. Размеры этих поставок и интервалы между их поступлениями могут быть различными. В этом случае норматив текущего запаса определяется на основе средневзвешенного интервала между поставками ( $t_{\text{ср}}$ ) по формуле:

$$t_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^n B_i \cdot t_i}{\sum_{i=1}^n B_i},$$

где  $B_i$  — объем поставки топлива от  $i$ -го поставщика;  $t_i$  — интервал между поставками топлива от  $i$ -го поставщика;  $n$  — число поставщиков.

Текущий запас топлива на складе КЭС определяется, как

$$V_{\text{тек.зап.}}^{\text{КЭС}} = V_{\text{ср.сут.}}^{\text{КЭС}} \cdot t_{\text{топл.}}^{\text{тек}} = b_{\text{норм}}^{\text{КЭС}} \cdot \mathcal{E}_{\text{отп. с шин}}^{\text{ср.сут.}} \cdot t_{\text{топл.}}^{\text{тек}},$$

где  $b_{\text{норм.}}^{\text{КЭС}}$  — нормативный удельный расход топлива на отпущенный с шин КЭС кВт · ч;  $\mathcal{E}_{\text{отп. с шин}}^{\text{ср.сут.}}$  — среднесуточный отпуск электроэнергии с шин КЭС в плановом периоде.

Текущий запас топлива на ТЭЦ рассчитывается с учетом производства электроэнергии и отпус-ка тепла:

$$V_{\text{тек.зап.}}^{\text{ТЭЦ}} = (V_{\text{ср.сут.}}^{\text{э}} + V_{\text{ср.сут.}}^{\text{q}}) \cdot t_{\text{топл.}}^{\text{тек}},$$

где  $V_{\text{ср.сут.}}^{\text{э}}$ ,  $V_{\text{ср.сут.}}^{\text{q}}$  — среднесуточный расход топлива, соответственно, на производство электроэнергии и отпуск тепла от ТЭЦ.

$$V_{\text{тек.зап.}}^{\text{ТЭЦ}} = (b_{\text{норм}}^{\text{э ТЭЦ}} \cdot \mathcal{E}_{\text{отп. с шин}}^{\text{ср.сут. ТЭЦ}} + b_{\text{норм}}^{\text{q ТЭЦ}} \cdot Q_{\text{отп. с котл.}}^{\text{ср.сут. ТЭЦ}}) \cdot t_{\text{топл.}}^{\text{тек}},$$

где  $b_{\text{норм.}}^{\text{э ТЭЦ}}$  — удельный нормативный расход топлива на отпущенный с шин ТЭЦ кВт · ч;  $b_{\text{норм.}}^{\text{q ТЭЦ}}$  — удельный нормативный расход топлива на отпущенную с коллекторов ТЭЦ Гкал;  $\mathcal{E}_{\text{отп. с шин}}^{\text{ср.сут. ТЭЦ}}$  — среднесуточный отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ;  $Q_{\text{отп. с котл.}}^{\text{ср.сут. ТЭЦ}}$  — среднесуточный отпуск тепла с коллекторов ТЭЦ.

Текущий запас составляет основную часть топливных запасов и его величина во времени постоянно меняется: в день поступления очередной партии топлива он бывает максимальным, накануне завоза — минимальным.

При несвоевременном поступлении топлива, когда фактический интервал поставки  $t_{\text{факт}}$  превышает норму запаса в сутках производственный процесс может приостановиться из-за отсутствия топлива, во избежание чего создается страховой (гарантийный) запас.

*Страховой запас* предназначен для обеспечения непрерывного снабжения топливом электростанций в случае непредвиденных обстоятельств: уменьшения размера поставок или увеличения от запланированных интервалов поставок.

При определении страхового запаса следует учитывать влияние случайных факторов, используя для этой цели методы математической статистики и теории вероятности. Одним из методов расчета страхового запаса является метод, в основе которого лежит расчет среднеквадратичного отклонения фактических интервалов поставок от среднего значения интервала поставок, то есть

$$V_{\text{страх.зап.}} = V_{\text{ср.сут.}} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (t_i - \bar{t})^2 B_i}{\sum_{i=1}^n B_i}},$$

где  $V_{\text{ср.сут.}}$  — среднесуточный расход топлива;  $t_i$  — фактический интервал поставки в сутках;  $\bar{t}$  — средний интервал поставки;  $B_i$  — фактический объем поставки топлива;  $n$  — количество учитываемых поставок.



Норматив страхового запаса может определяться более простым методом, как произведение среднего суточного расхода топлива на время задержки поставки топлива:

$$V_{\text{страх. зап.}} = V_{\text{ср. сут.}} \cdot \Delta t,$$

где  $\Delta t$  — время задержки поставки топлива.

$$\Delta t = t_{\text{факт}} - t_{\text{тек. топл.}}^{\text{тек.}}$$

где  $t_{\text{тек. топл.}}^{\text{тек.}}$  — норма текущего запаса топлива в сутках;  $t_{\text{факт.}}$  — фактический интервал поставки топлива.

Страховой запас создается во избежание неуверенности в гарантированности поставок. Чем больше неуверенность и чем длительнее период возобновления поставки, тем больше должен быть этот вид запаса, то есть величина страхового запаса определяется надежностью и качеством поставок. В отличие от текущего запаса размер страхового (гарантийного) запаса — величина постоянная, в нормальных условиях работы этот запас неприкосновенен.

Приемка, разгрузка, складирование и обработка топлива требуют времени, в течение которого снабжение производственного процесса топливом обеспечивается созданием *технологического (подготовительного) запаса*. Технологический запас рассчитывается как произведение коэффициента технологичности топлива или материала ( $K_{\text{техн.}}$ ) на сумму текущего и страхового запаса:

$$V_{\text{техн. зап. (подг.)}} = (V_{\text{тек. зап.}} + V_{\text{страх. зап.}}) \cdot K_{\text{техн.}}$$

Коэффициент технологичности материала устанавливается комиссией, в состав которой входят представители поставщиков и потребителей.

Подготовительный запас можно рассчитывать, исходя из среднесуточного или среднечасового расхода топлива и периода времени, необходимого для подготовки топлива к сжиганию, включающего время на приемку, разгрузку, подсушку, размол топлива.

При сезонных колебаниях в потребности топлива на ТЭС и котельных создаются сезонные запасы топлива.

*Сезонный (предупредительный) запас* топлива создается по причине увеличения потребности в топливе в определенный период. В энергетике сезонный запас топлива создается на осенне-зимний период, то есть на период наибольшего энергопотребления и максимальных электрических и тепловых нагрузок. Рост потребности в топливе в этот период объясняется увеличением спроса (а значит и выработки) электроэнергии на нужды освещения из-за сокращения длительности светового дня и необходимостью отпуская тепла на отопление жилых и общественных зданий в течение отопительного сезона.

Сезонные запасы топлива в АО-энерго формируются в соответствии с графиками накопления запасов топлива, утверждаемыми РАО «ЕЭС России» и с учетом емкости топливных складов.

Совокупный запас топлива равен сумме запасов всех видов:

$$V_{\text{зап.}} = V_{\text{тек. зап.}} + V_{\text{страх. зап.}} + V_{\text{подг. зап.}} + V_{\text{сезон. зап.}}$$

Деление запасов на текущий, страховой, подготовительный и сезонный носит условный характер и используется лишь в процессе нормирования. Совокупный запас топлива размещается либо на центральном топливном складе компании, либо на площадках складов ТЭС и котельных. Объемы топливных складов, предусматриваемые в проектах ТЭС, зависят от вида сжигаемого топлива, вида транспорта и расстояния транспорта топлива до ТЭС (табл. 5.2).

Проектная емкость топливных складов ТЭС

| Вид сжигаемого на ТЭС топлива | Вид транспорта и расстояние транспорта топлива           | Норма запаса топлива, на который рассчитан топливный склад ТЭС, суток |
|-------------------------------|----------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------|
| Уголь                         | железнодорожный до 40 км                                 | 7                                                                     |
|                               | от 41 до 100 км                                          | 15                                                                    |
|                               | > 100 км                                                 | 30                                                                    |
| Торф                          | железнодорожный                                          | 15                                                                    |
| Мазут                         | железнодорожный                                          | 15                                                                    |
|                               | трубопроводный                                           | 3                                                                     |
| Природный газ*                | При подаче по газопроводу от одного источника            | 5                                                                     |
|                               | При подаче по газопроводу от двух независимых источников | —                                                                     |

\* При работе ТЭС на природном газе резервное топливо — мазут.

В общем случае величина совокупного запаса топлива на электростанции зависит от:

- мощности электростанции;
- выработки электроэнергии и отпуска тепла;
- нормативных удельных расходов топлива на отпущенный с шин станций 1 кВт · ч и отпущенную с коллекторов 1 Гкал тепла;
- режима эксплуатации;
- вида топлива;
- емкости топливных складов;
- расстояния транспорта топлива.

Для обеспечения надежного снабжения ядерным топливом атомных электростанций концерном «Росэнергоатом» создается единый страховой запас ядерного топлива. Необходимость создания страхового запаса ядерного топлива обусловлена не только вероятностью непоставки топлива в срок, но и техническими причинами — вероятностью наличия в поставляемой партии кассет, непригодных к установке в реактор по причине повреждения. По имеющимся статистическим данным на одну перезагрузку реактора приходится от одной до трех кассет с нарушенной герметичностью. Величина и структура единого страхового запаса определяется типом и мощностью ядерных реакторов. Поскольку самыми мощными реакторными блоками, находящимися в настоящее время в эксплуатации, являются ВВЭР-1000 и РБМК-1000, единый страховой запас создается в количестве ТВС и кассет, обеспечивающих работу одного реактора данного типа на номинальной мощности в течение года. Номенклатура ТВС определяется в соответствии с эксплуатационными нуждами атомных станций (с учетом числа перезагрузок, конструкции ТВС и кассет, обогащения по U-235 и т.д.) на плановый период и в качестве спецификации прилагается к договору поставки ядерного топлива в страховой запас.

Ядерное топливо в виде страхового запаса хранится на заводах-изготовителях или на площадках нескольких АЭС. Передача ТВС из страхового запаса атомным станциям осуществляется в соответствии с договором займа, заключенным между концерном «Росэнергоатом» и АЭС. Страховой запас формируется за счет собственных оборотных средств концерна.

#### *Запасы запасных частей, материалов. МБП*

В целях обеспечения нормальной работы каждая компания должна иметь определенный объем запасных частей. Как правило, на электростанциях имеется запас деталей и малогабаритных узлов к оборудованию, наиболее часто выходящих из строя (например, подшипники для электродвигателей и насосов, крыльчатки для дымососов и дутьевых вентиляторов, задвижки для трубопроводов и т.д.). Крупногабаритные узлы агрегатов, используемые для замены во время проведения капитальных ремонтов (роторы турбин, генераторов, пакеты нагревательных по-

верхностей парогенераторов и т.д.), приобретаются генерирующими компаниями к моменту начала ремонта.

На величину норматива запасных частей влияют: технические характеристики оборудования, степень его износа и ремонтпригодность, количество однотипных агрегатов, вид топлива для электростанций, уровень централизации ремонтов, графики поставок запасных частей, форма организации системы поставок.

Кроме запасов топлива и запасных частей в энергокомпаниях создаются запасы основных, вспомогательных материалов, а также малоценных и быстро изнашивающихся предметов.

Обеспеченность компании определенным видом ресурса оценивается по коэффициенту обеспеченности, определяемому как отношение среднего запаса в расчетном периоде к установленному нормативу в натуральном выражении. В ситуации, когда коэффициент обеспеченности больше единицы, имеет место излишний запас, в случае когда коэффициент обеспеченности меньше единицы, у компании налицо дефицит запаса ресурса, что может нарушить ритмичность ее работы.

В сфере обращения в АО-энерго и в сбытовых компаниях нормированию подлежит *дебиторская задолженность*. Ранее нормированию дебиторской (абонентской) задолженности уделялось серьезное внимание, в последующем с ростом неплатежей ее нормирование стало затруднительным, так как размер абонентской задолженности в основном зависит от финансового состояния потребителей и в меньшей мере — от усилий персонала АО-энерго. В результате, в 2002 году доля дебиторской задолженности в оборотных средствах АО-энергетики и электрификации составляла порядка 60–70%, что объясняется:

- нехваткой платежных средств у потребителей энергии;
- межотраслевым и внутриотраслевым рассогласованием цен;
- утратой предприятиями оборотных средств вследствие их обесценивания в условиях инфляции, а также изъятия части средств через налогообложение;
- отсутствием должных мер воздействия у АО-энерго на неплательщиков;
- недофинансированием бюджетной сферы.

В условиях финансовой устойчивости и нормальной финансовой дисциплины потребителей доля дебиторской задолженности в структуре оборотного капитала АО-энерго, как правило, не превышает 20–15%. В современных условиях дебиторская задолженность многих АО-энерго составляет около 50%, а в ее структуре доминирует задолженность бюджетных организаций (табл. 5.3).

Таблица 5.3

Структура дебиторской задолженности ОАО «Мосэнерго», в %

| Дебиторская задолженность                                       | на 01.01.2001 г. | на 01.01.2002 г. | на 01.01.2003 г. |
|-----------------------------------------------------------------|------------------|------------------|------------------|
| 1. Покупатели и заказчики, всего:                               | 86,3             | 82,1             | 78,64            |
| в том числе организации, финансируемые из бюджетов всех уровней | 44,5             | 26,2             | 39,9             |
| 2. Авансы выданные                                              | 3,5              | 6,3              | 7,86             |
| 3. Прочие дебиторы                                              | 10,2             | 11,6             | 13,5             |
| Итого                                                           | 100              | 100              | 100              |

В сбытовых компаниях и сбытовых подразделениях АО-энерго, нормированию подлежит *текущая дебиторская задолженность*.

Под текущей дебиторской задолженностью понимается задолженность за энергию, не оплаченная по договору энергоснабжения за данный период платежа до окончания следующего за ним периода платежа. По истечении указанного срока текущая задолженность относится к просроченной задолженности.

Норма текущей дебиторской задолженности в сутках соответствует в общем случае времени, необходимому для выписки платежных документов, отправки их в банк и совершения банковских проводок и определяется по формуле:

$$\text{Норма}_{\text{тек. дебитор. задолженности}} = \frac{\text{Текущ. дебитор. задолженность}}{\text{Объем продаж за период}} \cdot n = \frac{\text{ОП} - \text{Тек. платежи}}{\text{ОП}} \cdot n,$$

где  $n$  — число дней в периоде; ОП — объем продаж за период; Тек. платежи — текущие платежи за потребленную энергию.

Величина норматива дебиторской задолженности определяется умножением среднесуточной за период дебиторской задолженности на норму задолженности в сутках.

$$\text{Норматив}_{\text{тек. дебитор. задолженности}} = \frac{\text{Текущ. дебитор. задолженность}}{n} \cdot \text{Норма}_{\text{тек. дебитор. задолженности}}$$

Ввиду того что разные абоненты (промышленные предприятия, коммунально-бытовое хозяйство, население и др.) имеют различные сроки уплаты за потребленную энергию, норматив дебиторской задолженности определяется, исходя из средневзвешенной нормы в днях или суммированием нормативов по всем группам потребителей электроэнергии и тепла.

Структура нормируемого оборотного капитала энергетических компаний в первую очередь зависит от характера бизнеса (табл. 5.4): генерация энергии, сетевой бизнес, ремонтная или сбытовая деятельность.

Таблица 5.4

**Укрупненная структура нормируемого оборотного капитала энергетических предприятий и АО-энерго, %**

| Нормируемые оборотные средства | АО-энерго | ТЭС | ГЭС | Электрические сети | Ремонтные компании |
|--------------------------------|-----------|-----|-----|--------------------|--------------------|
| Сырье, основные материалы      | 0,5       | —   | —   | —                  | 10                 |
| Вспомогательные материалы      | 7         | 15  | 23  | 30                 | 23                 |
| Топливо                        | 12,5      | 42  | —   | 2                  | 3                  |
| Запасные части                 | 7,5       | 20  | 38  | 25                 | 20                 |
| МБП                            | 7,5       | 16  | 30  | 35                 | 25                 |
| Итого производственные запасы  | 35        | 93  | 91  | 92                 | 81                 |
| Дебиторская задолженность      | 60        | —   | —   | —                  | —                  |
| Прочие нормируемые средства    | 5         | 7   | 9   | 8                  | 19                 |
| ВСЕГО                          | 100       | 100 | 100 | 100                | 100                |

Структура нормируемых оборотных средств электростанций обусловлена спецификой производственного процесса: на ТЭС велика доля запасов топлива, в то время, как на ГЭС эта составляющая отсутствует, но при этом для ГЭС больше доля запасных частей, вспомогательных материалов и МБП. Поскольку эксплуатация электрических сетей связана с большими расходами изоляционных материалов, трансформаторного масла в структуре оборотного капитала электрических сетей доминирует удельный вес вспомогательных материалов, МБП и запасных частей; в структуре нормируемого оборотного капитала сбытовых компаний доминирует удельный дебиторской задолженности.

*Источники формирования оборотного капитала*

На начальном этапе создания компании часть уставного капитала используется для финансирования нормируемых оборотных средств, без которых компания не может начать производство продукции. В последующем источником прироста оборотных средств выступают:

- собственные источники, в том числе: прибыль, уставный капитал, резервный капитал, фонды целевого финансирования;
- заемные источники: банковские и коммерческие кредиты и займы, облигационные займы;
- дополнительные источники: кредиторская задолженность, задолженность по оплате труда, по страхованию, по расчету с бюджетом и др.

Оборотные средства, финансируемые за счет собственных источников, составляют собственные оборотные средства компании и определяются, как разность между оборотными средствами компании и ее краткосрочными обязательствами (рис. 5.3).

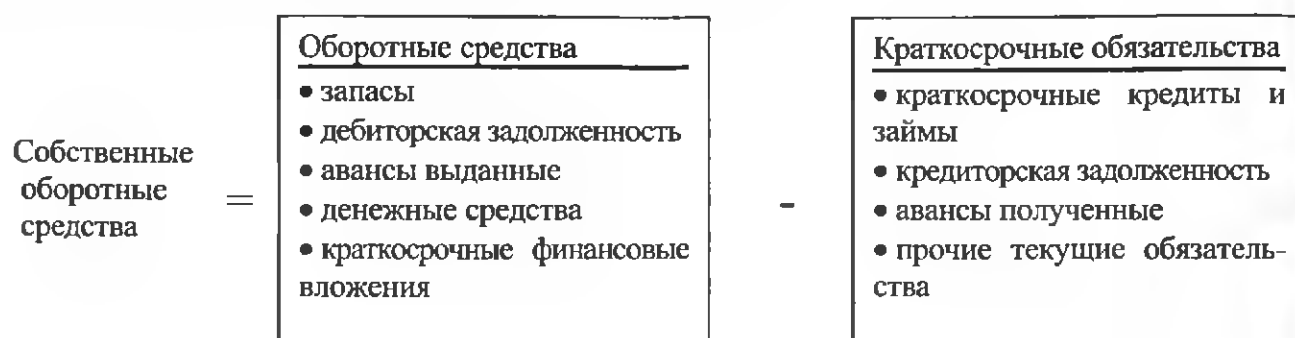


Рис. 5.3. Определение собственных оборотных средств

Как правило, за счет собственных оборотных средств покрывается текущая потребность компании в денежных средствах, обеспечивающая непрерывный процесс производства и реализации продукции. За счет заемных источников покрывается временная дополнительная потребность в оборотных средствах, необходимых для создания сезонных запасов топлива и покрытия колебаний рыночной конъюнктуры (роста цен на топливо, роста дебиторской задолженности).

### 5.5. Показатели эффективности использования оборотного капитала

Эффективность использования оборотного капитала оценивается по коэффициенту оборачиваемости, рассчитываемому как в целом для оборотного капитала, так и для основных его составляющих.

Коэффициент оборачиваемости характеризует число оборотов оборотного капитала за период (за год) и рассчитывается:

- в целом для оборотного капитала:

$$K_{\text{обор.}} = \frac{\text{Выручка от реализации продукции, работ, услуг}}{\text{Среднегодовая величина оборотного капитала}};$$

- для производственных запасов:

$$K_{\text{обор. пр. зап.}} = \frac{\text{Годовые затраты на производство продукции}}{\text{Среднегодовая величина производственных запасов}};$$

- для дебиторской задолженности:

$$K_{\text{обор. деб. зад.}} = \frac{\text{Выручка от реализации продукции, работ, услуг}}{\text{Среднегодовая величина дебиторской задолженности}};$$

Вторым показателем, характеризующим эффективность использования оборотного капитала, является продолжительность оборота в днях, определяемая:

- в целом для оборотного капитала:

$$t_{\text{обор.}} = \frac{360}{\text{Коэффициент оборачиваемости оборотного капитала}};$$

- для производственных запасов:

$$t_{\text{обор. пр. зап.}} = \frac{360}{\text{Коэффициент оборачиваемости производственных запасов}};$$

- для дебиторской задолженности:

$$t_{\text{обор}}^{\text{деб. зад.}} = \frac{360}{\text{Коэффициент оборачиваемости дебиторской задолженности}},$$

где 360 — число дней в календарном году.

Более эффективному использованию оборотного капитала соответствует увеличение коэффициента оборачиваемости (числа оборотов) и сокращение продолжительности оборота в днях. При уменьшении фактического периода оборота ( $t_{\text{факт}}^{\text{обор.}}$ ) по сравнению с плановым ( $t_{\text{пл.}}^{\text{обор.}}$ ), высвободившиеся из оборота оборотные средства составляют:

$$\text{Высвободившиеся из оборота оборотные средства} = \frac{ВР}{360} (t_{\text{пл.}}^{\text{обор.}} - t_{\text{факт.}}^{\text{обор.}}).$$

Третьим показателем эффективности использования оборотного капитала является показатель рентабельности:

$$\text{Рентабельность оборотного капитала} = \frac{\text{Чистая прибыль}}{\text{Среднегодовая величина оборотного капитала}}.$$

## 5.6. Основы управления оборотным капиталом

Управление оборотным капиталом компании предусматривает:

- учет всех составляющих оборотного капитала на данный момент времени;
- анализ величины и структуры оборотного капитала;
- разработку и использование в практической деятельности компании современных методов управления оборотным капиталом;
- контроль за текущим состоянием важнейших составляющих оборотного капитала в процессе производственной и коммерческой деятельности компании;
- прогноз изменения потребности и структуры оборотного капитала в ближайшей и долгосрочной перспективе;
- расчет и анализ показателей, необходимых для составления бюджета компании.

Цель управления оборотным капиталом — минимизация размера оборотного капитала, достаточного для успешной и бесперебойной работы компании.

Конкретизации задач управления способствует группировка оборотного капитала (табл. 5.5) по классификационным признакам:

- по функциональной роли в процессе производства — на оборотный капитал в сфере производства и в сфере обращения;
- по степени управляемости — на нормируемые и ненормируемые оборотные средства;
- в зависимости от источников формирования оборотного капитала — на собственный и заемный оборотный капитал;
- по степени ликвидности, то есть скорости превращения в денежные средства — на абсолютно ликвидные, быстро реализуемые и медленно реализуемые оборотные средства;
- по степени риска вложения капитала — на оборотный капитал с минимальным риском вложений, оборотный капитал со средним и оборотный капитал с высоким риском вложений;
- в зависимости от практики учета и отражения в балансе предприятия — на оборотные средства в запасах, денежные средства в расчетах и прочие средства;
- в зависимости от материальной формы — на предметы труда (топливо, материалы), денежные средства и средства в расчетах.

Величина и структура оборотного капитала должна соответствовать потребностям компании, отраженным в ее бюджете. Избыток оборотного капитала означает, что часть капитала заморожена и не приносит дохода. Недостаток оборотного капитала замедляет скорость оборота капитала, в результате возникают дополнительные затраты и риски.

**Группировка оборотного капитала по функциональной роли,  
ликвидности и степени риска вложения средств**

| Группы оборотного капитала в зависимости от: |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |                             |
|----------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------|
| степени риска вложения                       | сферы использования и функциональной роли                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          | степени ликвидности         |
| с малым риском вложения                      | <b>1. Оборотный капитал в сфере производства.</b><br><b>1.1. Производственные запасы:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• топливо</li> <li>• основные и вспомогательные материалы</li> <li>• МБП</li> </ul> <b>1.2. Оборотные средства в процессе производства:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• незавершенное производство</li> <li>• полуфабрикаты собственного производства</li> <li>• расходы будущих периодов</li> </ul> | Медленно реализуемые активы |
| со средним риском вложения                   |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    | Быстро реализуемые активы   |
| с малым риском вложения                      | <b>2. Оборотный капитал в сфере обращения.</b><br><b>2.1. Дебиторская задолженность (за вычетом сомнительной).</b><br><b>2.2. Денежные средства:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• касса</li> <li>• расчетный счет</li> <li>• краткосрочные ценные бумаги</li> <li>• прочие денежные расчеты</li> <li>• сомнительная дебиторская задолженность</li> <li>• залежалые запасы</li> </ul>                                                   | Быстро реализуемые активы   |
| с минимальным риском вложения                |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    | Абсолютно ликвидные активы  |
| с высоким риском вложения                    |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    | Медленно реализуемые активы |

Риски и дополнительные затраты, обусловленные недостатком или избытком оборотного капитала (табл. 5.6); снижают эффективность управления капиталом и должны подвергаться минимизации в процессе оптимизации структуры и величины оборотного капитала.

Таблица 5.6

**Риски и дополнительные затраты, вызванные недостатком  
или избытком оборотного капитала**

| Дополнительные затраты и риски, вызванные                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| недостатком оборотного капитала                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   | избытком оборотного капитала                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |
| 1. Увеличение продолжительности операционного цикла (из-за ожидания следующей поставки) удлиняет период оборота капитала.<br>2. Недостаток денежных средств на оплату топлива вызывает останов блоков, невыполнение договорных обязательств перед потребителями вплоть до выплаты штрафов, а также снижает выручку от реализации продукции.<br>3. Последующий пуск блоков в эксплуатацию после вынужденных остановов (из-за отсутствия топлива) приводит к дополнительным расходам топлива на пуск, увеличивает износ оборудования, повышает аварийность.<br>4. Восполнение недостатка оборотного капитала путем краткосрочных займов сопряжено с выплатой процентов по кредитам. | 1. Сосредоточение оборотного капитала в избыточных запасах приводит: <ul style="list-style-type: none"> <li>• к физическому и моральному старению запасов;</li> <li>• к дополнительным затратам на хранение запасов.</li> </ul> 2. Большая дебиторская задолженность может привести к недополучению денежных средств за потребленную энергию ввиду банкротства предприятий-потребителей.<br>3. Хранение больших объемов свободных денежных средств в банках сопряжено с риском банкротства банков.<br>4. Сокращение реальной стоимости дебиторской задолженности из-за инфляции.<br>5. Отвлечение средств из оборота приводит к недополучению прибыли. |

Одним из рычагов управления оборотным капиталом компании является сокращение периода оборота товарно-материальных запасов, периода оборота дебиторской задолженности и увеличение периода оборота кредиторской задолженности. Сокращение периода оборота запасов и дебиторской задолженности увеличивает их оборачиваемость и уменьшает потребность компании в оборотном капитале. Увеличение периода кредиторской задолженности уменьшает объем капитала, отвлекаемого из оборота.

Изменение длительности оборота капитала влияет на параметры финансового цикла и эффективность финансового менеджмента компании.

Основные этапы обращения оборотного капитала формируют производственный, финансовый и операционный циклы (рис. 5.4).



Рис. 5.4. Составляющие операционного и финансового цикла

**Производственный цикл** начинается с момента поступления топлива на склад, заканчивается в момент передачи (отгрузки) потребителям (или на оптовый рынок) энергии, произведенной с использованием данного топлива. В отличие от других отраслей промышленности, у которых производственный цикл включает: нахождение топлива и материалов на складе, время выполнения производственных операций при производстве продукции, время нахождения готовой продукции на складе (после чего наступает момент отгрузки продукции), в энергетике из-за совпадения во времени процессов производства, передачи, потребления энергии и невозможности складирования энергии, производственный цикл включает лишь фазу нахождения топлива на складе, то есть период оборота запасов.

**Операционный цикл** представляет собой период от момента поставки топлива и материалов на склад компании до получения выручки от реализации энергии (получения денежных средств). Он включает: время производства продукции (для энергетики — период обращения запасов) и период ожидания поступления денежных средств от потребителей в виде оплаты за потребленную электроэнергию (период обращения дебиторской задолженности).

**Финансовый цикл** — это период оборота капитала, равный интервалу между притоком и оттоком оборотного капитала. Финансовый цикл начинается с момента оплаты энергетической компанией поставщикам поставленного топлива (погашение кредиторской задолженности) и заканчивается в момент получения денег от потребителей энергии (погашение дебиторской задолженности). Финансовый цикл — это время, в течение которого денежные средства отвлечены из



оборота, он меньше операционного цикла на время обращения кредиторской задолженности, так как предприятие оплачивает счета поставщиков не сразу, а по истечении определенного времени (периода обращения кредиторской задолженности). В течение периода обращения кредиторской задолженности денежные средства не отвлекаются из оборота (не перечисляются с расчетного счета энергетической компании на счета поставщиков и других контрагентов), а используются компанией на другие цели или остаются на расчетном счете в банке, на них начисляются проценты и компания получает прибыль благодаря предоставлению ей поставщиками товарного кредита. Сократить операционный цикл можно путем ускорения оборачиваемости запасов (сокращения срока их хранения) и ускорения оборачиваемости дебиторской задолженности. Финансовый цикл может быть сокращен как благодаря сокращению периода оборота запасов и ускорению оборачиваемости дебиторской задолженности, так и путем замедления оборачиваемости кредиторской задолженности (увеличения временного промежутка между поступлением сырья и его оплатой). Влияние производственного и финансового циклов на операционный цикл отражает связь между показателями оборачиваемости дебиторской и кредиторской задолженности, и производственных запасов. Таким образом, продолжительность финансового цикла в днях оборота рассчитывается по формуле:

*Продолжительность финансового цикла (время обращения денежных средств) = Продолжительность операционного цикла – Время обращения кредиторской задолженности = Время обращения производственных запасов + Время обращения дебиторской задолженности – Время обращения кредиторской задолженности.*

Специфика энергетических процессов отражается на длительности операционного и финансового цикла и структуре оборотного капитала. Одновременность протекания процессов производства и передачи энергии сокращает длительность операционного и финансового циклов и исключает из состава оборотного капитала стоимость незавершенного производства, полуфабрикатов собственного изготовления и запасов готовой продукции на складе. Наряду с этим совпадение во времени процессов производства и потребления энергии предопределяет наличие разрыва во времени между моментом потребления энергии и моментом ее оплаты, что требует учета в составе операционного и финансового циклов периода обращения дебиторской задолженности, увеличивающего длительность операционного и финансового циклов. Учитывая, что для энергетических компаний периоды обращения запасов и абонентской задолженности непосредственно влияют на длительность финансового цикла, а доля запасов и дебиторской задолженности в стоимости оборотного капитала составляет порядка 70–80%, именно этим составляющим должен отдаваться приоритет в управлении.

### 5.7. Управление производственными запасами энергетической компании

Запасы представляют собой материальные ценности, ожидающие потребления или реализации. В зависимости от исполняемой функции запасы подразделяются на производственные и товарные. Производственные запасы формируются в компаниях, потребляющих данные виды ресурсов; товарные запасы находятся у компаний-изготовителей продукции на складах готовой продукции и в каналах сферы обращения. Запасы в каналах сферы обращения включают запасы в пути (транспортные запасы) и запасы на предприятиях торговли. Ввиду невозможности экономичным образом в больших объемах аккумулировать электрическую и тепловую энергию, в электроэнергетике отсутствуют товарные запасы (кроме товарных запасов неэнергетического профиля, предназначенных для перепродажи). Для вертикально интегрированных энергетических компаний, а также электростанций всех типов и сетевых компаний характерны в основном производственные запасы, которые:

- представляют предметы труда, поступившие к потребителю, но пока еще не подвергнутые переработке и неиспользованные в производственном процессе (топливо, запасные части);
- предназначены для производственного потребления;
- учитываются в натуральном и стоимостном выражении;
- должны обеспечивать бесперебойность производственного процесса;

• включают: текущие, гарантийные (страховые), сезонные, подготовительные, переходящие запасы.

Управление запасами — это комплекс мероприятий, направленный на приведение уровня товарно-материальных запасов в соответствие с планируемыми объемами производства и продаж продукции с учетом оптимальной оборачиваемости запасов. Цель системы управления запасами — обеспечение бесперебойного производства и реализации энергии в необходимом количестве и в нужные сроки при минимальных затратах на содержание запасов.

Управление запасами предполагает контроль за состоянием запасов и принятие решений, направленных на экономию времени и средств благодаря минимизации затрат на содержание запасов, необходимых для выполнения производственной программы.

Управление запасами состоит в соизмерении выгоды от создания запасов с затратами на их содержание и нахождении баланса между ними.

Эффективное управление запасами обеспечивает:

- сокращение упущенной выгоды, возникающей по причине дефицита материалов и топлива;
- ускорение оборачиваемости производственных запасов;
- сведение к минимуму излишков товарно-материальных запасов и ущерба от «замораживания» оборотных средств в запасах;
- снижение риска старения и порчи материалов;
- снижение затрат на хранение запасов.

Задача менеджмента компании состоит в достижении минимальных затрат на содержание запасов путем оптимизации параметров системы управления запасами и в первую очередь определения оптимального размера заказа и оптимального размера запаса.

### 5.8. Определение оптимального размера заказа и запаса топлива

Учитывая важность запасов топлива для энергетики, рассмотрим механизм определения оптимального размера заказа топлива. При равномерном расходе топлива в течение периода  $T$  в каждый момент времени количество топлива, необходимое до окончания данного периода, изображается линейной функцией (рис. 5.5), для которой при  $t = 0$  количество топлива, необходимое до окончания периода  $T$ , составляет величину  $B$ , по окончании периода  $T$  оно равно нулю.

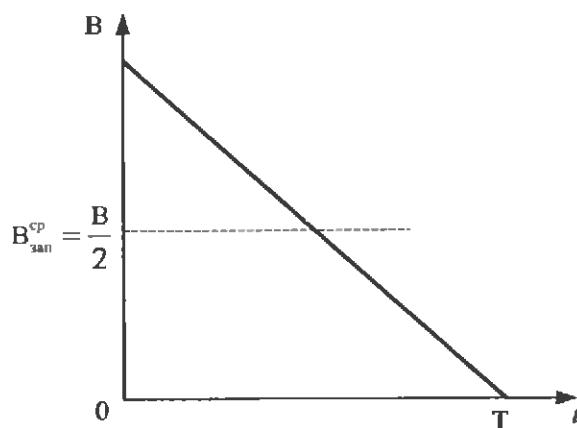


Рис. 5.5. Определение среднего запаса топлива при одной закупке

Если предположить, что все количество топлива, необходимое для работы компании в течение периода  $T$ , закупается в начале этого периода, то средний за период запас топлива составит:

$$V_{\text{зап}}^{\text{сп}} = \frac{V_{\text{на начало периода}} + V_{\text{на конец периода}}}{2} = \frac{B}{2}.$$

В случае закупки топлива в два приема: первый раз в начале периода (рис. 5.6) в размере  $\frac{B}{2}$ ; и второй раз в середине периода в том же объеме средний за период запас топлива составляет:

$$B_{\text{зап.}}^{\text{ср.}} = \frac{\frac{B}{2} + 0}{2} = \frac{B}{4}.$$

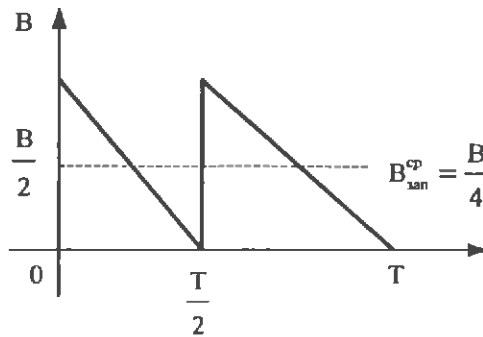


Рис. 5.6. Величина среднего запаса топлива при двух закупках в течение периода  $T$

При условии, что энергетическая компания осуществляет закупки топлива « $n$ » раз через равные промежутки времени  $\frac{T}{n}$  и в равных количествах, размер заказа будет равен:

$$B_{\text{зак}} = \frac{B}{n},$$

а средний запас топлива составит:

$$B_{\text{зап.}}^{\text{ср.}} = \frac{\frac{B}{n} + 0}{2} = \frac{B}{2n} = \frac{B_{\text{зак.}}}{2}.$$

Задача состоит в нахождении оптимального размера заказа топлива или (что одно и то же), в определении числа закупок топлива в течение периода  $T$ . Общее число закупок определяется делением расхода топлива на размер заказа, то есть:

$$n = \frac{B}{B_{\text{зак}}},$$

где  $B$  — расход топлива за период  $T$ ;  $B_{\text{зак.}}$  — размер заказа.

Если бы размер запасов и повторение заказов (закупок) не требовали расходов, то для компании были бы безразличны размер заказа и частота его повторения. В реальности и хранение запасов и повторение заказа сопряжены с затратами.

Затраты на хранение запасов на складе включают: затраты на технологические операции по разгрузке, размещению и хранению топлива (затраты на разгрузку вагонов, на формирование угольных штабелей на площадке электростанции, затраты на периодическое уплотнение угольных штабелей в целях исключения самовозгорания угля, затраты на эксплуатацию размораживающих устройств, перекачку мазута в баки мазутохранилищ), затраты на периодический контроль запасов, затраты на амортизацию и ремонт оборудования, зданий и сооружений топливных складов, вагоноопрокидывателей, размораживающих устройств, насосов мазутохранилищ, затраты на охрану складов, освещение. Сюда же включается цена риска ухудшения качественных характеристик топлива во времени и упущенная выгода от замораживания средств в запасах.

Каждая сделка по закупке топлива сопряжена с затратами на выполнение заказа, включающими: затраты по оформлению сделки, затраты на проведение тендерных торгов, затраты на разработку условий поставок, на контроль выполнения заказа, стоимость консультационных и посреднических услуг, затраты на охрану топлива в пути, стоимость страховки, стоимость форм документов и т.д.

Обозначим:

$\bar{Z}_{\text{хран.}}$  — затраты на хранение единицы натурального топлива в запасах, руб./т н.т.;

$\bar{Z}_{\text{зак.}}$  — затраты на выполнение одного заказа, руб./заказ;

$V_{\text{зак.}}$  — размер одного заказа топлива, постоянного по величине в течение периода  $T$ .

Совокупные затраты за период  $T$  включают затраты на хранение запаса топлива на складе ( $I_{\text{хран.}}$ ) и на выполнение заказов ( $I_{\text{зак.}}$ ):

$$I = I_{\text{хран.}} + I_{\text{зак.}} = V_{\text{зап}}^{\text{ср.}} \bar{Z}_{\text{хран.}} + n \bar{Z}_{\text{зак.}} = \frac{V_{\text{зак.}}}{2} \bar{Z}_{\text{хран.}} + \frac{V}{V_{\text{зак.}}} \bar{Z}_{\text{зак.}} \quad (\text{руб./период}),$$

где  $V_{\text{зап.}}^{\text{ср.}}$  — средний за период  $T$  запас топлива на складе, равный  $V_{\text{зап.}}^{\text{ср.}} = \frac{V_{\text{заказа}}}{2}$ ;  $n$  — число заказов за период  $T$ .

Влияние затрат на хранение запаса и выполнение заказа на совокупные затраты разнонаправленно (рис. 5.7): чем меньше запас, тем меньше затраты на хранение запаса, но тем чаще приходится повторять заказы и тем больше расходы на их выполнение. Увеличение размера запасов увеличивает размер складских помещений, что вызывает рост затрат на содержание складов и хранение запасов, но при этом сокращаются затраты на выполнение заказов.

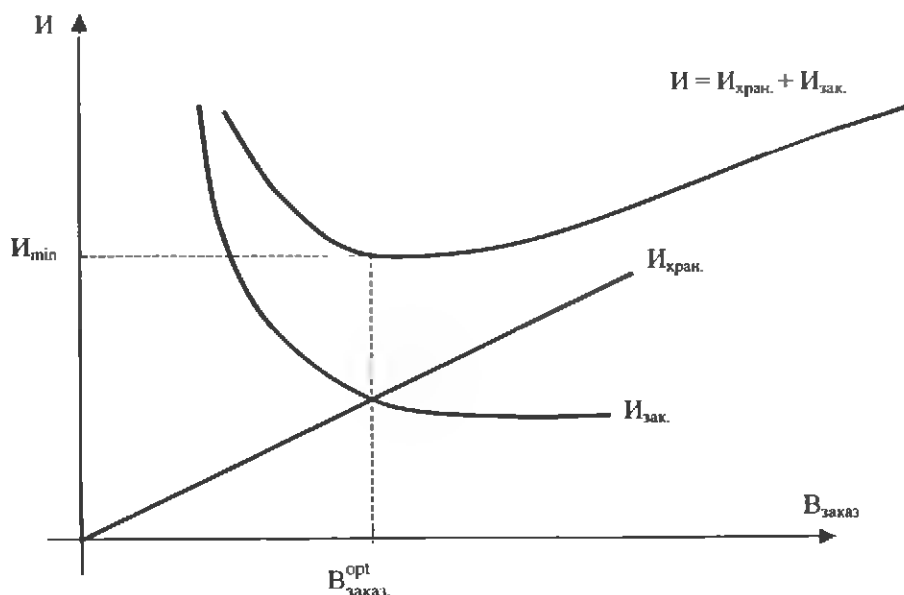


Рис. 5.7. Определение оптимального размера заказа топлива

Размер заказа будет оптимальным, если уменьшение затрат на хранение топлива вследствие уменьшения размера закупаемой партии (заказа) равно увеличению затрат на выполнение заказа вследствие увеличения числа закупок.

Задача сводится к минимизации затрат на создание запаса и решается при условии, что  $\bar{Z}_{\text{хран.}}$ ,  $\bar{Z}_{\text{зак.}}$ ,  $V$  — известны и постоянны в течение периода  $T$ . Для минимизации функции определяется первая производная от суммарных затрат по размеру заказа ( $V_{\text{зак.}}$ ) и приравняется к нулю:

$$\frac{\partial I}{\partial V_{\text{зак.}}} = \frac{\partial V_{\text{зак.}}}{\partial V_{\text{зак.}}} \frac{\bar{Z}_{\text{хран.}}}{2} + \frac{\partial V_{\text{зак.}}}{\partial V_{\text{зак.}}} \frac{\bar{Z}_{\text{зак.}}}{V_{\text{зак.}}^2}; \quad \frac{\partial I}{\partial V_{\text{зак.}}} = \frac{\bar{Z}_{\text{хран.}}}{2} - \frac{\bar{Z}_{\text{зак.}}}{V_{\text{зак.}}^2} = 0.$$

В результате оптимальный размер заказа составит:

$$V_{\text{зак}}^{\text{opt}} = \sqrt{\frac{2 \cdot \bar{Z}_{\text{зак}} \cdot B}{\bar{Z}_{\text{хран}}}}$$

Выражение, характеризующее оптимальный размер заказа, именуется формулой Вильсона и является основополагающей в системе планирования заказов и запасов.

Оптимальный размер запаса, соответствующий оптимальному размеру заказа, определяется по формуле:

$$V_{\text{запас}}^{\text{opt}} = \frac{V_{\text{зак}}^{\text{opt}}}{2} = \frac{\sqrt{\frac{2 \cdot \bar{Z}_{\text{зак}} \cdot B}{\bar{Z}_{\text{хран}}}}}{2}$$

Исходя из оптимальных размеров запаса и заказа оптимальное число закупок (заказов) составляет:

$$n_{\text{заказ}}^{\text{opt}} = \frac{B}{V_{\text{зак}}^{\text{opt}}} = \frac{B}{\sqrt{\frac{2 \cdot \bar{Z}_{\text{зак}} \cdot B}{\bar{Z}_{\text{хран}}}}}$$

Как следует из полученных выражений, размер оптимального заказа прямо пропорционален расходу топлива за период, и, следовательно, при увеличении расхода топлива в четыре раза оптимальный размер заказа и оптимальное число закупок удваиваются.

### 5.9. Системы управления запасами

Управление запасами не ограничивается определением оптимальных размеров заказов и запасов. В целях обеспечения непрерывности снабжения ресурсом обязательной является привязка размера запаса к определенному моменту времени.

В теории управления запасами для расчета объемных и временных параметров запасов используются две основополагающие системы управления:

- система управления запасами с фиксированным размером заказа;
- система управления запасами с фиксированным интервалом поставки.

Данные системы применимы при отсутствии отклонений от запланированных производственных показателей компании и при равномерном расходовании запаса ресурса.

Использование данных систем управления предполагает классификацию запасов по времени учета, что позволяет выделить различные количественные уровни запасов (рис. 5.8).

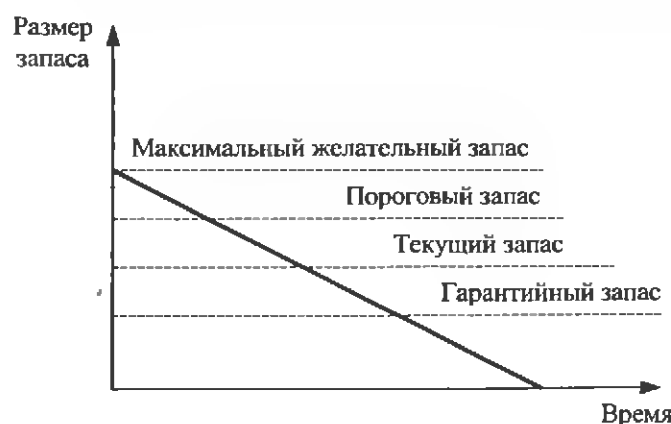


Рис. 5.8. Виды запасов по времени учета

Максимальный желательный запас — это уровень запаса, экономически целесообразный в данной системе управления запасами, зависящий от емкости складов и используемый как ориентир при расчете размера заказа.

Пороговый запас используется для определения момента времени выдачи очередного заказа.

Текущий запас соответствует уровню запаса в любой момент времени. Он может совпадать с максимальным желательным уровнем, пороговым уровнем или гарантийным запасом, или быть меньше гарантийного.

Гарантийный запас (страховой) предназначен для обеспечения бесперебойного снабжения в случае задержки поставки заказа.

Задача управления запасами в системе с фиксированным размером заказа разрешима при наличии следующих известных величин:

- потребности в заказываемом ресурсе в течение планового (расчетного) периода;
- оптимального размера заказа;
- интервала поставки в сутках;
- времени возможной задержки поставки в сутках.

Расчетными параметрами системы являются:

1. Гарантийный (страховой) запас. Восполнение гарантийного запаса производится во время последующих поставок через использование второго расчетного параметра системы — порогового уровня запаса.

2. Пороговый уровень запаса. Размер порогового запаса определяется таким образом, чтобы поступление заказа на склад происходило в момент уменьшения текущего запаса до величины гарантийного запаса.

3. Максимальный желательный запас. В отличие от гарантийного и порогового запаса он не влияет на функционирование системы в целом и зависит от емкости склада.

В данной системе управления запасами оптимальный размер заказа неизменен, а постоянному пересчету подвергается момент возобновления заказа.

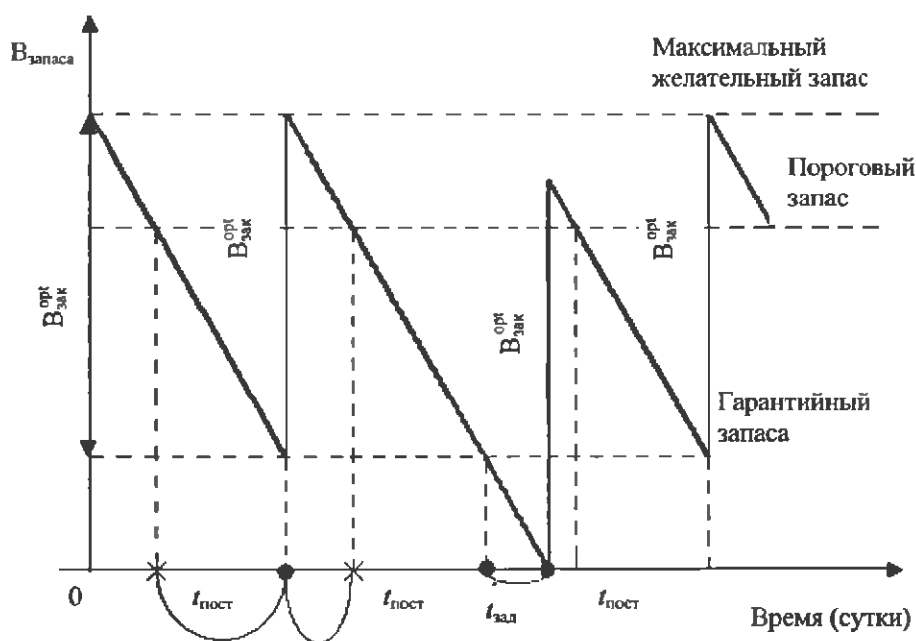


Рис. 5.9. График движения запасов в системе управления запасами с фиксированным размером заказа:

- $\times$  — момент возобновления заказа;  $\curvearrowright$  — время поставки заказа;  
 $\bullet$  — время расходования заказа;  $\bullet$  — время задержки заказа

В начальный момент времени (рис. 5.9) размер запаса равен максимальному желательному запасу, то есть сумме гарантийного запаса и оптимального размера заказа. При достижении запаса на складе, равного пороговому запасу, заказ возобновляется; при выполнении условий поставки к

моменту достижения гарантийного запаса заказ должен быть доставлен и размещен на площадке склада. В случае несвоевременного выполнения заказа запас может оказаться сработан до величины меньше гарантийного или даже до нуля. При поставке следующего заказа в размере  $V_{\text{зак}}^{\text{орт}}$  объем запаса на складе может быть меньше максимально желаемого запаса; он восполняется при выполнении следующего заказа.

Порядок расчета параметров системы с фиксированным размером заказа представлен в табл. 5.7.

Таблица 5.7

**Последовательность расчета параметров системы управления запасами топлива с фиксированным размером заказа**

| № п/п | Параметр                                            | Единица измерения | Расчетная формула                                                                                                                   |
|-------|-----------------------------------------------------|-------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1     | Потребность в ресурсе (топливе) в течение периода Т | тнт/период        | $V$                                                                                                                                 |
| 2     | Оптимальный размер заказа                           | тнт/заказ         | $V_{\text{зак}}^{\text{орт}} = \sqrt{\frac{2\bar{V}_{\text{зак}} \cdot V}{\bar{V}_{\text{хран}}}}$                                  |
| 3     | Время поставки                                      | сутки             | $t_{\text{пост.}}$                                                                                                                  |
| 4     | Возможная задержка поставки                         | сутки             | $t_{\text{зад}}$                                                                                                                    |
| 5     | Ожидаемое среднее суточное потребление              | тнт/сутки         | $V_{\text{сут.}} = \frac{V}{T}$                                                                                                     |
| 6     | Срок расходования заказа                            | сутки             | $t_{\text{расх. зак.}} = \frac{V_{\text{зак}}^{\text{орт}}}{V_{\text{сут.}}^{\text{ср}}}$                                           |
| 7     | Ожидаемое потребление за время поставки             | тнт               | $V_{\text{потр. за время пост}} = V_{\text{сут.}}^{\text{ср}} \cdot t_{\text{пост}}$                                                |
| 8     | Максимальное потребление за время поставки          | тнт               | $V_{\text{потр. макс}} = (t_{\text{пост}} + t_{\text{зад}}) V_{\text{сут.}}^{\text{ср}}$                                            |
| 9     | Гарантийный запас                                   | тнт               | $V_{\text{запас. гарант.}} = V_{\text{потр. макс}} - V_{\text{потр. за время пост.}}$                                               |
| 10    | Пороговый уровень запаса                            | тнт               | $V_{\text{запас. порог}} = V_{\text{запас. гарант.}} + V_{\text{потр. за время поставки}}$                                          |
| 11    | Максимальный желательный запас                      | тнт               | $V_{\text{запас. макс. желат.}} = V_{\text{запас. гарант.}} + V_{\text{зап.}}^{\text{орт}}$                                         |
| 12    | Срок расходования запаса до порогового уровня       | сутки             | $t_{\text{расх. зап. до порог. ур}} = \frac{V_{\text{запас. макс. желат.}} - V_{\text{запас. порог}}}{V_{\text{сут.}}^{\text{ср}}}$ |

К недостаткам данной системы управления запасами следует отнести необходимость постоянного контроля запасов на складе, так как это необходимо для определения момента возобновления заказа. Величина среднего запаса в данной системе равна:

$$V_{\text{зап}}^{\text{ср.}} = V_{\text{запас. гарант.}} + \frac{V_{\text{зак}}^{\text{орт}}}{2}.$$

Система управления запасами с фиксированным интервалом между заказами предполагает, что запасы возобновляются через неизменные промежутки времени. Поскольку в данной системе момент заказа строго определен и не подвергается изменению, постоянно пересчитываемым параметром является размер заказа. В данной системе восполнение гарантийного запаса при задержке по-

ставок осуществляется в ходе последующих поставок через пересчет размера заказа таким образом, чтобы объем запаса на складе увеличился до максимально желательного количества (табл. 5.8).

Таблица 5.8

**Последовательность расчета параметров системы управления запасами с фиксированным интервалом поставок**

| № п/п | Параметр системы                                     | Единица измерения | Расчетная формула                                                                                                                                      |
|-------|------------------------------------------------------|-------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1     | Потребность в ресурсе (топливе) в течение периода Т. | тнт/период        | $V$                                                                                                                                                    |
| 2     | Интервал времени между заказами                      | сутки             | $t_{\text{инт}} = \frac{T}{\frac{V}{V_{\text{зак}}^{\text{opt}}}}$                                                                                     |
| 3     | Время поставки                                       | сутки             | $t_{\text{пост.}}$                                                                                                                                     |
| 4     | Возможная задержка поставки                          | сутки             | $t_{\text{зад}}$                                                                                                                                       |
| 5     | Ожидаемое среднее суточное потребление               | тнт/сутки         | $V_{\text{сут}}^{\text{ср.}} = \frac{V}{T}$                                                                                                            |
| 6     | Ожидаемое потребление за время поставки              | тнт               | $V_{\text{потр. за время пост.}} = V_{\text{сут.}}^{\text{ср.}} \cdot t_{\text{пост.}}$                                                                |
| 7     | Максимальное потребление за время поставки           | тнт               | $V_{\text{потр макс}} = (t_{\text{пост}} + t_{\text{задержки}}) V_{\text{сут.}}^{\text{ср.}}$                                                          |
| 8     | Гарантийный запас                                    | тнт               | $V_{\text{запас. гарант}} = V_{\text{потр. макс}} - V_{\text{за время пост.}}$                                                                         |
| 9     | Максимальный желательный запас                       | тнт               | $V_{\text{запас макс желат.}} = V_{\text{запас гарант.}} + V_{\text{сут.}}^{\text{ср.}} \cdot t_{\text{инт.}}$                                         |
| 10    | Размер заказа                                        | тнт               | $V_{\text{зак}} = V_{\text{зап макс желат.}} + V_{\text{потр за время пост.}} - V_{\text{фактический запас на складе к моменту возобновления заказа}}$ |

В данной системе размер заказа определяется как:

$$\text{Размер заказа} = \text{Максимальный желательный запас} - \text{Запас топлива на складе на момент возобновления заказа} + \text{Ожидаемое потребление за время поставки}$$

Сравнение систем управления запасами позволяет выявить их преимущества и недостатки (табл. 5.9).

Таблица 5.9

**Сравнение систем управления запасами**

|              | Система                                                                          |                                                                                       |
|--------------|----------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|
|              | С фиксированным размером запаса                                                  | С фиксированным интервалом между поставками                                           |
| Преимущества | 1. Меньший размер запаса.<br>2. Меньшие затраты на содержание запасов на складе. | 1. Отказ от постоянного контроля за уровнем запасов на складе.                        |
| Недостатки   | 1. Постоянный контроль за уровнем запасов на складе.                             | 1. Большой размер запаса<br>2. Более высокие затраты на содержание запасов на складе. |

Различное сочетание элементов двух основных систем позволяет формировать комбинированные системы управления запасами, отвечающие конкретным требованиям.

Так, в условиях значительных колебаний потребности в ресурсе, в целях предотвращения образования завышенных запасов и роста затрат на их хранение используется система управления с фиксированной периодичностью пополнения запаса до установленного уровня, в которой заказы производятся не только с определенной периодичностью, но и при достижении порогового уровня запаса. В случае когда затраты на хранение запасов и затраты на возобновление заказов велики и соизмеримы с ущербом компании от недостаточности запасов, используется система управления



запасами «Максимум-минимум», в которой заказы повторяются не через фиксированный интервал времени, а только в случае, если запасы оказались меньше минимальной величины, при этом размер заказа будет равен величине, пополняющей запас до максимума.

### 5.10. Контроль текущего запаса на складе

В целях повышения эффективности управления запасами и сокращения затрат на выполнение данной функции в составе совокупного запаса компании выделяются наиболее значимые по стоимости запасы. Для этого может использоваться метод ABC-контроля товарно-материальных запасов, позволяющий отсеять малозначимые для компании виды запасов, для которых не следует определять оптимальный размер заказа и запасов. Достаточно часто 20% номенклатурных позиций формируют 80% запасов, что позволяет выбрать наиболее затратные виды ресурсов и осуществлять по ним контроль.

Метод ABC-контроля товарно-материальных запасов (ABC method in inventory control) заключается в делении запасов сырья и материалов на три категории в зависимости от их удельной стоимости в общей стоимости запасов.

**Категория А** включает ограниченное число наиболее весомых по стоимости видов ресурсов, требующих постоянного учета и контроля. Для данной категории обязателен расчет оптимального размера заказа.

**Категория В** состоит из менее важных для компании видов материальных запасов, которые оцениваются и проверяются при ежемесячной инвентаризации. Для данной категории при определении оптимального размера заказа могут использоваться те же методы, что и для категории А.

**Категория С** — широкий ассортимент малоценных видов товарно-материальных запасов, закупаемых обычно в большом количестве.

Классификация запасов по данному методу позволяет сконцентрировать контроль на наиболее значимых видах запасов категории А и В и тем самым сэкономить время, ресурсы и повысить эффективность управления. При этом не следует ослаблять внимание к запасам категории С, так как только при условии наличия всех видов материалов возможно осуществить нормальный технологический процесс.

На предприятиях имеется доступная информация, которая может использоваться при контроле за товарно-материальными запасами. Так, при контроле за запасами топлива на ТЭС могут использоваться данные бухгалтерского и ежесуточного технического учета поступления и расхода топлива, тем более что технический учет базируется на стопроцентном взвешивании и/или показаниях счетчиков природного газа.

Алгоритм группировки запасов (табл. 5.10) по методу ABC таков:

- по смете затрат на производство продукции (услуг) определяются материальные затраты с расшифровкой по видам используемых ресурсов;
- затраты по видам материальных ресурсов ранжируются в порядке убывания их стоимости.

*В полученном перечне выделяют три группы ресурсов:*

- Категория А — три-пять видов ресурсов, стоимость которых составляет, например, 70%–80% от общей суммы материальных затрат. Как правило, для ТЭС это стоимость топлива всех видов и запасных частей, для ГЭС и сетевых предприятий — стоимость вспомогательных материалов;
- Категория В — виды материалов, стоимость которых составляет около 20%;
- Категория С — все остальные виды материалов, удельный вес которых в материальных затратах составляет порядка 10%.

Таблица 5.10

Классификация материальных затрат для ТЭС по методу ABC

| № п/п | Наименование вида материала | Стоимость материала, тыс. руб. | Удельный вес, % | Категория |
|-------|-----------------------------|--------------------------------|-----------------|-----------|
|       | Всего                       |                                |                 |           |
|       | В том числе                 |                                |                 |           |
| 1     | Топливо                     |                                |                 |           |
|       | 1.1. Каменный уголь         |                                |                 | А         |
|       | 1.2. Природный газ          |                                |                 | А         |
|       | 1.3. Мазут                  |                                |                 | А         |

| № п/п | Наименование вида материала | Стоимость материала, тыс. руб. | Удельный вес, % | Категория |
|-------|-----------------------------|--------------------------------|-----------------|-----------|
| 2     | Запасные части              |                                |                 | A         |
|       | 2.1                         |                                |                 |           |
|       | 2.2                         |                                |                 |           |
| 3     | Химические реагенты для ХВО |                                |                 | B         |
|       | 3.1                         |                                |                 |           |
|       | 3.2                         |                                |                 |           |
| 4     | Вспомогательные материалы   |                                |                 | B         |
|       | 4.1                         |                                |                 |           |
|       | 4.2                         |                                |                 |           |
| 5     | Прочие виды материалов      |                                |                 | C         |

Результаты группировки по методу ABC позволяют сосредоточить основное внимание на управлении ограниченным числом видов материальных запасов.

#### 5.11. Методы учета стоимости материальных запасов, списываемых на себестоимость продукции

Одним из элементов политики управления запасами, влияющим на затраты на производство энергии, является выбор метода учета списываемых на себестоимость продукции материальных запасов. В условиях рынка совершенно новым для электроэнергетики является порожденный инфляцией вопрос соответствия роста цен на топливо и динамики стоимости оборотного капитала. При государственном регулировании тарифов на электроэнергию и тепло иногда пересмотр тарифов отстает во времени от увеличения цен на топливо и материалы. В результате при неизменных тарифах и возросших ценах на ресурсы выручки от реализации становится недостаточно для восполнения возросшей потребности в оборотных средствах. Отставание роста оборотного капитала от роста цен на топливо и материалы делает невозможным привычную систему списания затрат на топливо по средней себестоимости заготовления. В условиях высокой инфляции при увеличении цен на ресурсы очень важно правильно выбрать метод списания топлива и материалов в производство. В последние годы расширены права компаний по выбору учетной политики, что позволяет им выбрать один из методов списания запасов в производство:

- по средней себестоимости заготовления;
- по методу ФИФО;
- по методу ЛИФО.

Метод оценки запасов по средней себестоимости заготовления заключается в том, что средняя себестоимость заготовления определяется, исходя из стоимости материальных ресурсов, находящихся на складе на начало отчетного периода и стоимости приобретенных материальных ресурсов в отчетном периоде. При этом рассчитанная средняя себестоимость заготовления распространяется как на списанные в производство материальные запасы, так и на оставшиеся на конец отчетного периода запасы на складе. В условиях инфляции стоимость заготовления запасов возрастает, поэтому, если запасы были созданы несколько месяцев назад и цена на товарные ценности была ниже цен текущего месяца, списание на себестоимость части запасов по средней себестоимости заготовления занижает себестоимость продукции. При определенной цене на продукцию компании это искусственно повышает прибыль (создает «инфляционную» прибыль) и увеличивает абсолютную величину налога на прибыль. С другой стороны, оценка материальных запасов по средней себестоимости заготовления занижает стоимость остатков товарно-материальных ценностей, а значит, среднегодовую стоимость оборотного капитала, завышая тем самым при снижении налога на имущество его оборачиваемость. Именно этот метод используется в настоящее время электроэнергетическими компаниями.

В последнее время предприятия получили возможность применять способы оценки материалов, широко известные в зарубежной практике как метод ФИФО (FIFO) и ЛИФО (LIFO).

**Метод ФИФО (first in, first out)** — метод учета товарно-материальных запасов, основывающийся на предположении, что запасы используются в порядке их поступления. Данный метод предполагает первоочередное списание материалов на себестоимость продукции по цене первых по времени закупок, что вызывает занижение себестоимости, так как первые закупки имели наиболее низкие в условиях инфляции цены. Результатом использования этого метода при неизменных тарифах на энергию является увеличение прибыли («инфляционная» прибыль) и максимальная (из всех трех методов списания) величина налога на прибыль.

Остатки товарно-материальных ценностей на складе при этом оцениваются по наиболее высокой в условиях инфляции цене (они приближены или равны ценам на рынке на отчетную дату). Вследствие завышения стоимости запасов товарно-материальных ценностей при использовании метода ФИФО занижается оборачиваемость оборотных средств.

**Метод ЛИФО (last in, first out)** — метод учета товарно-материальных запасов, основывающийся на предположении, что первыми используются (потребляются) партии запасов, поступившие последними.

По методу ЛИФО, в первую очередь, списанию в производство подлежат партии материалов, которые были приобретены последними в данном отчетном периоде. Списание в производство материалов по стоимости последних закупок, то есть по более высоким ценам, увеличивает себестоимость производимой продукции, устраняет инфляционное занижение себестоимости, уменьшая прибыль и соответственно — налог на прибыль. Одновременно этот метод приводит к занижению стоимости остатков материалов на складе, так как в запасах остаются ранее приобретенные партии материалов, закупленных по более низким ценам. Искажение величины оставшихся материальных запасов на отчетную дату в сторону уменьшения искусственно завышает оборачиваемость оборотных средств и занижает налог на имущество. Этот факт может положительно повлиять на репутацию компании на кредитном рынке, так как повышение оборачиваемости оборотных средств способствует привлечению инвесторов.

В условиях инфляции возрастает интерес к методу ЛИФО, так как он позволяет избавиться от так называемой инфляционной прибыли. В отличие от метода ФИФО, при котором стоимость топлива и материалов относится на себестоимость продукции спустя некоторый период после их приобретения, при использовании метода ЛИФО материалы и топливо включаются в себестоимость продукции по реальным ценам, поскольку последняя закупленная партия передается в производство первой. В результате метод ЛИФО осуществляет временную корректировку искажающего влияния изменяющихся темпов инфляции. Метод ЛИФО отдалает эффект инфляции, и пользуется популярностью в основном из-за отсрочки выплаты налога на инфляционную прибыль и налога на имущество, что является довольно ощутимой выгодой. Ввиду влияния метода оценки стоимости производственных запасов на финансовые результаты энергетической компании в условиях конкурентного рынка, следует перед началом нового финансового года выбрать метод, отвечающий основным целям компании, зафиксировав его в учетной политике на новый финансовый год.

## **5.12. Управление дебиторской задолженностью энергетической компании**

Энергетическая компания в лице сбытовых компаний или сбытовых подразделений АО-энергосбыт продавая потребителям электрическую и тепловую энергию, как правило, не ожидает ее немедленной оплаты, так как требуется определенное время на оформление платежных документов и проведение расчетов через банковскую систему. Задержка потребителями оплаты счетов за потребленную энергию формирует дебиторскую (абонентскую) задолженность.

Неплатежи за энергию, являясь, по сути, беспроцентным кредитом для потребителей, приводят к замедлению оборачиваемости оборотного капитала энергетических компаний и замораживанию его в форме просроченной задолженности. Неплатежи потребителей вызывают дефицит денежных средств для закупки топлива, оплаты услуг ремонтных компаний, выплаты заработной платы и заставляют прибегать к дополнительным кредитам и займам. В структуре оборотного капитала энергетических компаний дебиторская задолженность имеет большую долю, поэтому управление данным видом задолженности очень важно для обеспечения финансовой стабильности компании.

Важность управления дебиторской задолженностью обусловлена также тем, что:

- поступление средств от реализации продукции, в том числе и благодаря погашению дебиторской задолженности, является основным источником поступления денежных средств на счет энергетической компании;
- различное влияние инфляции на стоимость разных видов ресурсов требует координации политики закупки топлива и материалов и политики продаж электроэнергии и тепла, что усиливает значение процедуры инкассации;
- учет экономических последствий от принимаемых кредитных решений в отношении абонентов может рассматриваться как инструмент расширения продаж и ускорения оборачиваемости оборотных средств.

Основной целью управления дебиторской (абонентской) задолженностью является сокращение объема неплатежей за поставленную абонентам электрическую и тепловую энергию при минимальных затратах энергетической компании в достижении поставленной цели.

Управление дебиторской задолженностью предполагает решение следующих задач:

- определение политики предоставления кредита (в виде неоплаченной энергии) и инкассации для различных групп потребителей и видов энергии (электрической и тепловой);
- анализ и ранжирование потребителей в зависимости от объемов покупаемой энергии, а также изменения дебиторской задолженности в динамике;
- контроль и анализ расчетов с дебиторами по отсроченным или просроченным задолженностям;
- использование приемов ускорения востребования и погашения дебиторской задолженности;
- разработка условий продаж энергии, обеспечивающих ее гарантированную оплату потребителями;
- прогноз погашения дебиторской задолженности с учетом ее «старения» с использованием коэффициентов инкассации.

Управление абонентской задолженностью компании базируется на двух основных принципах:

1. Достижение полной стопроцентной оплаты денежными средствами текущего потребления энергии на потребительском рынке собственными потребителями компании.
2. Снижение просроченной дебиторской задолженности за потребленную энергию.

*Механизм обеспечения полной оплаты текущего потребления включает:*

- перезаклучение договоров энергоснабжения на следующих условиях:
  - увеличение количества расчетных периодов;
  - сокращение периода платежа по договору и доведение его до 3–5 дней у энергоемких потребителей и до 10–15 дней у остальных потребителей с присоединенной мощностью более 100 кВА;
  - заключение договоров с абонентами-перепродавцами (неплательщиками) на условиях, позволяющих снизить неплатежи;
  - заключение договоров с платежеспособными потребителями на условиях авансовых платежей.
- заключение договоров поручительства с третьими лицами на обеспечение текущих платежей в полном объеме;
- ведение ежесуточного мониторинга поступления текущих платежей в соответствии с договорами энергоснабжения;
- прекращение энергоснабжения при отсутствии текущих платежей в соответствии с законодательством Российской Федерации.

*Механизм управления снижением дебиторской задолженности включает:*

- снижение нормы текущей задолженности;
- сокращение просроченной дебиторской задолженности;
- перезаклучение договоров реструктуризации и погашения абонентской задолженности;
- мониторинг текущей оплаты и изменения абонентской задолженности;
- организацию персональной работы сбытовой компании с проблемными группами потребителей;
- реализацию мер по ограничению и отключению потребителей-неплательщиков.

### *Снижение нормы текущей задолженности.*

Под текущей понимается задолженность за энергию, не оплаченная по договору энергоснабжения за данный период платежа до окончания следующего за ним периода платежа. По истечении указанного срока текущая задолженность относится к просроченной задолженности.

Перезаключение договоров энергоснабжения, предусматривающих уменьшение длительности периода платежа и соответственно — увеличение расчетных периодов, позволяет уменьшить для соответствующих групп потребителей норму текущей задолженности.

### *Сокращение просроченной дебиторской задолженности.*

Под просроченной понимается задолженность, не оплаченная за период платежа в течение более одного полного следующего за ним периода платежа. Просроченная задолженность включает:

- «рабочую» дебиторскую задолженность;
- «мораторную» задолженность;
- «мертвую» задолженность.

«Рабочая» задолженность включает реструктурированную, определенную мировым соглашением, взыскиваемую по исполнительным листам, и нереструктурированную задолженность. Снижение реструктурированной задолженности должно осуществляться в соответствии с графиками реструктуризации задолженности, в которых зафиксированы согласованные между АО-энерго (или сбытовыми компаниями) и потребителями объемы и сроки реструктуризации задолженности. Сокращение определенной мировыми соглашениями абонентской задолженности должно происходить по решению суда в согласованных объемах и сроках. Задолженность, взыскиваемая по исполнительным листам или находящаяся в процессе судебного производства, погашается в соответствии с существующими законодательными нормами.

Нереструктурированная рабочая задолженность погашается ежемесячно, при этом темпы погашения задолженности АО-энерго (или сбытовая компания) определяет самостоятельно с учетом сезонных колебаний энергопотребления отдельных групп потребителей.

«Мораторная» задолженность — задолженность потребителей, при рассмотрении дел о банкротстве которых в качестве процедуры применяется внешнее управление. Данный вид задолженности снижается за счет ее перевода в «рабочую» или в «мертвую» после окончания процедуры внешнего управления. «Мораторная» задолженность может продаваться кредиторам, желающим ввести своего конкурсного управляющего.

«Мертвая» задолженность — это задолженность, документально подтвержденная как нереальная к взысканию. Сократить данный вид абонентской задолженности возможно путем ее продажи, списания или переуступки кредиторам по договорам цессии.

*Мониторинг текущей оплаты и изменения абонентской задолженности* предусматривает сортировку платежей, поступивших в счет текущей оплаты и в счет погашения ранее образовавшейся просроченной абонентской задолженности, а также анализ динамики изменения абонентской задолженности.

*Организация персональной работы сбытовой организации с потребителями* должна учитывать специфику предприятий — потребителей: промышленных, бюджетозависимых, оптовых потребителей-перепродавцов и т.д.

Работа сбытовых организаций с промышленными потребителями включает:

- взаимодействие с органами статистического наблюдения, налоговой инспекции, налоговой полиции, финансовыми управлениями администраций территорий для постоянного получения обновления информационной базы по потребителям и их финансовому состоянию на основе заключенных соглашений;
- подготовку соглашений с потребителями, предусматривающих условия реструктуризации, графики погашения задолженности и гарантии со стороны собственника активов, третьих лиц, кредиторов;
- проведение работы по взысканию задолженности, ведение претензионно-исковой работы, в том числе с использованием в отдельных случаях процедуры банкротства;
- подготовку внешних управляющих из числа работников энергетической компании, защищающих интересы компании при банкротстве предприятий, являющихся крупными дебиторами и имеющих особое значение для региона.

Для бюджетозависимых и подведомственных местным органам исполнительной власти потребителей целесообразно:

- проведение ревизии потребителей на предмет наличия бюджетного финансирования, а также подведомственности местным органам исполнительной власти и составление классификации потребителей по следующим категориям:
  - потребители, имеющие 100%-ное бюджетное финансирование деятельности;
  - потребители, финансируемые из средств бюджетов и имеющие в качестве источника доходов от коммерческой деятельности;
  - подведомственные местным администрациям потребители жилищно-коммунального хозяйства и оптовые потребители-перепродавцы (муниципальные унитарные предприятия), предприятия коммунального хозяйства, зависящие от субсидирования (дотирования) соответствующим бюджетом.
- участие региональных АО-энерго и сбытовых компаний в бюджетном процессе регионов в части формирования и корректировки расходных статей проектов бюджетов республик, краев, областей и городов на цели финансирования энергоснабжения потребителей-получателей бюджетных средств;
- разработка программы мероприятий с целью обеспечения соответствия отпуска электроэнергии и тепла уровню оплаты.

Работа сбытовых компаний с подведомственными местным организациям оптовыми потребителями-перепродавцами (ОПП) энергии в целях снижения абонентской задолженности данной группой потребителей предполагает:

- проведение совместно с Госэнергонадзором энергоаудита на предмет проверки соблюдения требований, указанных в лицензии, и возможных отзывов лицензий недобросовестных ОПП;
- проведение работы по выявлению структуры абонентов оптовых потребителей-перепродавцов энергии, в том числе на предмет зависимости этих абонентов от финансирования (дотирования, субсидирования) из местных бюджетов;
- получение гарантий администраций в части оплаты энергоресурсов, потребленных ОПП, и погашению задолженности перед энергетической компанией.

Снижению абонентской задолженности потребителями, финансируемыми, дотируемыми и субсидируемыми из средств местных бюджетов, должны способствовать:

- работа с администрациями территорий по утверждению лимитов энергопотребления для организаций, финансируемых из местных и региональных бюджетов, обеспечение контроля по гарантированной оплате этих лимитов;
- заключение соглашений с администрациями регионов и территорий по неначислению взаимных штрафов и пеней за просрочку платежей за энергию потребителями, финансируемыми из региональных бюджетов, и энергетических компаний по налоговым платежам;
- проведение ревизии дебиторской задолженности (по ликвидности, срокам, группам потребителей);
- получение гарантий администраций в части реализации бюджетных обязательств (в том числе по дотациям) оплаты энергоресурсов, потребленных предприятиями жилищно-коммунального хозяйства, и погашению задолженности перед АО-энерго и сбытовыми компаниями;
- подготовка соглашений с потребителями, предусматривающих условия реструктуризации, графики погашения задолженности и гарантии со стороны собственника, администраций регионов, третьих лиц, кредиторов энергетических компаний;
- проведение работы и осуществление мероприятий по взысканию задолженности. Ведение претензионно-исковой работы, в том числе с использованием в отдельных случаях процедуры банкротства;

Реализация мер по ограничению и отключению потребителей-неплательщиков должна осуществляться в соответствии с Гражданским кодексом РФ и постановлениями Правительства РФ, в которых определен порядок прекращения или ограничения подачи электрической и тепловой энергии потребителям при неоплате потребленной энергии. Так, при неоплате потребителями энергии за один период платежа, установленный договором, сбытовая организация не менее, чем за 10 дней предупреждает организацию-потребителя, что в случае неоплаты задолженности до истечения второго периода платежа подача энергии может быть ограничена. При задержке платежа сверх срока, установленного в предупреждении, энергоснабжающая организация вправе ограничить подачу энергии до уровня аварийной брони, о чем она уведомляет потребителя за сутки до введения огра-

ничения. Если по истечении пяти дней со дня введения ограничения потребитель не погашает задолженность, энергоснабжающая организация вправе полностью прекратить подачу энергии до полного погашения задолженности. Энергоснабжающая организация обязана не менее чем за сутки сообщить потребителю день и час прекращения подачи энергии и проинформировать об этом власти субъектов РФ и Министерство промышленности и энергетики РФ. Возобновление подачи энергии производится после оплаты задолженности или по соглашению сторон, при этом энергоснабжающая организация не обязана поставлять потребителю недоданное количество энергии.

*Контрольные вопросы к главе 5*

1. Укажите состав и особенности оборотного капитала энергетических компаний.
2. Охарактеризуйте особенности оборотного капитала АЭС.
3. В чем заключается основная цель нормирования оборотного капитала?
4. Дайте понятие нормы расхода, нормы запаса и норматива оборотных средств.
5. Охарактеризуйте основные методы нормирования оборотного капитала.
6. Укажите показатели, характеризующие эффективность использования оборотного капитала.
7. Опишите, как определяется оптимальный размер заказа и оптимальный запас ресурса.
8. Укажите принципиальные различия систем управления запасами: с фиксированной величиной заказа и с фиксированным интервалом поставки.
9. Укажите экономические последствия списания запасов топлива на себестоимость продукции по методам ФИФО и ЛИФО.
10. Охарактеризуйте основные принципы и механизм управления дебиторской задолженностью.

## ГЛАВА 6. Персонал энергетических компаний и формы оплаты труда

### 6.1. Классификация персонала

Эффективность функционирования и развития компании зависит от состава, квалификации и профессионализма персонала.

Персонал — это работники, выполняющие определенные производственные, непроизводственные и управленческие функции. В процессе учета и планирования персонал компании группируется (рис. 6.1) с использованием различных классификационных признаков:

- В зависимости от отношения к производственной деятельности:

- промышленно-производственный персонал (ППП) — то есть персонал прямо или косвенно занятый в производственном процессе;

- непромышленный персонал, не участвующий в производственной деятельности, но обслуживающий производственный персонал. К данной группе относятся работники, занятые в непроизводственной (непрофильной) сфере деятельности: в жилищно-коммунальном, подсобном хозяйстве, спортивных, образовательных учреждениях, находящихся на балансе энергетических компаний.

- В зависимости от сферы деятельности выделяется эксплуатационный и ремонтный персонал.

Эксплуатационный персонал осуществляет эксплуатационное обслуживание основного, вспомогательного оборудования, систем измерения и регулирования. В состав эксплуатационного персонала входят:

- оперативный (вахтенный) персонал, работающий в сменном режиме (машинисты котлов, турбин, энергоблоков, начальники смен, дежурные электромонтеры), в функции которого входит круглосуточный контроль за работой оборудования в соответствии с суточным графиком нагрузки, задаваемым диспетчером энергосистемы;

- эксплуатационный персонал, не входящий в состав оперативного, в том числе заместители начальников цехов по эксплуатации, мастера, инженеры.



Рис. 6.1. Классификация персонала энергетических компаний [35]



*Ремонтный персонал* выполняет функции технического обслуживания, в том числе ремонта оборудования, зданий и сооружений.

- В зависимости от характера выполняемых функций в составе производственного персонала выделяются:

- рабочие,
- руководители,
- специалисты,
- служащие (технические исполнители).

Рабочие — работники, непосредственно обслуживающие основное и вспомогательное оборудование (машинист турбины, электромонтер, слесарь и т.д.).

Рабочие подразделяются на группы:

- основные рабочие, занятые непосредственно производством продукции и обслуживающие основные средства, производящие продукцию (машинисты блоков, парогенераторов, турбин);

- вспомогательные рабочие, помогающие основным рабочим в выполнении их функций (обходчики багерных, сетевых насосов, электромонтеры).

Рабочие (основные и вспомогательные) различаются по профессиям, специальностям и квалификации.

*Профессия* — это род трудовой деятельности, требующий специальной подготовки для работы в данной области, например, слесарь.

Профессия включает ряд входящих в нее специальностей: слесарь-водопроводчик, электрослесарь, слесарь-инструментальщик. Внутри специальности рабочие делятся по уровню квалификации.

*Квалификация* — совокупность знаний, умений, навыков, необходимых человеку для выполнения работы определенной сложности и несения ответственности за использование материалов, сохранность оборудования, выполнение требований безопасности. Квалификация рабочего устанавливается на основании «Единого тарифно-квалификационного справочника работ и профессий рабочих» по результатам сдачи экзамена квалификационной комиссии и демонстрации практических навыков на рабочем месте. Мерой квалификации рабочего является присваиваемый ему разряд (например, «электромонтер шестого разряда», «слесарь пятого разряда»).

*Специалисты* — работники, осуществляющие техническое, производственное и экономическое руководство, имеющие высшее или среднее специальное образование (экономист, менеджер, инженер). Специалисты делятся по квалификационным категориям: специалисты первой, второй, третьей категории.

*Руководители* — работники, осуществляющие руководство компанией и ее подразделениями (начальник цеха, директор электростанции). Руководители подразделяются по структурам управления (линейные и функциональные руководители) и звеньям управления (высшего, среднего и низшего звена).

*Служащие* — это персонал, занимающийся техническим обслуживанием системы управления (работники отдела кадров, бухгалтерии и т. п.).

Ведение раздельного учета и планирования затрат по направлениям деятельности и видам продукции предусматривает классификацию персонала (рис. 6.2), в вертикально интегрированных компаниях по следующим признакам:

- характеру деятельности: основной персонал, занятый в сфере основной деятельности, сервисный, ремонтный, непроизводственный (непрофильный) персонал;
- по направлениям основной деятельности: генерация, транспорт (передача, распределение, трансформация) энергии, диспетчеризация, сбыт;
- видам производимой продукции: электроэнергия и тепло.

Данный вид классификации позволяет оценить численность персонала в вертикально интегрированных компаниях по направлениям деятельности и видам продукции и оценить потенциальную численность персонала, создаваемых в процессе реструктуризации, генерирующих, сетевых, ремонтных, сбытовых компаний и наметить направления сокращения численности.

Общая численность персонала составляет штат предприятия. Перечень должностей и рабочих мест с указанием по ним общего числа работающих соответствующей квалификации и месячной заработной платы или окладов называется штатным расписанием.

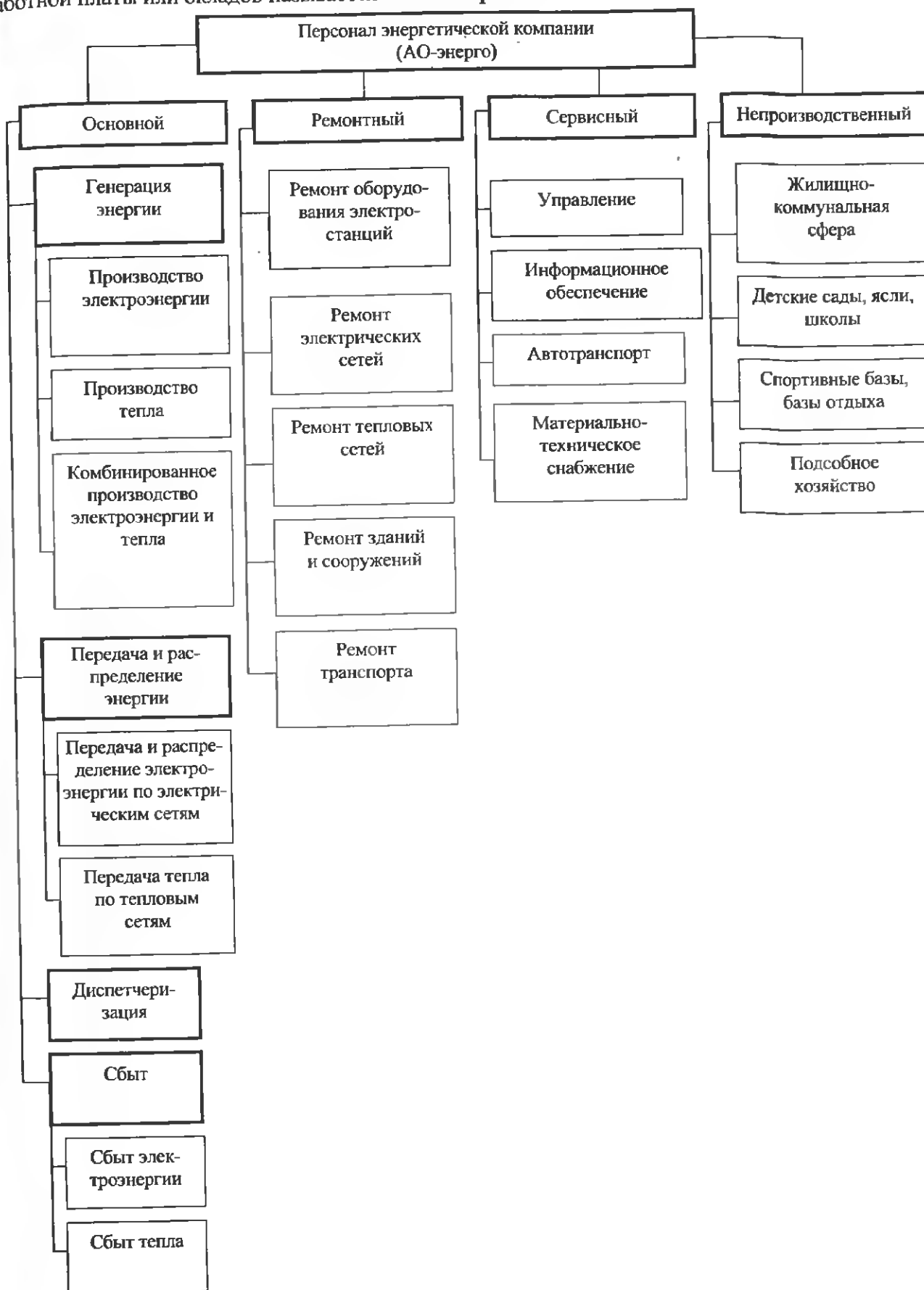


Рис. 6.2. Классификация персонала по видам деятельности

Численность промышленно-производственного персонала электростанции зависит от следующих факторов:

- общей мощности станции;
- количества единиц основного оборудования (число парогенераторов и турбоагрегатов);
- единичной мощности энергетических агрегатов;
- схемы технологических связей (блочная или с параллельными связями);
- вида сжигаемого топлива (твердое или газо-мазутное);
- степени автоматизации производственных процессов;
- уровня механизации трудоемких работ и т.д.

Численность промышленно-производственного персонала возрастает в результате увеличения мощности электростанции, особенно при установке большего числа единиц оборудования, использовании на электростанции твердого топлива и компоновке оборудования по схеме с параллельными связями. Увеличение единичной мощности энергетических агрегатов при их блочной компоновке, повышение степени механизации и автоматизации процессов сокращает численность.

Численность промышленно-производственного персонала сетевых компаний зависит от:

- вида электрических сетей (кабельные, воздушные), уровня напряжения (высоко- или низковольтные);
- протяженности линий электропередач и числа подстанций;
- пропускной способности ЛЭП и мощности трансформаторных подстанций;
- оснащенности подстанций автоматическими системами управления.

Численность персонала ремонтных компаний определяется:

- количеством единиц основного ремонтируемого оборудования;
- техническим состоянием оборудования и, в зависимости от степени его износа, периодичностью и объемом ремонтных работ;
- способом выполнения ремонтов (хозяйственным или подрядным);
- календарным графиком ремонтов (сезонное или равномерное в течение года проведение ремонтных работ).

Выработка электроэнергии и объем передачи энергии по сетям в течение суток, месяца, года изменяются в соответствии с изменением спроса на энергию. Однако, независимо от изменения спроса, производственные мощности должны быть в любой момент в состоянии готовности к принятию нагрузки, что требует их постоянного обслуживания. В результате, в отличие от других отраслей промышленности, в которых с уменьшением объема производства продукции численность персонала сокращается, в энергетике численность эксплуатационного персонала, независимо от загрузки действующего оборудования, остается постоянной и изменяется при вводе новых и демонтаже устаревших агрегатов.

## 6.2. Особенности структуры персонала энергетических компаний

Структура персонала характеризует процентное соотношение численности работников различных категорий, работающих на предприятии (основной, вспомогательный, эксплуатационный, ремонтный персонал) в общей численности персонала компании.

Анализ структуры персонала позволяет сделать выводы о влиянии той или иной категории персонала на производительность труда и результаты работы компании.

Основные особенности состава и структуры персонала энергетических компаний заключаются в следующем:

- ввиду высокого уровня механизации и автоматизации процессов производства и передачи энергии для энергетики характерна низкая трудоемкость. В отрасли работает менее 1% работников, занятых в промышленности;
- особенностью структуры ППП электроэнергетики является высокий удельный вес ремонтного персонала, обусловленный:

— изношенностью основных средств и, соответственно, большим объемом ремонтов энергетического оборудования;

— проведением ремонтной компании в весенне-летний период, для которого характерно существенное снижение электрических и тепловых нагрузок, что позволяет без ущерба для потребителей выводить оборудование электростанций, электрических и тепловых сетей в плановые ремонты. Выполнение ремонтных работ в весенне-летний период требует увеличения численности ремонтного персонала по сравнению с вариантом равномерного проведения этих работ в течение года;

— технической сложностью основного электроэнергетического оборудования, работающего под высоким давлением и температурой, наличием большого количества сложных автоматических систем и низкой ремонтпригодностью оборудования;

— низким уровнем механизации ремонтных работ, определяющим высокую долю ручного труда. Наиболее низкий уровень механизации ремонтных работ наблюдается при ремонте электрических и тепловых сетей, для которых полевой характер работ затрудняет использование специальных приспособлений и устройств.

• Для энергетики характерен более высокий по сравнению с другими отраслями удельный вес персонала с высшим и средним техническим образованием, достигающий в тепловой энергетике 20–25%, в атомной энергетике 30% от численности ППП, так как технически сложное оборудование электростанций, сетевых объектов и высокий уровень их автоматизации требуют обслуживающего персонала высокой квалификации.

• В структуре персонала АО-энерго рабочие в среднем составляют 60–65%, специалисты 20% и более, руководители 15%, служащие около одного процента.

Реформирование отрасли вызывает ряд изменений в структуре кадрового состава энергетических компаний, обусловленных следующими причинами:

• Переход к конкурентному рынку энергии и мощности возможен при достижении менеджментом компаний качественно нового уровня, обеспечивающего прибыльность компании, увеличение стоимости бизнеса, привлечение инвестиций, рост курсовой стоимости и доходности акций. Решение данных задач требует привлечения менеджеров и специалистов по маркетингу, сбыту, логистике, управлению инвестиционными проектами и инвестиционной деятельностью, финансистов. Это приведет к увеличению численности специалистов, росту требований к их квалификации и, как результат, росту затрат на оплату труда.

• Выделение ремонтной деятельности в самостоятельный бизнес и формирование ремонтных компаний, работающих на конкурентном рынке ремонтных услуг, приведет к сокращению численности ремонтного персонала.

• Отказ от традиционной системы проведения планово-предупредительных ремонтов, предусматривающей вывод энергетического оборудования в ремонты с определенной (нормативной) цикличностью, к системе проведения ремонтов в зависимости от технического состояния оборудования, определяемого по результатам технического аудита, снижает объем ремонтов и численность ремонтного персонала.

• Численность оперативного эксплуатационного персонала сохранится и в последующем будет формироваться под воздействием противоположно направленных факторов: по мере увеличения инвестиций в новые энергетические технологии, реализацию программ энергосбережения и управления спросом численность эксплуатационного персонала будет сокращаться. Вместе с тем отказ от строительства мощных электростанций и переход к электростанциям средней мощности (имеющим ряд преимуществ) будет сопровождаться некоторым увеличением эксплуатационного персонала.

• Формирование новых субъектов конкурентного рынка энергии и мощности в виде генерирующих, сетевых, ремонтных, сбытовых компаний увеличит численность руководителей, специалистов и технических исполнителей, обладающих углубленными знаниями в области экономики, финансов, менеджмента, юриспруденции при безусловном знании техники и технологии энергетического производства.

• Структура персонала компаний, создаваемых в процессе реструктуризации отрасли, будет определяться характером их бизнеса: в генерирующих и сетевых компаниях будет доминировать доля оперативного эксплуатационного персонала, в ремонтных компаниях — ремонтных рабочих, в сбытовых — специалистов и служащих.

### 6.3. Система тарифных соглашений в отрасли

Рынок труда предполагает определенные трудовые отношения в обществе, формирующиеся на основе законодательного и нормативного регулирования. Регулирование социально-трудовых отношений между работодателями и наемными работниками регламентируется Трудовым кодексом РФ и Законом РФ «О коллективных договорах и соглашениях» через систему социально-трудовых (тарифных) соглашений.

*Тарифное соглашение* — это правовой акт, устанавливающий общие принципы регулирования социально-трудовых отношений и связанных с ними экономических отношений между работниками и работодателями, а также определяющий права, обязанности и ответственность сторон социального партнерства.

Соглашения заключаются между работодателями и работниками в лице их полномочных представителей.

В зависимости от уровня регулирования социально-трудовых отношений заключаются:

- генеральное тарифное соглашение;
- отраслевое тарифное соглашение;
- коллективный договор;
- трудовой договор (контракт).

Соглашения устанавливают общие принципы регулирования социально-трудовых отношений на определенном уровне управления: генеральное соглашение на федеральном уровне, отраслевое на уровне отрасли, коллективный договор на уровне компании.

В соглашениях определяются взаимные обязательства сторон в следующих сферах:

- рабочее время и время отдыха;
- оплата труда;
- занятость персонала;
- охрана труда;
- льготы, гарантии, компенсации.

Соглашения как юридические документы составляются по определенной форме, предусматривающей в своем составе положения:

- об оплате труда, условиях и охране труда, режиме труда и отдыха;
- о механизме регулирования оплаты труда, исходя из роста цен, уровня инфляции;
- о доплатах компенсационного характера, минимальный размер которых предусмотрен законодательством;
- о содействии занятости, переобучении работников;
- об обеспечении экономической безопасности и охране здоровья работников на производстве;
- о специальных мероприятиях по социальной защите работников и членов их семей;
- о соблюдении интересов работников при приватизации государственных и муниципальных предприятий.

Трудовые соглашения заключаются на срок не более трех лет, если по истечении срока ни одна из сторон не пересматривает договор, он автоматически продлевается.

*Генеральное тарифное соглашение* заключается между Правительством РФ, Общероссийским объединением профсоюзов и Общероссийским объединением работодателей. В генеральном тарифном соглашении отражаются общие принципы социально-экономической политики государства, социальные гарантии, уровень инфляции, минимальный размер месячной оплаты труда и пр.

*Отраслевое тарифное соглашение* заключается между представителем работодателей — Общероссийским отраслевым объединением работодателей электроэнергетики и представителем работников — Общественным объединением «Всероссийский электропрофсоюз». Соглашение направлено на обеспечение защиты социально-экономических и трудовых прав и интересов работников электроэнергетической отрасли. Данное соглашение используется органами исполнительной власти РФ, субъектов РФ в области государственного регулирования тарифов на электроэнер-

гию, органами местного самоуправления при установлении тарифов на электрическую и тепловую энергию в соответствии с ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в РФ».

Основными целями заключения отраслевого тарифного соглашения являются:

- поддержание социальной стабильности в организациях отрасли;
- создание условий для дальнейшего развития социального партнерства;
- установление минимального уровня гарантий работникам отрасли;
- содействие повышению конкурентоспособности энергетических компаний;
- содействие обеспечению интересов сторон социального партнерства в отрасли при формировании тарифов на тепловую и электрическую энергию;
- создание условий и механизмов, способствующих реализации в организациях отрасли норм действующего законодательства, регулирующего трудовые отношения.

*Коллективный договор* — это правовой акт, регулирующий социально-трудовые отношения в компании (ОАО) и устанавливающий взаимные обязательства между работниками в лице городского или областного комитета «Электропрофсоюз» и работодателем в лице его представителя — генерального директора компании.

Правовой статус коллективный договор приобретает после подписания его сторонами и регистрации в соответствующих органах.

Предметом коллективного договора являются взаимные обязательства договаривающихся сторон по вопросам условий труда, в том числе режима работы и отдыха, оплаты труда, занятости и пр.

В коллективном договоре определяется порядок регулирования социально-трудовых отношений в следующих сферах:

- *рабочее время и время отдыха:*

- работодатель гарантирует соблюдение норм регулирования в данной сфере на основе действующего законодательства и отраслевого тарифного отношения;

- режим рабочего времени и времени отдыха устанавливается компанией самостоятельно;

- устанавливается продолжительность ежегодного основного оплачиваемого отпуска и продолжительность ежегодных дополнительных оплачиваемых отпусков за вредные и опасные условия труда, за многосменный режим работы;

- *оплата труда:*

- система оплаты и стимулирования труда устанавливается непосредственно компанией — работодателем;

- обеспечивается зависимость оплаты труда работников от результатов труда, для чего организуется работа по совершенствованию нормативной базы по труду и информированию работников о применяемых условиях оплаты труда;

- положения о премировании и выплате вознаграждения по итогам работы за месяц, квартал, год разрабатываются и утверждаются компанией самостоятельно по согласованию с комитетом профсоюза;

- на начало первого квартала календарного года устанавливается минимальная месячная тарифная ставка рабочих первого разряда, занятых на эксплуатации, ремонте и строительстве объектов электроэнергетики, отработавших полностью определенную на этот период норму рабочего времени и выполнивших свои трудовые обязанности (нормы труда);

- по окончании каждого квартала на основании данных Госкомстата РФ производится индексация минимальной месячной тарифной ставки, исходя из фактического роста потребительских цен по набору товаров и услуг без учета товаров необязательного пользования;

- тарификация работ и присвоение квалификации рабочим, специалистам и служащим производится по действующим справочникам: Единому тарифно-квалификационному справочнику для работ и профессий рабочих (ЕТКС) и Единому квалификационному справочнику для должностей руководителей, специалистов и служащих;

- устанавливается дополнительная оплата труда за сверхурочную работу, за работу в ночное время, выходные и нерабочие праздничные дни;

• *в сфере занятости работодатель обязуются:*

- проводить политику занятости на основе постоянного роста профессионально-квалификационного уровня каждого работника;
- сохранять кадровый потенциал компании;
- содействовать занятости высвобождаемых работников.

Работодатель обеспечивает:

- предоставление работы по специальности выпускникам образовательных учреждений, поступившим на работу в компанию по предварительным заявкам;
- реализацию принципа непрерывного повышения квалификации персонала, заключающегося в периодическом прохождении работником обучения с сохранением среднего месячного заработка при обучении с отрывом от производства;
- предоставление работникам, увольняемым из структурных подразделений компании в связи с сокращением штата информации о вакансиях в других подразделениях;
- соблюдение порядка оформления трудовых отношений с работниками при реформировании отрасли и реорганизации компании.

Работодатель обязуется своевременно извещать выборные органы профсоюзных организаций о предстоящей реорганизации и решениях, принимаемых собранием акционеров по вопросу реорганизации компаний. В свою очередь, городской и областной комитеты «Электропрофсоюз» обязуются содействовать принятию работниками решений о продолжении трудовых отношений и их адаптации к работе в реорганизованных акционерных обществах.

• *В сфере охраны труда работодатель обязуется обеспечить:*

- функционирование служб охраны труда;
- финансирование мероприятий по охране труда в соответствии с действующим законодательством и иными нормативно-правовыми актами;
- создание здоровых и безопасных условий труда;
- при заключении трудового договора ознакомление работников с характеристикой рабочего места по условиям труда и установленными компенсационными выплатами и льготами;
- периодическое проведение аттестации рабочих мест с замерами параметров вредных и опасных факторов, в случае превышения нормативных величин — разработку и внедрение профилактических мер;
- анализ обстоятельств и причин несчастных случаев и профессиональных заболеваний, разработку и внедрение мер по их предупреждению;
- обязательное страхование работников от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;

• *льготы, гарантии, компенсации.*

Компании, исходя из своих финансовых возможностей, предусматривают предоставление работникам следующих льгот, гарантий и компенсаций в порядке и на условиях, установленных непосредственно компанией:

- частичную или полную компенсацию на содержание детей в детских дошкольных учреждениях и приобретение путевок в оздоровительные детские лагеря многодетным семьям;
- ежемесячные компенсационные выплаты работникам, находящимся в оплачиваемом отпуске по уходу за ребенком;
- компенсацию расходов на лечение работников, частичную компенсацию стоимости путевок на лечение и отдых;
- выплату единовременного вознаграждения при увольнении работника в связи с уходом на пенсию, призывом на военную службу, при рождении ребенка и прочее.

Работодатели и профсоюзные организации осуществляют совместный контроль за исполнением коллективного договора, строго соблюдают установленный порядок разрешения коллективных споров, принимают меры по их урегулированию.

В случае одностороннего нарушения коллективного договора или возникновения трудового конфликта, причинами которого могут быть: несвоевременная выплата заработной платы, угроза закрытия (банкротства) предприятия, высвобождение (сокращение) персонала, неритмичная рабо-

та предприятия, вынужденные отпуска, перевод работников на неполный рабочий день или неделю — трудовой коллектив защищен федеральным законом «О порядке разрешения коллективных трудовых споров».

Работодатели обязуются соблюдать права профсоюзов, не вмешиваться в деятельность первичных профсоюзных организаций, если она не противоречит действующему законодательству. В свою очередь первичные профсоюзные организации обязуются не вмешиваться в оперативно-хозяйственную деятельность работодателей, если эта деятельность не создает опасности для жизни и здоровья работников.

*Трудовой договор.* Работодатель с каждым работником заключает на определенный период трудовой договор, являющийся правовым актом, в соответствии с которым работник обязуется выполнять работу по определенной специальности, квалификации или должности с подчинением внутреннему трудовому распорядку, а работодатель, в свою очередь, обязуется выплачивать работнику зарплату и обеспечивать условия труда, предусмотренные законодательством о труде.

В трудовом договоре отражаются: срок его действия, права и обязанности сторон, условия оплаты труда и выплаты вознаграждений, основания для расторжения договора, вопросы, касающиеся социально-бытовых условий, обязательства, принимаемые договаривающимися сторонами.

Изменение условий договора влечет изменение прав и обязанностей его участников, а расторжение означает прекращение трудовых правоотношений между работодателем и работником.

С экономической точки зрения трудовой договор — это договор о купле-продаже рабочей силы, а по юридической природе — это договор о найме труда. Договор служит правовой формой организации труда на предприятиях, поскольку через трудовой договор определяется расстановка работников на производстве, распределяются трудовые обязанности персонала.

В случае невозможности определения срока действия трудовых отношений между работником и работодателем заключается контракт. Он заключается в письменной форме в двух экземплярах, имеющих одинаковую юридическую силу, что повышает гарантии сторон в соблюдении договоренности. Один экземпляр остается у работника, второй — у работодателя. Условия договора (контракта) не могут быть изменены в одностороннем порядке.

В трудовом договоре (контракте) указываются:

- место работы (подразделение, где будет трудиться работник);
- должность, на которую принимается работник;
- срок начала и окончания работы при заключении договора и срок начала работы при заключении контракта;
- обязанности работника, основные характеристики выполняемой работы, касающиеся как ее качества, так и количества, требования выполнения норм расходов, правил техники безопасности, совмещения работ;
- обязательства работодателя в части создания условий для безопасного и эффективного труда, в том числе:
  - конкретные меры по организации рабочего процесса, по оборудованию рабочего места;
  - меры по повышению квалификации работника;
  - меры, принимаемые работодателем, по обеспечению условий труда на рабочем месте с указанием компенсационных выплат и льгот за тяжелую и сложную работу;
  - особенности режима работы;
  - величина оклада, надбавок и доплат;
  - продолжительность отпуска;
  - прочие условия (предоставление детского сада для детей, жилья и проч.).

#### 6.4. Формы и системы оплаты труда

Оплата труда выполняет воспроизводственную и мотивационную функции, являясь формой платы за труд и стимулом для работников компании.



К основным формам оплаты труда относятся: сдельная, повременная и смешанная. Каждая форма включает несколько систем оплаты труда, выбор которых определяется конкретными условиями производства (рис. 6.3).

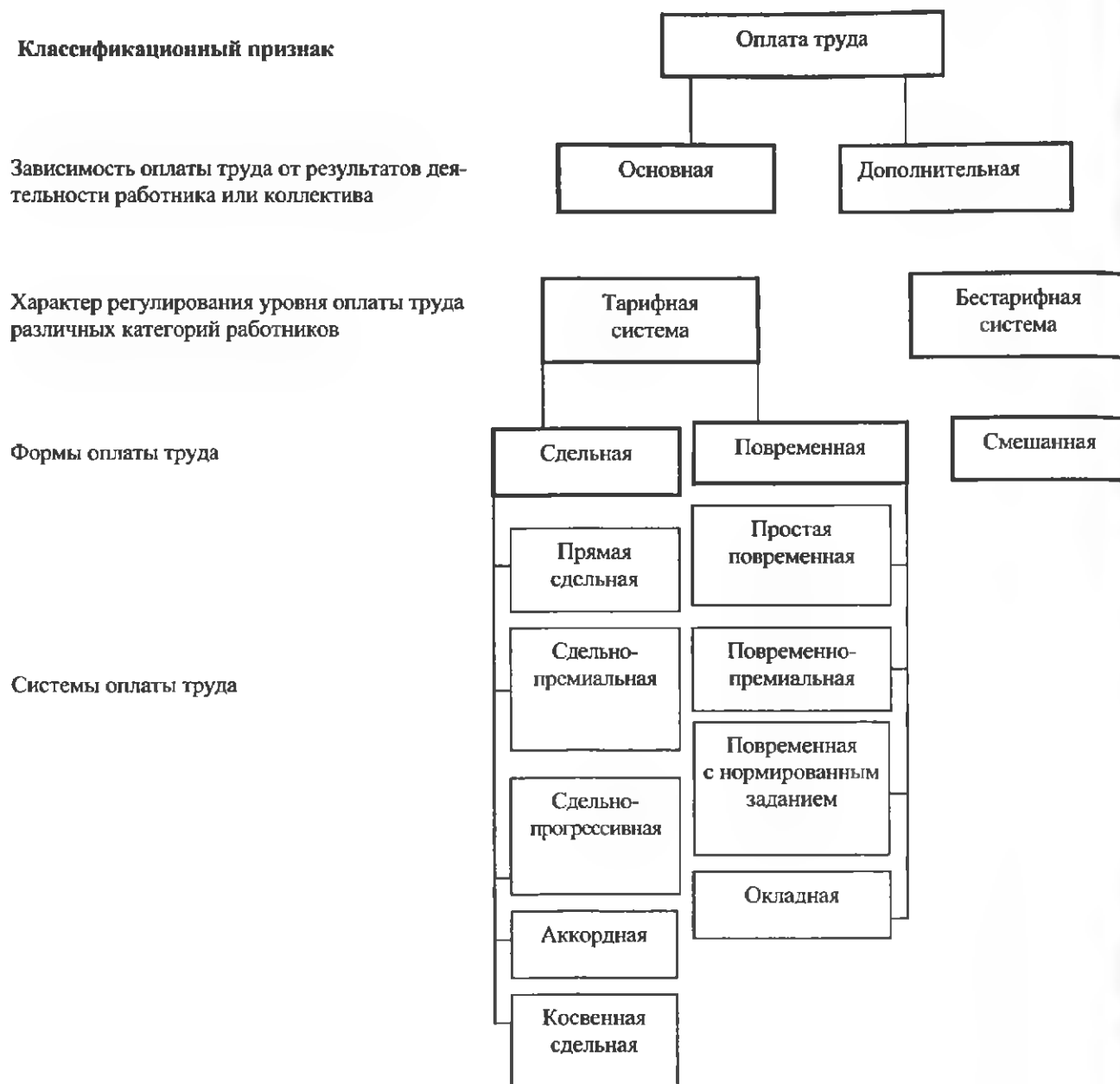


Рис. 6.3. Классификация форм и систем оплаты труда

- Оплата труда в зависимости от результатов труда субъекта производственной деятельности подразделяется на основную и дополнительную оплату труда.

Основная заработная плата зависит от результатов труда отдельного работника и определяется по тарифным ставкам, сдельным расценкам, должностным окладам.

Дополнительная заработная плата зависит от результатов хозяйственной деятельности подразделения или компании в целом и устанавливается в виде премий, поощрений, надбавок и доплат.

- В зависимости от характера регулирования уровня оплаты труда различных категорий работников выделяются тарифная и бестарифная системы оплаты труда.

Тарифная система оплаты труда представляет собой совокупность нормативов, позволяющих дифференцировать и регулировать заработную плату различных групп и категорий работников в зависимости от качественных характеристик их труда. Тарифная система действует в виде двух форм оплаты: сдельной и повременной.

Повременная оплата труда рассчитывается по часовым (дневным) тарифным ставкам или по месячным окладам.

Сдельная оплата труда определяется по количеству выработанной продукции и установленным сдельным расценкам.

Сдельная расценка — это оплата труда за выполнение операции или за выработку единицы продукции, определяемая произведением часовой ставки (руб./час) на норму времени, необходимую на выполнение операции или производства единицы продукции. Сдельная система оплаты труда используется в целях стимулирования увеличения количества производимой продукции. В составе сдельной формы оплаты труда выделяются следующие системы оплаты труда: прямая сдельная, сдельно-премиальная, сдельно-прогрессивная, косвенная сдельная и аккордная (рис. 6.3).

*Прямая сдельная система* предполагает оплату по расценкам за единицу продукции. Общий размер оплаты труда определяется произведением сдельной расценки на количество произведенной продукции.

*При сдельно-премиальной системе* рабочему сверх оплаты по прямой сдельной системе выплачивается премия за выполнение или перевыполнение определенных качественных (например, за экономию топлива) или количественных показателей.

*Сдельно-прогрессивная система* оплаты труда предполагает оплату выработки продукции в пределах нормы по обычным сдельным расценкам, а сверхнормативный объем выработки оплачивается по повышенным сдельным расценкам. Степень увеличения сдельных расценок определяется специальной прогрессивной шкалой. Данная система оплаты труда используется чаще всего, как временная мера.

*Аккордно-сдельная система* оплаты труда предусматривает оплату всего объема работ, стоимость которого определяется на основе действующих расценок и норм на отдельные виды работ с последующим суммированием. Аккордная система предполагает знание суммы заработка до начала работы и стимулирует персонал к выполнению всего объема работ с меньшей численностью и в более короткие сроки. Применяется, как правило, для выполнения разовых работ.

*Косвенная сдельная система* применяется для работников, занятых на обслуживающих и вспомогательных работах. Оплата труда данных рабочих ставится в прямую зависимость от результатов работы основных рабочих-сдельщиков.

В электроэнергетике сдельная форма оплаты труда используется в сфере ремонтной деятельности, в энергетическом строительстве и вспомогательных подразделениях, где возможно нормирование затрат времени на единицу работы (продукции) и персонал в зависимости от прилагаемых усилий может увеличить (или уменьшить) объем производимой продукции. В сфере основной деятельности при высокой скорости протекания процессов производства и передачи энергии и невозможности их разделения нормирование затрат времени на производство или передачу одного киловатт-часа электроэнергии или одной гигакалории тепла невозможно, к тому же объем производства энергии определяется спросом потребителей и не зависит от усилий персонала энергетических компаний, поэтому в сфере основной деятельности сдельная оплата труда в энергетике не применяется. Основной формой оплаты труда работников занятых производством, передачей и сбытом электрической и тепловой энергии является повременная форма оплаты труда.

*Повременная форма* оплаты труда предусматривает выплату заработной платы за фактически проработанное время по тарифной ставке присвоенного рабочему разряда. Данная система на первый взгляд не стимулирует персонал к росту производительности труда, так как время, проведенное на рабочем месте, не позволяет оценить результаты труда. Вместе с тем в основе данной формы оплаты труда лежат формально определенные или фактически ожидаемые результаты работы за единицу времени. В случае, когда данные результаты не достигаются по вине работника, он теряет место работы и заработную плату.

Для повременной формы оплаты труда характерны следующие системы (рис. 6.3):

- простая повременная;
- повременно-премиальная;
- повременная с нормированным заданием;
- окладная.

При простой повременной системе оплата рабочего определяется как произведение часовой (дневной) тарифной ставки рабочего соответствующего разряда на количество отработанного времени в часах (днях).

Повременно-премиальная система устанавливает размер премии в процентах к тарифной ставке за перевыполнение определенных показателей (за экономию топлива, безаварийную работу и проч.)

Повременная система оплаты труда с нормированным заданием (сдельно-повременная система) — устанавливает состав и объем работ (в расчете на смену или месяц), которые должны быть выполнены за определенный период времени при повременно оплачиваемой работе с безусловным соблюдением требований качества выполненной работы. Например, если бригада за 5 часов выполнила объем работ, соответствующий 7 часам нормированного задания, оплата будет производиться как за 7 часов.

Окладная система оплаты труда, как правило, используется для руководителей, специалистов и служащих. Должностной оклад устанавливается в соответствии с занимаемой должностью и характеризует размер заработной платы за период времени (месяц).

Повременной системой оплаты труда наряду с основной платой по тарифу предусмотрен целый ряд компенсационных доплат (надбавок). Размеры доплат и условия их выплаты устанавливаются компанией в коллективных договорах и не могут быть ниже установленных законодательством и отраслевым тарифным соглашением.

В частности, работникам энергетических компаний могут устанавливаться надбавки двух видов:

1. Надбавки, которые устанавливаются в соответствии с законодательством РФ:

- за совмещение профессий;
- за расширение зоны обслуживания;
- за работу в тяжелых, вредных и особо вредных условиях труда;
- за работу со сведениями, составляющими государственную тайну, в зависимости от степени секретности сведений;
- за руководство бригадой;
- за работу в ночные часы, праздничные и выходные дни;
- за разъездной характер работы;
- за ученую степень.

2. Надбавки, которые устанавливаются в соответствии с локальными положениями по оплате труда, действующими в компаниях:

- за профессиональное мастерство;
- за высокие достижения в труде;
- за достижения по показателям, устанавливаемым на время проведения работ, при выполнении особо важных производственных заданий.

Суммарный размер всех надбавок, устанавливается в процентах от оклада и не должен превышать определенной величины.

Смешанная форма оплаты труда основана на использовании преимуществ повременной и сдельной оплаты труда в стремлении увязать размер заработной платы с результатами деятельности подразделения и компании.

К смешанной форме оплаты труда относится бестарифная система оплаты труда, при которой заработок работника напрямую зависит от результатов деятельности структурного подразделения и компании в целом. При этом каждому структурному подразделению определяется фонд оплаты труда, каждому работнику присваивается квалификационный уровень в зависимости от образования, профессиональной квалификации, стажа работы. Оплата труда по бестарифной системе определяется по следующей схеме:

1. Определяется количество баллов, заработанное каждым работником подразделения:

$$k_n = k_y \cdot t \cdot КТУ,$$

где  $k_y$  — квалификационный уровень работника;  $t$  — количество отработанных человеко-часов; КТУ — коэффициент трудового участия работника в достижении результатов деятельности подразделения.

2. Определяется общая сумма баллов, заработанная всеми работниками подразделения:

$$K = \sum_{n=1}^{n=m} K_n$$

3. Рассчитывается размер фонда оплаты труда, приходящийся на оплату одного балла:

$$\beta = \frac{I_{от}}{K} \text{ (руб./балл),}$$

где  $I_{от}$  — фонд оплаты труда.

4. Определяется заработная плата каждого работника подразделения:

$$ЗП_n = \beta \cdot k_n$$

К бестарифной системе оплаты труда относится также рейтинговая система оплаты труда, учитывающая вклад каждого работника в результаты деятельности компании и основанная на доле в распределении фонда оплаты труда. Трудовой рейтинг работника определяется произведением трех коэффициентов:

$$p = k_{обр} \cdot k_{опыт} \cdot k_m$$

где  $k_{обр}$  — коэффициент образовательного уровня, возрастающий с ростом знаний работника;  $k_{опыт}$  — коэффициент, характеризующий опыт работы, величина которого подбирается так, чтобы снизить текучесть кадров и обеспечить ежегодный рост заработной платы на определенный процент;  $k_m$  — коэффициент, характеризующий место работника в структуре компании.

Для определения заработной платы отдельного работника определяется сумма рейтингов, далее путем деления фонда оплаты труда на сумму рейтингов определяется цена рейтинга и, в зависимости от уровня рейтинга работника, рассчитывается его заработная плата.

### 6.5. Тарифная система оплаты труда в энергетике

Система оплаты труда в условиях рыночных отношений строится с учетом зависимости оплаты труда от трудового вклада и результатов работы работника, его опыта и квалификации, а также от конечных результатов работы всего трудового коллектива. Вместе с тем система оплаты труда должна обеспечивать воспроизводство рабочей силы и социальную защищенность работников.

Трудовые коллективы энергетических компаний имеют право самостоятельно устанавливать размеры средств, предназначенных для оплаты труда, самостоятельно выбирать формы и системы оплаты труда.

В силу производственной специфики энергетических процессов в отрасли преимущественной системой оплаты труда в сфере основной деятельности является повременно-премиальная система.

В основу отраслевой системы оплаты труда положены разработанные РАО «ЕЭС России» «Рекомендации о едином порядке организации оплаты труда по тарифным ставкам» (должностным окладам) работников акционерных обществ (филиалов) РАО «ЕЭС России».

Разработка «Рекомендаций» преследовала цель обеспечить справедливые подходы к оплате труда, то есть обеспечить равную плату за равный по сложности труд и соответствие уровня оплаты труда уровню квалификации работника.

Использование «Рекомендаций» обеспечивает:

- проведение скоординированной единой политики энергетических компаний в вопросах оплаты труда работников;
- реализацию принципа равной тарифной оплаты за равный труд при обслуживании оборудования одинаковой мощности, выполнении работ равной сложности;
- дифференциацию тарифной части заработной платы различных категорий работников на единой методологической основе.

Использованию единой системы оплаты труда на основе тарифных ставок должно предшествовать:

- установление обоснованных норм труда в том числе — норм обслуживания, норм численности персонала, норм времени, норм выработки, норм управляемости. Нормы труда являются осно-

вой при установлении соотношения между отдельными видами труда и объективной количественной оценкой затрат труда на выполнение конкретных работ;

- проведение тарификации работ и работников в зависимости от сложности выполняемых работ;
- присваивание квалификационных разрядов рабочим в соответствии с ЕТКС;
- разработка должностных инструкций для специалистов и служащих с учетом требований квалификационного справочника.

Основными элементами тарифных систем оплаты труда являются: тарифная сетка, тарифная ставка, тарифно-квалификационные справочники.

*Тарифная сетка* — шкала разрядов, каждому из которых присвоен свой коэффициент по оплате труда, показывающий, во сколько раз оплата труда рабочего определенного разряда выше оплаты труда рабочего первого разряда.

Компания может самостоятельно определять порядок возрастания коэффициентов от разряда к разряду, используя различные варианты формирования межразрядных тарифных коэффициентов:

- с равномерным или неравномерным относительным возрастанием тарифных коэффициентов;
- с относительным уменьшением или ускорением темпов роста тарифных коэффициентов;
- для определенной части ступеней оплаты с увеличением темпов роста тарифных коэффициентов; для других ступеней оплаты темпы роста могут снижаться или оставаться неизменными;
- нарастание тарифных коэффициентов между ступенями может идти одинаковыми или разными темпами для разных категорий работников (рабочих, служащих, специалистов, руководителей).

В «Рекомендациях» нарастание тарифных ставок от ступени к ступени установлено в размере 12%.

*Тарифная ставка* — размер оплаты труда различных групп рабочих в единицу времени (в день, час, месяц). Исходной является тарифная ставка рабочего первого разряда, определяющая уровень оплаты наиболее простого труда.

*Тарифно-квалификационный справочник* — сборник нормативных документов, содержащий квалификационные характеристики работников. Данный справочник служит для определения разряда работ по профессиям в зависимости от сложности выполняемой работы, уровня профессиональных знаний и практических навыков, необходимых для ее выполнения.

В основу построения отраслевой тарифной системы оплаты труда положены три принципа:

- Единая тарифная шкала охватывает всех работников электроэнергетических предприятий. Условия оплаты труда становятся едиными для всех компаний. При этом сохраняет свою роль Единый тарифно-квалификационный справочник работ и профессий рабочих, с помощью которого устанавливаются месячные оклады.
- Профессии и должности сгруппированы по признаку общности выполняемых работ (функций). В одну группу объединены рабочие профессии, кроме того, выделены группы с разным характером труда, в частности: служащие, специалисты и руководители всех рангов.
- Все работы различаются по степени сложности. Этому соответствует разделение профессий и должностей по ступеням оплаты труда. При этом реализуется принцип: чем сложнее работа, тем выше ступень.

Основным элементом единой системы оплаты труда является единая тарифная сетка (ЕТС), представляющая собой совокупность ступеней оплаты и соответствующих им тарифных коэффициентов.

Отнесение работников к ступени оплаты труда производится в соответствии с классификаторами:

- для рабочих — это «Единый квалификационный справочник работ и профессий рабочих»;
- для руководителей, специалистов и служащих — «Квалификационный справочник должностей руководителей, специалистов и служащих».

Тарифная система, предложенная в «Рекомендациях» РАО «ЕЭС России» (табл. 6.1), содержит 22 ступени оплаты труда, из которых десять ступеней с первой по десятую отведено рабочим профессиям, для служащих предусмотрены ступени со второй по четвертую, для специалистов — девять ступеней с четвертой по двенадцатую и для руководителей всех рангов шестнадцать ступеней с седьмой по двадцать вторую, в том числе десять ступеней с седьмой по шестнадцатую для руководителей подразделений. Рекомендательный характер разработанного документа позволяет совершенствовать компаниям тарифную сетку в части увеличения ступеней оплаты, распределения их между категориями работников. В частности, тарифная сетка, используемая в ОАО «Мосэнерго» с 2003 года, включает 24 ступени оплаты труда. Для рабочих, занятых на эксплуатации и ре-

монте энергетического оборудования, в ЕТС предусмотрено одиннадцать ступеней оплаты (с первой по одиннадцатую), для служащих пять ступеней (с третьей по восьмую), для специалистов семь ступеней (с четвертой по десятую), в том числе инженерам, не имеющим категории, присваивалась седьмая ступень. Специалистам второй категории — восьмая, специалистам первой категории — девятая и ведущим специалистам — десятая ступень оплаты.

Таблица 6.1

Рекомендуемая схема оплаты труда работников АО (филиалов) РАО «ЕЭС России»

| Наименование категорий работников | Тарифный коэффициент | 0,89 | 1 | 1,12 | 1,25 | 1,4 | 1,57 | 1,76 | 1,97 | 2,21 | 2,48 | 2,78 | 3,11 | 3,49 | 3,9 | 4,37 | 4,89 | 5,5 | 6,1 | 6,9 | 7,69 | 8,61 | 9,6 | 11 |
|-----------------------------------|----------------------|------|---|------|------|-----|------|------|------|------|------|------|------|------|-----|------|------|-----|-----|-----|------|------|-----|----|
|                                   |                      | 0    | 1 | 2    | 3    | 4   | 5    | 6    | 7    | 8    | 9    | 10   | 11   | 12   | 13  | 14   | 15   | 16  | 17  | 18  | 19   | 20   | 21  | 22 |
| Рабочие                           |                      | x    | x | x    | x    | x   | x    | x    | x    | x    | x    | x    |      |      |     |      |      |     |     |     |      |      |     |    |
| Служащие                          |                      |      |   | x    | x    | x   |      |      |      |      |      |      |      |      |     |      |      |     |     |     |      |      |     |    |
| Специалисты                       |                      |      |   |      |      | x   | x    | x    | x    | x    | x    | x    | x    | x    |     |      |      |     |     |     |      |      |     |    |
| Руководители                      |                      |      |   |      |      |     |      |      | x    | x    | x    | x    | x    | x    | x   | x    | x    | x   | x   | x   | x    | x    | x   | x  |
| 0                                 |                      | x    |   |      |      |     |      |      |      |      |      |      |      |      |     |      |      |     |     |     |      |      |     |    |
| 1                                 |                      | x    | x |      |      |     |      |      |      |      |      |      |      |      |     |      |      |     |     |     |      |      |     |    |
| 2                                 |                      | x    | x | x    |      |     |      |      |      |      |      |      |      |      |     |      |      |     |     |     |      |      |     |    |
| 3                                 |                      |      | x | x    | x    |     |      |      |      |      |      |      |      |      |     |      |      |     |     |     |      |      |     |    |
| 4                                 |                      |      |   | x    | x    | x   |      |      |      |      |      |      |      |      |     |      |      |     |     |     |      |      |     |    |
| 5                                 |                      |      |   |      | x    | x   | x    |      |      |      |      |      |      |      |     |      |      |     |     |     |      |      |     |    |
| 6                                 |                      |      |   |      |      | x   | x    | x    |      |      |      |      |      |      |     |      |      |     |     |     |      |      |     |    |
| 7                                 |                      |      |   |      |      |     | x    | x    | x    |      |      |      |      |      |     |      |      |     |     |     |      |      |     |    |
| 8                                 |                      |      |   |      |      |     |      | x    | x    | x    |      |      |      |      |     |      |      |     |     |     |      |      |     |    |
| 9                                 |                      |      |   |      |      |     |      |      | x    | x    | x    |      |      |      |     |      |      |     |     |     |      |      |     |    |
| 10                                |                      |      |   |      |      |     |      |      |      | x    | x    | x    |      |      |     |      |      |     |     |     |      |      |     |    |
| 11                                |                      |      |   |      |      |     |      |      |      |      | x    | x    | x    |      |     |      |      |     |     |     |      |      |     |    |
| 12                                |                      |      |   |      |      |     |      |      |      |      |      | x    | x    | x    |     |      |      |     |     |     |      |      |     |    |
| 13                                |                      |      |   |      |      |     |      |      |      |      |      |      | x    | x    | x   |      |      |     |     |     |      |      |     |    |
| 14                                |                      |      |   |      |      |     |      |      |      |      |      |      |      | x    | x   | x    |      |     |     |     |      |      |     |    |
| 15                                |                      |      |   |      |      |     |      |      |      |      |      |      |      |      | x   | x    | x    |     |     |     |      |      |     |    |
| 16                                |                      |      |   |      |      |     |      |      |      |      |      |      |      |      |     | x    | x    | x   |     |     |      |      |     |    |
| 17                                |                      |      |   |      |      |     |      |      |      |      |      |      |      |      |     |      | x    | x   | x   |     |      |      |     |    |
| 18                                |                      |      |   |      |      |     |      |      |      |      |      |      |      |      |     |      |      | x   | x   | x   |      |      |     |    |
| 19                                |                      |      |   |      |      |     |      |      |      |      |      |      |      |      |     |      |      |     | x   | x   | x    |      |     |    |
| 20                                |                      |      |   |      |      |     |      |      |      |      |      |      |      |      |     |      |      |     |     | x   | x    | x    |     |    |
| 21                                |                      |      |   |      |      |     |      |      |      |      |      |      |      |      |     |      |      |     |     |     | x    | x    | x   |    |
| 22                                |                      |      |   |      |      |     |      |      |      |      |      |      |      |      |     |      |      |     |     |     |      | x    | x   | x  |

Для руководителей подразделений (электростанций, сетевых предприятий) в ЕТС предусмотрено 12 ступеней с восьмой по девятнадцатую, для руководителей компаний четыре — с двадцатой по двадцать четвертую ступень.

Оплата труда первых руководителей устанавливается в контрактах и, в связи с их особым статусом, порядок формирования доходов первых лиц, а также размеры оплаты их труда могут отличаться от системы, применяемой на предприятии. Но при этом совокупный размер доходов первых руководителей не должен быть меньше, чем у работников нижестоящих по рангу.

Единая тарифная система оплаты труда предусматривает возможность дифференциации оплаты труда внутри одной ступени по нескольким уровням оплаты труда (три уровня оплаты в «Рекомендациях» РАО, четыре уровня в ЕТС ОАО «Мосэнергo»), что приводит к большей заинтересованности персонала в результатах своего труда.

При установлении уровня оплаты учитываются:

- стаж работы;
- образование (квалификация);
- степень сложности и ответственности работы;
- индивидуальные качества работника (инициативность, мастерство, освоение смежных профессий, ответственность при выполнении заданий).

Размер месячных тарифных ставок рабочих и должностных окладов руководителей, специалистов, служащих определяется на основе единой тарифной сетки, исходя из тарифной ставки рабочего первого квалификационного разряда, то есть первой ступени и первого уровня оплаты труда (тарифный коэффициент 1).

Минимальная тарифная ставка рабочего первого квалификационного разряда определяется как:

$$\tau_1^n = \tau_1^{n-1} \cdot i,$$

где  $\tau_1^{n-1}$  — минимальная месячная тарифная ставка рабочего первого разряда в предыдущем  $(n - 1)$  квартале;  $i$  — индекс роста потребительских цен по РФ в  $n$ -м — квартале данного года.

По окончании каждого квартала происходит индексация минимальной месячной тарифной ставки.

Право на получение месячной оплаты труда не ниже минимального размера, установленного законом, имеют работники, выполняющие нормы труда, рассчитанные на месячный период. К числу таких норм относится в первую очередь месячная норма рабочего времени.

Оплата труда работника любой ступени (кроме первой ступени и первого уровня) и любого уровня оплаты определяется, как произведение тарифной ставки рабочего первого разряда ( $\tau_1^n$ ) на тарифный коэффициент

$$\tau_{m,\beta} = \tau_1^n \cdot k_{m,\beta},$$

где  $k_{m,\beta}$  — тарифный коэффициент, соответствующий  $m$ -й ступени и  $\beta$ -му уровню оплаты труда.

Важным моментом в организации оплаты труда является выбор крайних соотношений тарифной сетки, дающих возможность определить разрыв между минимальной и максимальной ступенями оплаты. При этом ни занижение, ни завышение соотношения нежелательно, так как низкий уровень соотношения не позволяет в полной мере стимулировать повышение квалификации и заинтересованность работников в высокопроизводительном труде. С другой стороны большой разрыв в оплате труда разных квалификационных групп может вызвать необоснованно высокую дифференциацию в размере их заработка и привести к скрытой или явно выраженной социальной напряженности в коллективе.

В «Рекомендациях» РАО соотношение между 22-й и 1-й ступенями оплаты установлено в 10,8 раз, в ОАО «Мосэнерго» соотношение между размером оплаты труда рабочего первого разряда и оплатой по двадцать четвертой ступени — в 14 раз.

Для сравнения, во Франции в системе оплаты труда энергетиков число ступеней оплаты труда — 19, а соотношение между высшим и низшим уровнем оплаты труда в 4,57 раза при разнице между разрядами от 4 до 5%.

Повременно-премиальная система оплаты труда имеет много модификаций, различия между которыми сводятся к установлению предмета премирования, то есть, технико-экономических показателей, за достижение которых премируется персонал компании. Каждая компания самостоятельно разрабатывает Положения о премировании.

В «Положении о премировании за производственные результаты» должны быть учтены:

- особенности показателей, за которые премируется персонал;
- определен круг премируемых;
- конкретизированы показатели и условия премирования работников с учетом их участия в деятельности, связанной с производством и реализацией электрической и тепловой энергии.

Премия за производственные результаты по установленным показателям начисляется в процентах к должностному окладу или тарифной ставке за фактически отработанное время.

По каждому виду премирования за производственные результаты компанией разрабатываются и утверждаются локальные «Положения» о начислении премий работникам, осуществляющим деятельность, связанную с производством и реализацией электрической и тепловой энергии. Данные Положения являются приложениями к Коллективному договору и являются его неотъемлемой частью.

Размер средств, направляемых на премирование, определяется согласно утвержденному генеральным директором порядку их формирования и расчета.

Премирование за производственные результаты производится по показателям работы за месяц, квартал и год, а также в течение календарного года по отдельным установленным показателям.

Премирование за производственные результаты по итогам работы за месяц производится по основным показателям производственных результатов, перечень которых устанавливается для каждого работника. Например, основными показателями премирования рабочих ведущих профессий котло-турбинного цеха (КТЦ) электростанции в том числе старшего машиниста КТЦ, старшего машиниста энергоблока, машиниста энергоблока, машиниста водогрейных котлов являются два основных показателя: выполнение плана рабочей мощности и отсутствие аварий, отказов по вине персонала.

Премирование руководителей (директоров, главных инженеров, главных бухгалтеров) филиалов компаний производится по показателям, указанным в табл. 6.2.

Таблица 6.2

**Показатели премирования руководителей филиалов компаний  
по результатам работы за месяц**

| Наименование филиалов     | Показатели                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
|---------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Электростанции            | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Выполнение плана реализации тепловой энергии в соответствии с показателями бюджета.</li> <li>2. Выполнение задания по рабочей мощности.</li> <li>3. Непревышение сметы затрат на производство электроэнергии и тепла.</li> <li>4. Выполнение диспетчерского графика.</li> </ol>              |
| Электрические сети        | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Непревышение сметы затрат для электрических сетей.</li> <li>2. Выполнение плана капитального ремонта по установленной номенклатуре и в установленные сроки.</li> <li>3. Достижение нормативного уровня расхода электроэнергии на трансформацию и передачу электроэнергии в сетях.</li> </ol> |
| Энергосбыт                | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Выполнение плана реализации электроэнергии в соответствии с показателями бюджета.</li> <li>2. Непревышение сметы затрат.</li> <li>3. Достижение нормативного уровня или снижения уровня расхода электроэнергии на трансформацию и передачу электроэнергии в сетях.</li> </ol>                |
| Теплосеть                 | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Выполнение плана реализации тепловой энергии в соответствии с показателями бюджета.</li> <li>2. Непревышение сметы затрат.</li> <li>3. Выполнение плана ремонтных работ по установленной номенклатуре и в установленные сроки.</li> </ol>                                                    |
| ЦРМЗ и ремонтные компании | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Непревышение сметы затрат.</li> <li>2. Выполнение плана ремонтных работ в установленные сроки с требуемым качеством.</li> </ol>                                                                                                                                                              |

Премирование за производственные результаты по итогам работы за квартал осуществляется:

- по показателю снижения расхода топлива по сравнению с нормативным расходом;
- по показателю суммы фактически удовлетворенных и оплаченных претензий и исков по поставкам топлива в результате претензионно-исковой работы;
- по показателю достижения по окончании ремонта котлов, турбин более высоких технико-экономических показателей по сравнению с нормативными показателями.



Премирование персонала за снижение расхода топлива по сравнению с нормативным расходом является в электроэнергетике наиболее важным и весомым, поэтому ниже в качестве примера представлен порядок формирования средств, выделяемых в ОАО «Мосэнерго» на премирование по показателю «Снижение расхода топлива по сравнению с нормативным расходом».

Снижение расхода топлива по сравнению с нормативным расходом определяется:

- на тепловых электростанциях — по сравнению с нормативными расходами топлива, рассчитанными по утвержденным нормативным характеристикам;
- в Теплосети и тепловых сетях ТЭС, реализующих теплоэнергию — по сравнению с нормативными расходами тепла на передачу тепловой энергии, рассчитанными по нормативным характеристикам;
- на ГАЭС — по сравнению с нормативом расхода электроэнергии на закачку воды.

При отсутствии указанных нормативов средства на премирование по данному показателю не начисляются.

Снижение расхода топлива, достигнутое благодаря снижению расхода теплоэнергии на передачу тепла по тепловым сетям и снижению расхода электроэнергии на закачку воды ГАЭС, рассчитывается:

- для Теплосети — как произведение абсолютной величины снижения расхода тепла на средний фактический удельный расход топлива на выработку тепла;
- для тепловых сетей ТЭС, реализующих тепло — как произведение абсолютной величины снижения расхода тепла на передачу на средний фактический удельный расход топлива на выработку тепла на данной ТЭС;
- для ГАЭС — как произведение абсолютной величины снижения расхода электроэнергии на закачку воды на средний фактический удельный расход топлива на выработку электроэнергии по АО-энергетики и электрификации.

Величина экономии топливных затрат определяется:

- на электростанциях и тепловых сетях, реализующих тепловую энергию:

$$И_{\text{эк}}^{\text{топл.}} = B_{\text{эк}}^i \cdot Ц_i,$$

где  $B_{\text{эк}}^i$  — экономия топлива на  $i$ -й электростанции;  $Ц_i$  — фактическая цена (без НДС) одной тонны условного топлива по каждой  $i$ -й электростанции в отчетном году.

- в Теплосети и ГАЭС — как произведение экономии топлива на фактическую цену (без НДС) тонны условного топлива, сложившуюся в целом по АО-энерго.

На премирование направляется 70% суммы от стоимости сэкономленного топлива при условии фактического снижения затрат на производство и передачу энергии по сравнению с плановой сметой затрат.

Распределение средств, направляемых на премирование между филиалами ОАО, производится в соответствии с их долевым участием в экономии топлива (табл. 6.3).

Таблица 6.3

**Распределение между филиалами средств от экономии топлива, направляемых на премирование**

| Филиалы              | Долевой показатель распределения средств, направляемых на премирование, % |           |
|----------------------|---------------------------------------------------------------------------|-----------|
|                      | Электростанции                                                            | Теплосеть |
| Электростанции       | 85                                                                        | —         |
| Теплосеть            | —                                                                         | 75        |
| Мостеплоэнергоремонт | —                                                                         | 10        |
| Прочие филиалы       | 9                                                                         | 9         |
| Генеральная дирекция | 6                                                                         | 6         |

Средства, выделяемые на премирование ремонтным организациям распределяются, между участниками ремонта теплосилового оборудования в зависимости от качества ремонта оборудования с учетом поправочных коэффициентов (табл. 6.4).

Таблица 6.4

**Поправочные коэффициенты**

| Оценка качества ремонта | Поправочный коэффициент                |
|-------------------------|----------------------------------------|
| «удовлетворительно»     | Средства на премирование не выделяются |
| «хорошо»                | 1,0                                    |
| «отлично»               | 1,7                                    |

Размер средств, направляемых на премирование персонала ОАО «Мосэнерго» по результатам производственно-хозяйственной деятельности за месяц и квартал, представлен в табл. 6.5.

Таблица 6.5

**Показатели премирования и размер средств, направляемых на премирование**

| Показатели премирования                                                                          | Размер средств, направленных на премирование                                                                                                                      |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Реализация электрической и тепловой энергии сверх планового задания                              | 1,5% от стоимости (без НДС) превышения объема поступивших средств сверх стоимости отпущенной продукции в отчетном периоде                                         |
| Снижение расхода электроэнергии на трансформацию и передачу по сетям по сравнению с нормативными | 30% от стоимости (без НДС) снижения расхода энергии по сравнению с нормативом                                                                                     |
| Снижение расхода топлива по сравнению с нормативным расходом                                     | 70% от стоимости (без НДС) сэкономленного топлива                                                                                                                 |
| Сумма фактически удовлетворенных претензий и исков, взысканных с поставщиков топлива             | Для газо-мазутных станций — 46%, для станций, сжигающих газо-мазутное и твердое топливо — 56% от стоимости (без НДС) фактически удовлетворенных исков и претензий |

Премирование по итогам года осуществляется при условии достижения компанией планового размера балансовой прибыли.

Начисление и выплата премий по итогам работы за год производится после сдачи и утверждения годового отчета и подтверждения размера фактической балансовой прибыли в объеме не менее предусмотренного планом. Размер средств на премирование рассчитывается, исходя из средней тарифной ставки (должностного оклада) и среднегодовой численности работников ОАО. Величина средств на премирование распределяется между филиалами и Генеральной дирекцией пропорционально фактически выплаченной за год заработной плате, а между работниками — пропорционально сумме тарифов и окладов за фактически отработанное время в отчетном году.

Премия по итогам года начисляется и выплачивается работнику при условии выполнения им в течение года производственных заданий и при отсутствии допущенных по его прямой вине:

- убытков, непроизводительных затрат;
- аварий, брака продукции;
- несчастных случаев на производстве.

Руководство компании и филиалов имеет право полностью или частично лишить определенных работников премии за производственные упущения, перечень которых прилагается к Положению о премировании и включает:

1. Наличие учетных несчастных случаев со смертельным исходом, тяжелых несчастных случаев, рост травматизма;
2. Наличие учетных аварий в работе оборудования из-за неудовлетворительной эксплуатации и нарушения правил пожарной безопасности;
3. Нарушение должностных инструкций, правил технической эксплуатации, техники безопасности и пожарной безопасности, невыполнение в срок мероприятий по охране окружающей среды;

4. Наличие повторных ремонтов, перепростоев оборудования в ремонте, рекламаций на ремонтные работы по вине исполнителей;
5. Превышение простоев вагонов МПС по сравнению с нормами;
6. Наличие или рост сверхнормативных остатков товарно-материальных ценностей;
7. Невыполнение программы сокращения издержек;
8. Рост дебиторской и кредиторской задолженности и непроизводственных расходов;
9. Превышение установленного лимита средств на оплату труда.

#### 6.6. Показатели эффективности использования трудовых ресурсов

Производительность труда характеризует эффективность использования трудовых ресурсов и определяется количеством продукции, производимой одним работником в единицу времени.

Рост производительности труда приводит к снижению себестоимости продукции.

Производительность труда может измеряться с использованием различных показателей, характеризующих объем произведенной продукции (работ, услуг):

- натуральных показателей, в энергетике — это выработка электроэнергии в кВтч, выработка или отпуск тепла в Гкал;
- стоимостных показателей в виде товарной или реализованной продукции (выручки от реализации продукции, работ, услуг).

Показатели производительности труда в натуральном исчислении определяются по формулам:

$$\text{ПТ} = \frac{\mathcal{E}_{\text{выр.}}}{\text{ППП}} \text{ (кВт} \cdot \text{ч/чел.год)}$$

или

$$\text{ПТ} = \frac{Q_{\text{отп.}}}{\text{ППП}} \text{ (Гкал/чел.год),}$$

где  $\mathcal{E}_{\text{выр.}}$  — годовая выработка электроэнергии электростанцией или генерирующей компанией;  $Q_{\text{отп.}}$  — годовой отпуск тепла с коллекторов ТЭЦ или годовая выработка тепла котельной; ППП — среднегодовая численность промышленно-производственного персонала электростанции, котельной или компании.

Производительность труда в стоимостном выражении рассчитывается, как:

$$\text{ПТ} = \frac{\text{ТП}}{\text{ППП}} \text{ (руб.товарн.продукц./чел.год);}$$

$$\text{ПТ} = \frac{\text{РП}}{\text{ППП}} \text{ (руб.реализов.продукц./чел.год),}$$

где ТП, РП — годовой объем товарной или реализованной продукции.

Показатели, рассчитанные на основе натуральных значений объема произведенной продукции, не позволяют объективно оценить уровень производительности труда работников энергетических компаний, так как выработка электроэнергии и тепла определяется объемом спроса и не зависит от усилий персонала генерирующих компаний. К тому же электрическая нагрузка задается электростанциям диспетчером энергосистемы, исходя из оптимального распределения нагрузки между станциями, а отпуск тепла в свою очередь зависит от температуры наружного воздуха.

Расчет производительности труда с использованием стоимостных объемов продукции дополнительно искажает результаты из-за разных тарифов на энергию по регионам, группам потребителей, что не обеспечивает сравнимости результатов расчета.

В целях объективной оценки усилий персонала, показатели производительности труда в энергетике дополняются показателями интенсивности труда: штатным коэффициентом и коэффициентом обслуживания.

Штатный коэффициент в сфере генерации характеризует численность персонала, приходящуюся на единицу установленной мощности.

Штатный коэффициент может рассчитываться как отношение общей численности персонала электростанции (компании) или численности промышленно-производственного или эксплуатационного персонала к установленной мощности. Однако, учитывая, что обслуживание оборудования осуществляется промышленно-производственным персоналом, штатный коэффициент чаще всего рассчитывается по данной группе персонала.

Для электростанций и генерирующих компаний штатный коэффициент определяется:

$$n = \frac{\text{ППП}}{N_y} \text{ (чел./МВт)},$$

где  $N_y$  — установленная мощность электростанции или генерирующей компании.

На величину штатного коэффициента электростанций и генерирующих компаний влияет:

- *тип электростанции.* Штатный коэффициент для ГЭС самый низкий, так как на ней отсутствует топливно-транспортный, котельный цех, меньше единиц вспомогательного оборудования. При равенстве мощности КЭС и АЭС штатный коэффициент выше для АЭС, за счет большей численности эксплуатационного персонала атомной электростанции и персонала, обеспечивающего радиационный контроль на территории станции и в 30-километровой зоне вокруг АЭС;
- *мощность блоков.* Численность персонала при увеличении мощности блока снижается по сравнению с численностью персонала, обслуживающего несколько блоков меньшей мощности, так как на энергетических блоках, независимо от их мощности, контролируются одинаковые параметры (температура и давление воды, пара, присосы воздуха, вакуум в конденсаторе турбин, нагрузка и др.). При этом количество приборов, по которым контролируется и управляется один блок большей мощности, значительно меньше по сравнению с числом приборов для нескольких блоков меньшей мощности. Основное и вспомогательное оборудование одного более мощного блока располагается на меньшей площади по сравнению с оборудованием нескольких блоков меньшей мощности, в результате уменьшается количество основного и вспомогательного персонала;
- *мощность электростанции.* Увеличение мощности электростанции при одновременном увеличении единичной мощности блоков и уменьшении их числа, сокращает численность обслуживающего персонала и уменьшает штатный коэффициент;
- *вид топлива.* На ТЭС, работающих на твердом топливе, штатный коэффициент выше по сравнению с ТЭС, сжигающими газо-мазутное топливо. Так, штатный коэффициент для КЭС с 8ХК-300-240, работающей на каменном угле, равен 0,32 человека на 1 МВт, а при работе на газообразном топливе — 0,24 человека на 1 МВт. Снижение штатного коэффициента обусловлено отсутствием топливно-транспортного цеха на станции, сжигающей природный газ и уменьшением численности ППП;
- *износ основных средств.* Высокий физический износ основных средств в энергетике увеличивает объем ремонтных работ и усложняет процесс эксплуатации, вызывая рост численности персонала электростанции. Вместе с тем выделение ремонтной деятельности в самостоятельный бизнес в процессе реформирования отрасли и формирование ремонтных компаний сопровождается сокращением численности ремонтного персонала на электростанциях, что вызывает уменьшение штатного коэффициента в сфере генерации.

В процессе эксплуатации производственная мощность электростанции может быть меньше установленной, поэтому интенсивность труда на действующих объектах оценивается по коэффициенту обслуживания, рассчитываемому, исходя из величины рабочей мощности ( $N_{\text{раб}}$ ):

$$k_{\text{обсл.}} = \frac{N_{\text{раб.}}}{\text{ППП}} \text{ (МВт/чел.)}.$$

Коэффициент обслуживания характеризует величину рабочей мощности станции (компании), приходящуюся на одного работника из числа промышленно-производственного персонала.

В отличие от штатного коэффициента, снижение которого характеризует рост производительности труда, прогрессивной тенденцией изменения коэффициента обслуживания является его увеличение.

Коэффициент обслуживания для сетевой компании определяется, как отношение условной приведенной мощности сетевой компании ( $N_{пр.}^{сет.}$ ) к численности промышленно-производственного персонала ( $ППП_{сет.}$ ):

$$K_{обсл.} = \frac{N_{пр.}^{сет.}}{ППП_{сет.}} \text{ (МВт/чел.)}.$$

К основным факторам, влияющим на увеличение коэффициента обслуживания сетевых компаний, относятся:

- повышение уровня обеспеченности персонала транспортными средствами и специальными механизмами, необходимыми для работы в полевых условиях;
- замена физически и морально устаревшего оборудования электрических и тепловых сетей;
- повышение уровня автоматизации обслуживания подстанций, линий электропередач и тепловых сетей.

#### *Контрольные вопросы к главе 6*

1. Укажите, на какие группы подразделяется персонал компании в зависимости от отношения к производственной деятельности, сферы деятельности, характера выполняемых функций и степени сложности выполняемой работы.
2. Какие факторы влияют на численность и структуру ППП электростанций и сетевых компаний?
3. Укажите, какие основные вопросы отражаются генеральном и отраслевом тарифных соглашениях, коллективном и трудовом договоре.
4. Охарактеризуйте отличия сдельной, повременной и смешанной форм оплаты труда.
5. Укажите принципы построения тарифной системы оплаты труда в энергетике.
6. Как определяется минимальная тарифная ставка рабочего первого разряда и оплата труда работников других ступеней и уровней оплаты труда?
7. Укажите, какие факторы влияют на величину штатного коэффициента и коэффициента обслуживания на электростанциях и сетевых объектах.

## ГЛАВА 7. Производственная программа энергетической компании

### 7.1. Роль договора энергоснабжения в формировании производственной программы энергетической компании

Наличие у энергетической компании факторов производства — основного, оборотного капитала и трудовых ресурсов — создает необходимые условия для производства продукции и предложения товара на рынке энергии. Основными видами товара и услуг, предлагаемых энергетическими компаниями на рынке энергии и мощности, являются:

- для генерирующих компаний: электрическая, тепловая энергия, активная электрическая мощность (рабочая и резервная);
- для сетевых компаний: услуги по передаче и распределению электрической (тепловой) энергии и мощности;
- для ОАО «СО-ЦДУ ЕС России» услуги по управлению режимами, регулированию частоты и напряжения, организации параллельной работы электрических станций энергосистем;
- для сбытовых компаний: услуги по продаже энергии потребителям, по заключению договоров на поставку энергии;
- для ремонтных компаний: услуги по ремонту основных средств.

В качестве поставщиков энергии на рынке выступают коммерческие организации независимо от организационно-правовой формы, осуществляющие продажу потребителям произведенной или купленной электрической энергии (мощности) и (или) тепловой энергии (мощности).

Потребителями (абонентами) являются физические или юридические лица, осуществляющие пользование электрической энергией (мощностью) и (или) тепловой энергией (мощностью).

Гражданским кодексом (часть II) в параграфе «Энергоснабжение» определено, что правовой основой взаимоотношений поставщиков и потребителей энергии в условиях рыночной среды является договор энергоснабжения, по которому поставщик обязуется подавать абоненту (потребителю) через присоединенную сеть энергию, а абонент обязуется оплачивать принятую энергию, а также соблюдать предусмотренный договором режим ее потребления, обеспечивать безопасность эксплуатации находящихся в ее ведении электрических и тепловых сетей, исправность энергопотребляющего оборудования и приборов учета.

В договоре между поставщиком и потребителем энергии указываются:

1. Предмет договора, которым является поставка (отпуск) электрической (тепловой) энергии (мощности).

2. Обязанности и права поставщика и абонента:

— поставщик обязуется: поставлять электрическую энергию и мощность абоненту в объемах и с качеством, указанными в договоре, согласовывать сроки и продолжительность отключений, осуществлять замену и проверку приборов учета в установленные сроки и по заявкам потребителей;

— абонент обязуется: производить расчеты за потребленную энергию и мощность в порядке, предусмотренном договором, вести учет потребленной энергии и мощности, в часы контроля максимальных нагрузок производить запись показаний счетчиков, сообщать сбытовой компании о неисправностях в работе приборов учета, своевременно представлять заявки на электропотребление на очередной год;

— поставщик имеет право в законодательном порядке ограничить или прекратить поставки при неоплате абонентом потребленной энергии;

— абонент имеет право взыскивать штраф за недоотпуск электроэнергии согласно двухстороннему акту, требовать проверки и замены приборов учета при обнаружении неисправности и т.д.

В договоре указывается, в каких точках сети, кем и когда должен производиться учет электроэнергии и контроль энергопотребления, по какому тарифу рассчитывается абонент за потребленную энергию. Определяется порядок расчетов за пользование электрической энергией, указываются условия оплаты за превышение или сокращение потребления электрической энергии и мощности по сравнению с договорной величиной.

## 7.2. Содержание производственной программы компании

На основании заключенных договоров, энергетические компании планируют производственную программу, в том числе выработку энергии, обеспечивающую потребность абонентов с учетом технологического расхода энергии при передаче, расхода энергии на собственные нужды электростанции, производственные и хозяйственные нужды энергетических компаний, покупки и/или продажи энергии на оптовый рынок.

Основным методом планирования энергетического производства является балансовый метод — метод, сопоставления имеющихся ресурсов и потребности в них. Планы производства рассчитываются, исходя их оценки потребности в ресурсах при составлении частных балансов, в том числе:

- топливного баланса по видам и маркам топлива;
- баланса тепловой энергии по видам теплоносителей (пар, горячая вода) и их параметрам (давлению, температуре);
- баланса электрической мощности и энергии;

Отличительной особенностью применения балансового метода в электроэнергетике является необходимость соблюдения баланса не только между годовым потреблением энергии и ее производством (баланс энергии), но и между потребляемой и генерируемой в каждый момент времени мощностью (баланс мощности). Обязательность соблюдения баланса мощности обусловлена тем, что электрическая энергия не может запасаться впрок.

Производственная программа энергетической компании разрабатывается в виде топливно-энергетического баланса в разделе «План производства» бизнес-плана компании. Основной целью составления плана производства является подтверждение наличия у компании производственного потенциала, способного удовлетворить спрос потребителей на электрическую и тепловую энергию и услуги по ее передаче в требуемом объеме при соответствующем качестве энергии в любой момент времени. Соответствие производственного потенциала компании планируемому спросу на энергию и услуги определяется путем составления балансов мощности и энергии (электрической и тепловой). В последующем на основе плана производства определяется потребность в материальных, финансовых средствах и составляется бюджет компании.

Применительно к составлению «Плана производства» вертикально-интегрированной компании (АО-энерго) ключевыми задачами данного раздела бизнес-плана являются:

- 1) инвентаризация производственного оборудования, результатом которой является оценка производственного потенциала (мощности) компании;
- 2) составление плана-графика проведения ремонтов с указанием выводимого в ремонт оборудования, сроков проведения ремонтных работ, исполнителей и затрат на проведение ремонтов;
- 3) расчет располагаемой и рабочей мощности электростанций и АО-энерго;
- 4) составление баланса генерируемой мощности и нагрузок потребителей (баланса мощности), определение избытка или дефицита мощности и источников его покрытия;
- 5) планирование распределения электрической нагрузки между электростанциями энергосистемы, расчет плановой выработки и отпуска тепла электростанциями и АО-энерго, и составление планового баланса выработки и потребления электроэнергии (тепла);
- 6) на основе планового отпуска электроэнергии и тепла по каждой из электростанций и АО-энерго в целом рассчитывается плановая потребность по видам топлива, составляется топливный баланс и план закупки топлива компанией;
- 7) рассчитывается плановая смета затрат на производство и реализацию энергии и калькуляция себестоимости энергии.

В результате составления плана производства рассчитываются частные балансы (балансы электрической энергии и мощности, балансы тепловой энергии и мощности, баланс топлива), формирующие топливно-энергетический баланс компании (рис. 7.1).

| Топливо-энергетический баланс компании |                              |                                    |                |
|----------------------------------------|------------------------------|------------------------------------|----------------|
| Баланс электрической мощности          | Баланс электрической энергии | Баланс тепловой энергии и мощности | Баланс топлива |

Рис. 7.1. Виды энергетических балансов, составляемых при разработке производственного плана компании

### 7.3. Производственная мощность энергетических компаний

Основным показателем, характеризующим производственный потенциал компании, является ее производственная мощность, определяемая количеством и единичной мощностью основного оборудования.

Мощность производственного оборудования характеризует его потенциальную способность произвести определенное количество продукции (работ, услуг) при данной технологии, режиме производства и обеспеченности материальными, денежными, трудовыми ресурсами.

Производственный потенциал электросетевых компаний оценивается протяженностью и пропускной способностью воздушных и кабельных сетей, классом напряжения (высокое, среднее, низкое), числом и мощностью трансформаторов и трансформаторных подстанций.

Применительно к генерирующим объектам производственная мощность — это предельная мощность, которую может развить энергетический агрегат: парогенератор, турбина, электрогенератор или электростанция в конкретных условиях работы при условии выполнения всех требований нормальной эксплуатации. Производственная мощность электрогенерирующих объектов измеряется в кВт, МВт, ГВт, теплогенерирующих установок — в Гкал/час и тоннах пара/час.\*

В процессе эксплуатации производственная мощность объектов генерации может меняться в зависимости от технического состояния и условий эксплуатации оборудования, поэтому производственная мощность агрегатов, электростанций, генерирующих компаний, энергосистем характеризуется:

- установленной мощностью;
- располагаемой мощностью;
- рабочей мощностью.

*Установленная мощность* — мощность объектов по производству электрической и тепловой энергии на момент их введения в эксплуатацию. Установленная мощность агрегата — это паспортная мощность, определенная заводом-изготовителем и зависящая от конструктивных и технических характеристик агрегата. Установленная мощность остается неизменной в течение срока эксплуатации, если агрегат не подвергается перемаркировке. При отсутствии вводов нового или демонтажа устаревшего оборудования, установленная мощность электростанции остается постоянной. При вводе в эксплуатацию новых и демонтаже изношенных или морально устаревших агрегатов, а также перемаркировке действующих турбоагрегатов установленная мощность на конец года  $N_y^{кг}$  (планового или отчетного) определяется по формуле:

$$N_y^{кг} = N_y^{кг} + \sum_1^n N_n - \sum_1^m N_d \pm \sum_1^p \Delta N_n,$$

где  $N_y^{кг}$  — установленная электрическая мощность на начало года;  $N_y^{кг}$  — установленная мощность на конец года;  $N_n, N_d$  — мощность каждого из вновь вводимых или демонтируемых турбоагрегатов;  $\Delta N_n$  — изменение установленной мощности турбоагрегата в результате перемаркировок (плюс — повышение, минус — снижение);  $n, m, p$  — количество турбоагрегатов, соответственно введенных в эксплуатацию, демонтированных и перемаркированных.

\* В системе СИ тепловая мощность измеряется в тепловых кВт или ГДж, однако на практике из-за отсутствия измерительных приборов, отградуированных в системе СИ, тепловая мощность измеряется во внесистемных единицах: ккал, Мкал, Гкал.



Средняя за год установленная мощность определяется с учетом средней за год вновь введенной ( $N_v^{cp}$ ) и демонтированной ( $N_d^{cp}$ ) мощности:

$$N_y^{cp} = N_y^{нг} + \sum_1^n N_v^{cp} - \sum_1^m N_d^{cp} \pm \sum_1^p \Delta N_n^{cp},$$

$$N_v^{cp} = \frac{N_v \cdot T_{\text{раб.}}^v}{T_{\text{календ.}}},$$

где  $T_{\text{раб.}}^v$  — период работы вновь введенной мощности в календарном году;  $T_{\text{календ.}}$  — календарная продолжительность периода (года).

$$N_d^{cp} = \frac{N_d \cdot T_{\text{нераб.}}^d}{T_{\text{календ.}}},$$

где  $T_{\text{нераб.}}^d$  — период времени, в течение которого оборудование не работало по причине его демон- тажа в календарном году.

$$N_n^{cp} = \frac{N_n \cdot T_{\text{раб.}}^n}{T_{\text{календ.}}},$$

где  $T_{\text{раб.}}^n$  — период работы перемаркированных агрегатов в календарном году.

В случае, когда известны лишь кварталы, в которых планируется ввод и неизвестны даты ввода, демонтажа или перемаркировки агрегатов средняя за год установленная мощность определяется по формуле:

$$N_y^{cp} = N_y^{нг} + \sum_1^n N_v \cdot a_v + \sum_1^m N_d \cdot a_d + \sum_1^p \Delta N_n \cdot a_n,$$

где  $a_v, a_d, a_n$  — доля периода от даты ввода, демонтажа или перемаркировки каждого из турбоагре- гатов до конца года, принимаемая для I кв. — 0,75; II кв. — 0,50; III кв. — 0,25; IV кв. — 0,00.

- *Располагаемая мощность* (максимально доступная мощность) — это часть установленной мощности объектов по производству электрической энергии за исключением мощности, неис- пользующей по причине технических, сезонных и временных ограничений мощности.

К ограничениям мощности технического характера относятся:

— использование непроектного вида топлива или менее качественного по сравнению с проект- ным топлива;

— износ основных производственных средств.

Сезонные ограничения мощности, определяемые:

— недостатком воды для ГЭС;

— недостатком потребителей тепла, особенно при установке на ТЭЦ противоаварийных тур- боагрегатов;

— ухудшением вакуума в конденсаторах турбин ТЭС в летний период ввиду высокой темпера- туры охлаждающей воды;

— недостатком охлаждающей воды для конденсаторов ТЭС в маловодный период.

Устранимые ограничения мощности временного характера включают:

— строительно-монтажные недоделки;

— дефекты оборудования;

— несоответствие по мощности между отдельными элементами, в том числе недостаточная пропускная способностью ЛЭП, ограничивающая выдачу мощности электростанций;

— снижение мощности, связанное с кратковременным ухудшением состояния оборудования в межремонтный период.

Располагаемая мощность меньше установленной (рис. 7.2) на величину вышеперечисленных ограничений мощности ( $N_{огр.}$ ):

$$N_{расп.} = N_y - N_{огр.} \text{ (кВт).}$$

• **Рабочая мощность** — часть располагаемой мощности объектов по производству электрической и тепловой энергии за исключением мощности объектов, выведенных в установленном порядке из эксплуатации, в том числе в ремонт, реконструкцию, консервацию и объектов, находящихся в вынужденном простое (рис. 7.2).

Рабочая мощность определяется:

$$N_{раб} = N_y - N_{огр.} - N_{рем} - N_{рек} - N_{конс.} - N_{вын.прост.} = N_{расп.} - N_{рем.} - N_{рек} - N_{конс.} - N_{вын.прост.}$$

где  $N_y$  — установленная электрическая мощность станции или генерирующей компании;  $N_{рем}$  — мощность оборудования, выведенного в плановые ремонты: капитальный, средний, текущий и неплановый ремонт;  $N_{рек.}$  — мощность генерирующих объектов, находящихся в реконструкции, модернизации, техперевооружении;  $N_{конс.}$  — мощность, выведенная в консервацию;  $N_{вын.прост.}$  — мощность, находящаяся в вынужденном простое.

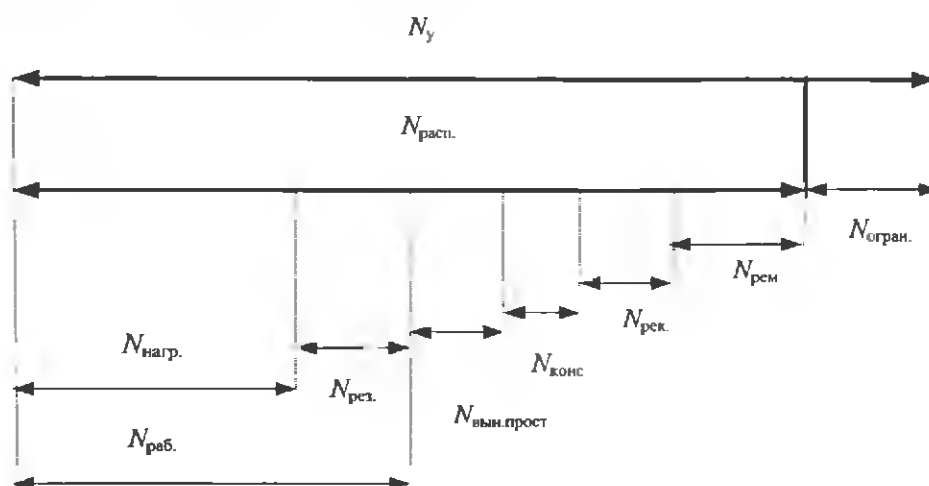


Рис. 7.2. Установленная, располагаемая и рабочая мощности энергетической компании

Рабочая мощность должна обеспечивать покрытие нагрузки потребителей и необходимый резерв мощности:

$$N_{раб.} = N_{нагр} + N_{рез.}$$

Являясь реально достижимой, рабочая мощность участвует в формировании приходной части баланса мощности компании или энергосистемы.

Составление планового баланса мощности компании требует предварительной разработки графика проведения плановых ремонтов, исходя из технического состояния оборудования, нормативной продолжительности простоя агрегатов в капитальном, среднем и текущем ремонтах. Снижение мощности по причине вывода оборудования в ремонты зависит от схемы компоновки основного оборудования, числа и мощности агрегатов, выводимых в ремонт.

Расчет снижения мощности производится в следующей последовательности:

— в первую очередь определяется снижение мощности из-за вывода в ремонт одновременно парогенератора и турбоагрегата, то есть блока;

— во-вторых, определяется снижение мощности из-за вывода в ремонт парогенераторов, так как при компоновке оборудования по схеме с поперечными связями вывод парогенератора в ремонт сопровождается заменой его резервным парогенератором, при этом электрическая мощность может не измениться или измениться незначительно;

— в-третьих, определяется снижение мощности из-за ремонта вспомогательного оборудования и общестанционных устройств.

Поскольку аварийность оборудования — вероятностный параметр, при составлении планового баланса мощности предусматривается нормативное снижение мощности компании в результате вывода оборудования в вынужденные неплановые ремонты. Снижение мощности в результате простоев в неплановых ремонтах определяется по нормативу в процентах от установленной мощности агрегатов, оставшихся в работе после вывода оборудования в ремонт. Величина норматива для ГЭС — 0,5%, АЭС — 0,3%, ТЭС — 1–6% в зависимости от вида топлива; наибольшая величина характерна для пылеугольных ТЭС.

Среднегодовое снижение мощности по причине реконструкции, модернизации или техперевооружения рассчитывается как

$$N_{\text{рек.}}^{\text{ср.}} = \frac{N_{\text{у}}^{\text{рек.}} \cdot T_{\text{рек.}}}{T_{\text{календ.}}},$$

где  $N_{\text{у}}^{\text{рек.}}$  — установленная мощность агрегатов, выводимых в реконструкцию, модернизацию или техперевооружения;  $T_{\text{рек.}}$  — периоды простоя агрегатов в реконструкции, модернизации, техперевооружении в течение календарного года.

Снижение мощности по причине вывода оборудования в консервацию ( $N_{\text{конс.}}$ ) определяется по формуле:

$$N_{\text{конс.}}^{\text{ср.}} = \frac{N_{\text{у}}^{\text{конс.}} \cdot T_{\text{конс.}}}{T_{\text{календ.}}},$$

где  $N_{\text{у}}^{\text{конс.}}$  — установленная мощность агрегатов, выводимых в консервацию;  $T_{\text{конс.}}$  — время простоя оборудования в консервации в течение календарного года.

Учет и контроль рабочей мощности электростанций осуществляется ежедневно, в рабочие дни в контрольные интервалы (часы, получасы).

Ключевым показателем использования производственной мощности электростанций и генерирующих компаний служит коэффициент готовности к несению нагрузки ( $K_{\text{гот.}}$ ):

$$K_{\text{гот.}} = \frac{N_{\text{раб.}}}{N_{\text{у}}}.$$

#### 7.4. Расход электроэнергии и мощности на собственные нужды электростанций

Элементами расходной части балансов мощности и энергии являются расходы мощности и энергии на собственные нужды электростанций, производственные и хозяйственные нужды энергетических компаний.

*Расход электроэнергии на собственные нужды электростанций и подстанций* — это потребление электроэнергии механизмами, обеспечивающими необходимые условия функционирования электростанций и подстанций в технологическом процессе выработки и преобразования электрической энергии.

К основным составляющим расхода электроэнергии (мощности) на собственные нужды тепловых электростанций относятся:

- расход электроэнергии на собственные нужды котельного цеха;
- расход электроэнергии на собственные нужды турбинного и электроцеха;
- расход электроэнергии на собственные нужды теплофикационного отделения ТЭЦ.

В состав расхода электроэнергии (мощности) на собственные нужды котельного цеха включается электроэнергия, расходуемая электродвигателями:

- механизмов, обслуживающих принадлежащие электростанции разгрузочные устройства и склады топлива (вагоноопрокидыватели, краны, скреперы, размораживающие устройства и др.);

- механизмов по подаче и дроблению топлива (лебедки, элеваторы, конвейеры, мазутные насосы, дробилки, механизмы обеспыливания тракта топливоподачи и др.);
- механизмов по размолу угля (мельниц и мельниц-вентиляторов);
- механизмов по пневматической подаче пыли (пневмовинтовых насосов);
- тягодутьевых установок, дымососов, мельничных вентиляторов, вентиляторов горячего дутья, механизмов золоулавливания, золо- и шлакоудаления;
- насосов установок по химической очистке и обессоливанию воды, питательных и бустерных насосов, дренажных насосов, насосов технического и пожарного водоснабжения;
- прочих механизмов котельной установки: сушилок, промежуточных транспортеров и элеваторов, питателей и шнеков, приводов топочных механизмов, регенеративных вращающихся воздухоподогревателей, обдувочных аппаратов, компрессоров систем дробеочистки и обдувки поверхностей нагрева, подачи в топку пыли высокой концентрации;

Расход электроэнергии на собственные нужды турбинного и электрического цеха включает электроэнергию, потребляемую электродвигателями:

- циркуляционных насосов и вентиляторов градирен;
- конденсатных насосов и насосов водяных эжекторов турбин, дренажных насосов регенеративных подогревателей, насосов установок по очистке основного конденсата турбин;
- прочих механизмов: масляных насосов, системы смазки и регулирования, перекачивающих и дренажных насосов, насосов подкачки воды в систему циркуляционного водоснабжения;
- систем охлаждения генераторов и трансформаторов, системы вентиляции аккумуляторных батарей, компрессоров воздушных выключателей, двигатель-генераторов, и прочих двигателей электроцеха.

Отпуск тепла из отборов турбин ТЭЦ и пиковых водогрейных котлов сопряжен с расходом электроэнергии электродвигателями:

- сетевых, подпиточных и подкачивающих насосов теплосети, установленных на территории электростанции;
- конденсатных насосов подогревателей сетевой воды;

Дополнительно в составе расхода на собственные нужды электростанций учитываются расходы электроэнергии на освещение и вентиляцию производственных помещений, а также потери электроэнергии в трансформаторах собственных нужд.

На электростанциях наряду с электроэнергией на собственные нужды станций расходуется тепловая энергия.

Расход тепла на собственные нужды котельного цеха включает расходы тепла (с учетом потерь), обеспечивающие:

- предварительный подогрев и слив мазута, распыл мазута в форсунках и охлаждение неработающих форсунок;
- размораживание твердого топлива;
- предварительный подогрев воздуха в калориферах;
- транспорт угольной пыли к горелкам;
- подавление оксидов азота, образующихся при сжигании топлива;
- турбопривод питательных насосов и воздуходувок;
- отопление производственных помещений котельного, химического и топливно-транспортного цехов;
- пуски котлов, обдувку и расшлаковку котлов.

В составе расхода тепла на собственные нужды турбинного и электроцеха учитываются расходы тепла:

- на турбопривод циркуляционных, конденсатных и других насосов, относящихся к турбинной установке (за исключением питательных);
- на пуски турбоагрегатов, включая прогрев паропроводов, разогрев и разворот турбин, прогрев вспомогательного оборудования до включения генераторов в сеть;
- на отопление производственных помещений турбинного и электроцеха;

- на работу генератора в моторном режиме для резервирования мощности без потребления или выработки реактивной мощности.

Планирование расхода электроэнергии и тепла на собственные нужды осуществляется с использованием норм расхода электроэнергии (тепла) на единицу производимой работы соответствующими механизмами собственных нужд: на одну тонну перекачиваемой насосами воды, на одну тонну размалываемого или транспортируемого топлива и т.д.

$$\mathcal{E}'_{\text{сн}} = \bar{\mathcal{E}}_i \cdot V_i,$$

где  $\bar{\mathcal{E}}_i$  — норма расхода электроэнергии на единицу работы, выполняемой  $i$ -м механизмом собственных нужд;  $V_i$  — объем работ, производимый  $i$ -м механизмом собственных нужд.

Долю расхода электроэнергии (мощности) на собственные нужды электростанций от выработки электроэнергии (установленной мощности) характеризует коэффициент расхода электроэнергии (мощности) на собственные нужды электростанций:

$$k_{\text{сн}}^{\mathcal{E}} = \frac{\sum_{i=1}^n \mathcal{E}'_{\text{сн}}}{\mathcal{E}_{\text{выр.}}} \cdot 100\%$$

или

$$k_{\text{сн}}^N = \frac{\sum_{i=1}^n N'_{\text{сн}}}{N_y} \cdot 100\%,$$

где  $N'_{\text{сн}}^i$  — мощность электродвигателя  $i$ -го механизма собственных нужд;  $n$  — механизмы собственных нужд электростанции.

Коэффициент расхода электроэнергии (мощности) на собственные нужды зависит от типа электростанции. В общем случае соотношение коэффициентов расхода электроэнергии (мощности) на собственные нужды для основных типов электростанций имеет вид:

$$K_{\text{сн}}^{\text{АЭС}} > K_{\text{сн}}^{\text{ТЭЦ}} > K_{\text{сн}}^{\text{КЭС}} > K_{\text{сн}}^{\text{ГАЭС}} > K_{\text{сн}}^{\text{ГЭС}}.$$

- При всех прочих равных условиях (одинаковой установленной мощности, выработке электроэнергии) наибольший коэффициент расхода электроэнергии на собственные нужды характерен для АЭС, имеющих многоконтурную схему циркуляции теплоносителя. Кроме того на АЭС расходуется электроэнергия на очистку воздуха, дозиметрический контроль, автоматические устройства, осуществляющие перегрузку ТВЭЛ в активной зоне реактора. Работа турбин АЭС на насыщенном паре сопряжена с увеличением расхода пара на турбины, расхода питательной и циркуляционной воды, и, соответственно, большим по сравнению с равновеликой по мощности КЭС расходом электроэнергии на ГЦН, конденсатные и циркуляционные насосы.
- Расход электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ превышает аналогичный показатель для КЭС, так как при одинаковой выработке электроэнергии от ТЭЦ дополнительно отпускается тепло, в результате увеличивается расход топлива, и, соответственно, расход электроэнергии на его подготовку. К тому же имеет место дополнительный расход электроэнергии на сетевые насосы, установленные на ТЭЦ и механизмы пиковых водогрейных котлов.
- Расход электроэнергии на собственные нужды ТЭС зависит от вида топлива: для ТЭС, работающих на твердом топливе,  $K_{\text{сн}}$  больше, чем для ТЭС, работающих на мазуте или природном газе, из-за дополнительного расхода электроэнергии на подготовку к сжиганию твердого топлива (на разгрузку, подачу, размол, подсушку).
- Отсутствие на ГЭС парогенераторов, систем подготовки топлива, циркуляционных, конденсатных, питательных насосов и др. обеспечивает ГЭС минимальный расход электроэнергии на собственные нужды.

• На величину  $K_{\text{сн}}$  влияет количество блоков (агрегатов) и уровень концентрации их мощности. При неизменной мощности электростанции и установке меньшего числа блоков большей мощности сокращается число механизмов собственных нужд, расход электроэнергии на холостой ход этих механизмов и в результате — коэффициент расхода электроэнергии на собственные нужды.

• Расход электроэнергии на собственные нужды электростанций зависит от организации эксплуатации оборудования. Работа механизмов собственных нужд в оптимальном режиме, отключение незагруженных механизмов сокращают  $K_{\text{сн}}$ .

В среднем коэффициенты расхода электроэнергии на собственные нужды электростанций равны:

$$K_{\text{сн}}^{\text{АЭС}} = 7 - 9\%; K_{\text{сн}}^{\text{ТЭЦ}} = 5 - 7\%; K_{\text{сн}}^{\text{КЭС}} = 3 - 5\%; K_{\text{сн}}^{\text{ГЭС}} = 1 - 2\%.$$

Расход электроэнергии на производственные нужды — это потребление электроэнергии котельными и электробойлерными установками, как состоящими на самостоятельном балансе, так и на балансе энергокомпаний, а также расход электроэнергии на перекачку воды гидроаккумулирующими электростанциями.

Расход электроэнергии на хозяйственные нужды электростанций и электрических сетей — потребление электроэнергии вспомогательными и непроизводственными подразделениями, находящимися на балансе энергетических компаний, необходимое для обслуживания основного производства, но непосредственно не связанное с технологическими процессами производства, передачи и распределения электрической и тепловой энергии.

### 7.5. Потери мощности и энергии в электрических сетях

Потери мощности и энергии в электрических сетях являются важнейшим показателем экономичности работы сетевых компаний. В составе потерь выделяются технологические и коммерческие потери.

Технологические потери в сетях называют технологическим расходом электроэнергии на ее транспорт, так как передача электроэнергии по сетям без преодоления активного сопротивления материалов проводников невозможна; на это расходуется часть электроэнергии и мощности.

В состав технологических потерь входят условно-постоянные потери, практически не зависящие от нагрузки (потери на холостой ход трансформаторов, потери на корону, потери в компенсирующих устройствах), и переменные — нагрузочные потери, зависящие от величины передаваемой мощности. В среднем в сетях напряжением 220 кВ и выше в структуре технологических потерь условно-постоянные потери составляют 30–40%, нагрузочные 70–60%.

Относительная величина технологических потерь энергии (мощности) при передаче оценивается коэффициентом потерь, характеризующим потери в процентах от мощности (энергии), передаваемой в сеть

$$k_{\text{пот}}^N = \frac{N_{\text{пот}}}{N_{\text{пер в сеть}}} \cdot 100\%; k_{\text{пот}}^{\mathcal{E}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{пот}}}{\mathcal{E}_{\text{пер в сеть}}} \cdot 100\%,$$

где  $N_{\text{пот}}$ ,  $\mathcal{E}_{\text{пот}}$  — соответственно, технологические потери мощности и электроэнергии при передаче и распределении электроэнергии (мощности) по сетям;  $N_{\text{пер в сеть}}$ ,  $\mathcal{E}_{\text{пер в сеть}}$  — соответственно, передача мощности и электроэнергии в сеть.

По оценкам специалистов технологические потери электроэнергии при передаче и распределении энергии считаются удовлетворительными, если они не превышают 4–5% и максимально допустимыми при 10%. Данный факт подтверждается отечественной статистикой, в соответствии с которой уровень потерь в электрических сетях большинства энергосистем вплоть до 1994 года не превышал 10%.

В последнее десятилетие потери электроэнергии в электрических сетях России увеличились до 12% и более, что вызвано:

• высоким износом электросетевого хозяйства, увеличением числа аварий, отказов и, как результат, работой сетей в неоптимальных режимах;

- сокращением инвестиций в строительство новых сетевых объектов, в техническое перевооружение действующих электрических сетей, в системы учета электроэнергии, системы управления режимами.

К основным мерам по снижению технологических потерь относятся:

- проведение предупредительных ремонтов электрических сетей и оборудования подстанций;
- внедрение современного высокотехнологичного сетевого оборудования;
- повышение напряжения передачи переменным и постоянным током;
- оптимизация режимов электрических сетей;
- замена недогруженных и перегруженных трансформаторов;
- отключение трансформаторов на подстанциях с сезонной нагрузкой;
- установка сертифицированных приборов учета.

Технологические потери в сетях могут быть определены расчетным путем и совместно с коммерческими потерями измерены по разности показаний счетчиков, фиксирующих отпуск электроэнергии в сеть и отпуск электроэнергии из сети.

*Коммерческие потери* вызваны недостоверностью и недостаточностью учета, а также хищениями электроэнергии.

В составе коммерческих потерь выделяются следующие составляющие:

- потери, вызванные погрешностями системы учета электроэнергии и обусловленные:
  - неправильными схемами подключения счетчиков или их неисправностями;
  - ошибками при снятии показаний счетчиков или умышленным искажением информации;
  - хищениями электроэнергии вследствие незаконного подключения к сетям;
- потери при выставлении счетов, возникающие в результате:
  - ошибочной информации о заключенных договорах на пользование электроэнергией;
  - недостаточного контроля и ошибок при выставлении счетов клиентам;
- потери при востребовании оплаты, вызванные:
  - задержками в оплате позже установленного срока;
  - безнадежными долгами и неоплаченными счетами потребителей.

Коммерческие потери не подвергаются измерению, но могут быть определены расчетным путем.

На фоне происходящего реформирования и реструктуризации энергетики (формирования генерирующих, сетевых и сбытовых компаний) проблема учета отпуска электроэнергии и снижения потерь в электрических сетях не только не утратила свою актуальность, а наоборот стала одной из ключевых задач обеспечения финансовой стабильности компаний, так как взаиморасчеты между вновь создаваемыми субъектами рынка предполагают учет потерь в зоне разграничения ответственности каждого субъекта рынка и отнесение стоимости потерь на затраты каждой компании.

Одним из условий функционирования рынка энергии является внедрение современных сертифицированных средств учета электроэнергии и в первую очередь систем коммерческого (АСКУЭ) и технологического учета (АСТУЭ) электроэнергии, позволяющих:

- выявить источник потерь;
- осуществить точный учет и контроль потерь на всех этапах;
- уменьшить технологические и коммерческие потери;
- обеспечить единообразие учетных принципов;
- повысить скорость получения учетных данных;
- разграничить ответственность за отпущенную (потребленную) электроэнергию.

Планирование потерь энергии в электрических сетях осуществляется в соответствии с нормативными коэффициентами потерь, зависящими от класса напряжения сети и района ее размещения.

## 7.6. Методы определения спроса на электрическую энергию

К основным методам планирования спроса на электрическую (тепловую) энергию относятся:

- экономико-статистические методы;
- методы экспертных оценок;
- метод прямого счета (нормативный метод).

Вышеуказанные методы могут использоваться как автономно, так и в определенных комбинациях.

Экономико-статистические методы основаны на использовании моделей экстраполяции трендов, однофакторной, многофакторной корреляции и эконометрических моделей.

*Метод экстраполяции трендов* основан на обработке однородных статистических временных рядов электропотребления за прошедшие периоды с использованием линейной или логистической модели. Данный метод наиболее применим для текущего планирования энергопотребления.

*Модель однофакторной корреляции* предполагает определение электропотребления (функции) в зависимости от одного из производственных или экономических показателей (экзогенных факторов).

Многофакторные корреляционные модели предусматривают определение объема электропотребления в зависимости от нескольких заранее обоснованных экзогенных факторов.

Корреляционные методы находят применение в сфере текущего, краткосрочного и долгосрочного планирования, однако по мере увеличения планового периода повышается неопределенность результатов расчета.

Эконометрические модели используют систему регрессионно-корреляционных зависимостей, позволяющих учесть большее по сравнению с многофакторной корреляцией число факторов, влияющих на объем электропотребления. Учет факторов в различных комбинациях позволяет моделировать различные сценарии электропотребления и сузить диапазон неопределенности прогноза. Эконометрические модели используются при долгосрочном планировании и прогнозировании электропотребления.

*Методы экспертных оценок* предполагают определение спроса на электроэнергию группой экспертов, производящих оценки в 2–3 этапа. Задача экспертов состоит в оценке возможного влияния на величину спроса факторов, внешних по отношению к потребителям (увеличение тарифов на электроэнергию и тепло) или имеющих случайный характер. Методы экспертных оценок применимы для текущего и среднесрочного планирования энергопотребления при нестабильном спросе.

*Нормативный метод* планирования электропотребления (метод прямого счета) основан на использовании удельных расходов электроэнергии (плановых норм) на единицу продукции (работы, услуги) или на одного жителя и планового объема продукции, услуг, численности населения. Данный метод применим при определении потребности в энергии отдельных потребителей, групп потребителей и регионов. В целях идентификации механизма расчета спроса, потребители группируются в соответствии с классификационными признаками: видам производимой продукции, технологии, объемам и режимам энергопотребления, отраслевым, социальным и географическим признакам.

В основе построения экономико-математической модели планирования потребности региона в электроэнергии (рис. 7.3) лежит деление потребителей по отраслям экономики: промышленность (П), строительство (С), транспорт (Т), сельское хозяйство (СХ), коммунально-бытовое хозяйство (КБ) и население (Н). Промышленность рассматривается состоящей из отдельных подсистем (отраслей промышленности). В энергетике, сельском хозяйстве, коммунально-бытовом секторе планирование расхода электроэнергии осуществляется по функциональным направлениям: в энергетике — на собственные нужды и потери в сетях; в сельском хозяйстве — на производственные и бытовые нужды; в коммунально-бытовом хозяйстве городов выделяется потребление в коммунально-бытовом секторе и сфере обслуживания.

Расчет потребности в электроэнергии производится поэтапно, начиная от определения потребности на производство отдельных видов продукции и заканчивая потребностью в целом по региону (рис. 7.3).

Потребность в электроэнергии промышленного предприятия определяется:

$$\mathcal{E}_{\text{пром}} = \sum \Pi_i \cdot \bar{\mathcal{E}}_i \text{ (кВт} \cdot \text{ч/год)},$$

где  $\Pi_i$  — планируемый годовой объем производства  $i$ -й продукции;  $\bar{\mathcal{E}}_i$  — норма расхода электроэнергии на производство  $i$ -й единицы продукции, кВт · ч/ед. прод.



Данный метод требует периодического пересмотра норм расхода электроэнергии с учетом факторов, влияющих на их изменение

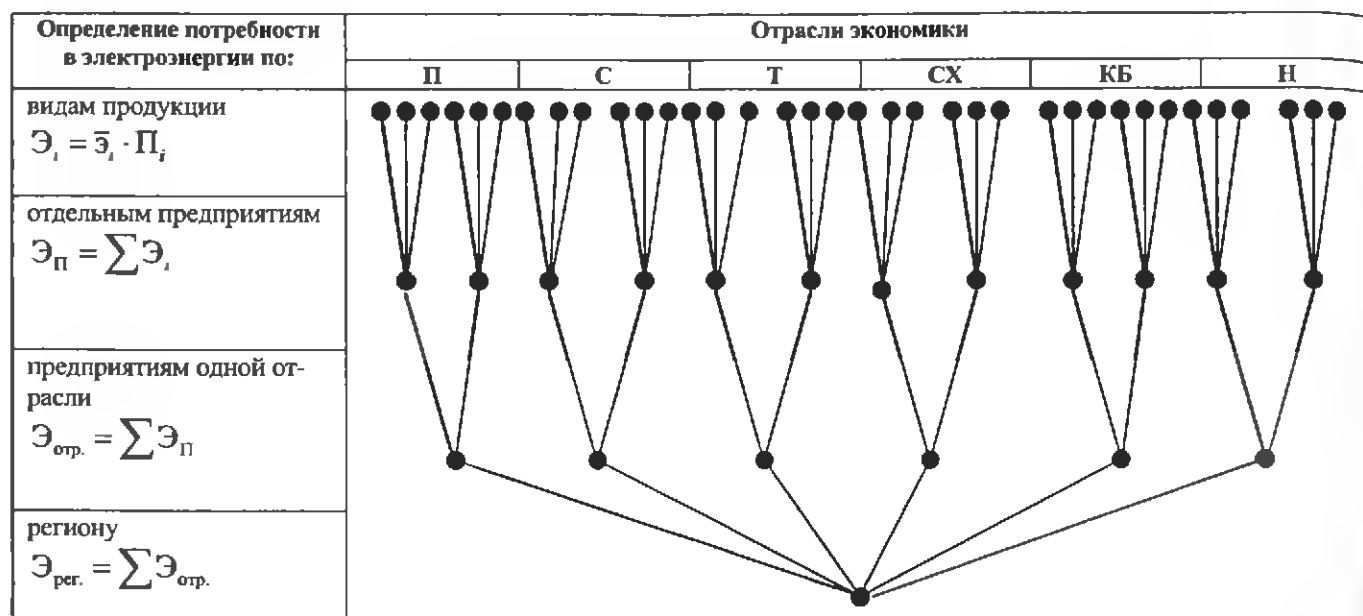


Рис. 7.3. Схема применения нормативного метода при планировании потребностей региона в электроэнергии

К факторам, увеличивающим нормы расходы электроэнергии, относятся:

- ухудшение качества перерабатываемого сырья;
- изменение номенклатуры и структуры продукции в сторону повышения более электроемких видов продукции;
- повышение степени износа энергопотребляющего оборудования;
- улучшение условий производства (увеличение освещенности производственных помещений, увеличение кратности обмена воздуха системами вентиляции и пр.);
- снижение нагрузки оборудования. Чем меньше степень загрузки оборудования, тем больше в общем электропотреблении доля расхода электроэнергии на холостой ход и выше норма расхода электроэнергии на производство единицы продукции.

К числу факторов, снижающих нормы расхода электроэнергии, относятся:

- увеличение единичной мощности энергопотребляющего оборудования;
- повышение интенсивности использования оборудования и оптимизация режима его работы;
- повышение КПД энергопотребляющих установок;
- снижение потерь электроэнергии в электрических сетях потребителей;
- переход на энергосберегающие технологии.

Детальный расчет потребности в электроэнергии промышленного предприятия предполагает использование частных норм расхода электроэнергии на промышленное освещение, вентиляцию, технологические и прочие нужды, и отказ от обобщенных норм расхода энергии на единицу продукции.

Аналогично планированию энергопотребления в промышленности в соответствии с нормами расходами электроэнергии на единицу продукции, работы или услуги определяется потребность в электроэнергии на транспорте, в сельском хозяйстве и коммунально-бытовом секторе.

Планирование потребности населения в электроэнергии производится по нормам расхода электроэнергии на одного жителя и численности жителей в районе:

$$\mathcal{E}_{нас.} = \bar{\mathcal{E}} \cdot N \text{ (кВт} \cdot \text{ч/год),}$$

где  $\bar{\mathcal{E}}$  — норма расхода электроэнергии на одного жителя, кВт · ч/чел.год;  $N$  — численность жителей в районе, чел.

Норма расхода электроэнергии на одного жителя зависит от оснащенности потребителей бытовыми электроприборами, обеспеченности жилой площадью, комфортности жилья. Рассчитанная с использованием нормативного метода плановая потребность в электроэнергии, уточняется путем введения поправки на величину ненормируемого электропотребления, составляющего 30–40% от энергопотребления в районе и представленного многочисленными мелкими и средними потребителями. Кроме того, для энергетических компаний исходной информацией при планировании спроса являются отчетные данные по электропотреблению за прошедшие периоды, очищенные от случайных искажений, а также данные проектов новых присоединений.

### 7.7. Графики электрической нагрузки

Электрическая нагрузка отдельных потребителей равна суммарной активной мощности работающих в данный момент электропотребляющих аппаратов и механизмов (электродвигателей, системы освещения, вентиляции, индукционных печей) и потерь мощности в сетях потребителей. Изменение активной электрической нагрузки потребителя (потребителей) по часам суток характеризуется суточным графиком нагрузки, конфигурация и параметры которого зависят от ряда факторов:

- природных: времени восхода и захода солнца, уровня естественного светового потока (облачный или солнечный день), температуры наружного воздуха, атмосферных явлений (дождь, снегопад);
- производственных, в том числе специфики технологии и режима производства;
- бытовых: режима активной жизнедеятельности людей, места их проживания (город, сельская местность); оснащенности жилища электробытовыми приборами и режима использования приборов.

К основным показателям, характеризующим режим энергопотребления потребителей относятся:

- максимальная ( $N_{\max}^n$ ) и минимальная ( $N_{\min}^n$ ) электрическая нагрузка потребителей, наблюдаемая в течение суток (рис. 7.4);
- средняя за сутки электрическая нагрузка потребителей:

$$N_{\text{ср}}^n = \frac{\mathcal{E}_{\text{сут}}^n}{24},$$

где  $\mathcal{E}_{\text{сут}}^n$  — суточное потребление электроэнергии потребителями.

- число часов использования максимальной нагрузки потребителей показывает, какое число часов в году потребитель мог бы работать с максимальной нагрузкой при данном годовом электропотреблении ( $\mathcal{E}_{\text{год}}^n$ )

$$h_{\max}^n = \frac{\mathcal{E}_{\text{год}}^n}{N_{\max}^n} \text{ (ч/год)}$$

для черной металлургии  $h_{\max}^n = 7000 - 7500$  ч/год;

для машиностроения  $h_{\max}^n = 4500 - 5000$  ч/год.

Конфигурация и параметры суточных графиков нагрузки потребителей зависят от характера электрических нагрузок, объединяемых в следующие группы:

- технологическая нагрузка промышленных потребителей (электропривод рабочих машин, электрические нагревательные печи, электрохимическое оборудование, электросварочные аппараты);
- электрическая тяга (магистральный, электрифицированный железнодорожный транспорт, городской электрифицированный транспорт);
- нагрузка коммунально-бытовой сферы (электропривод механизмов, системы канализации, водоснабжения) и населения (стиральные, посудомоечные машины, холодильники);

- осветительная нагрузка, включая освещение промышленных предприятий, уличное освещение, освещение жилых, офисных зданий и т.д.

На конфигурацию суточных графиков технологической нагрузки промышленных потребителей влияет:

- специфика технологического процесса. В отличие от непрерывного производства (рис. 7.4,а) график нагрузки прерывного производства имеет перерывы в электропотреблении (рис. 7.4,б);
- время начала и окончания работы (рис. 7.4,в);
- режим работы предприятия. При односменном режиме работы электрическая нагрузка в вечернее и ночное время минимальна; она определяется нагрузкой агрегатов, работающих круглосуточно (холодильников, систем вентиляции и пр.), рис. 7.4.г. Для двухсменного режима характерно незначительное снижение нагрузки во вторую смену и резкий спад в ночное время (рис. 7.4,д). Трехсменное производство имеет равномерный график нагрузки с некоторым снижением нагрузки в вечернюю и ночную смены в связи с окончанием работы в это время административного и ремонтного персонала (рис. 7.4,е);
- время и продолжительность обеденного перерыва;

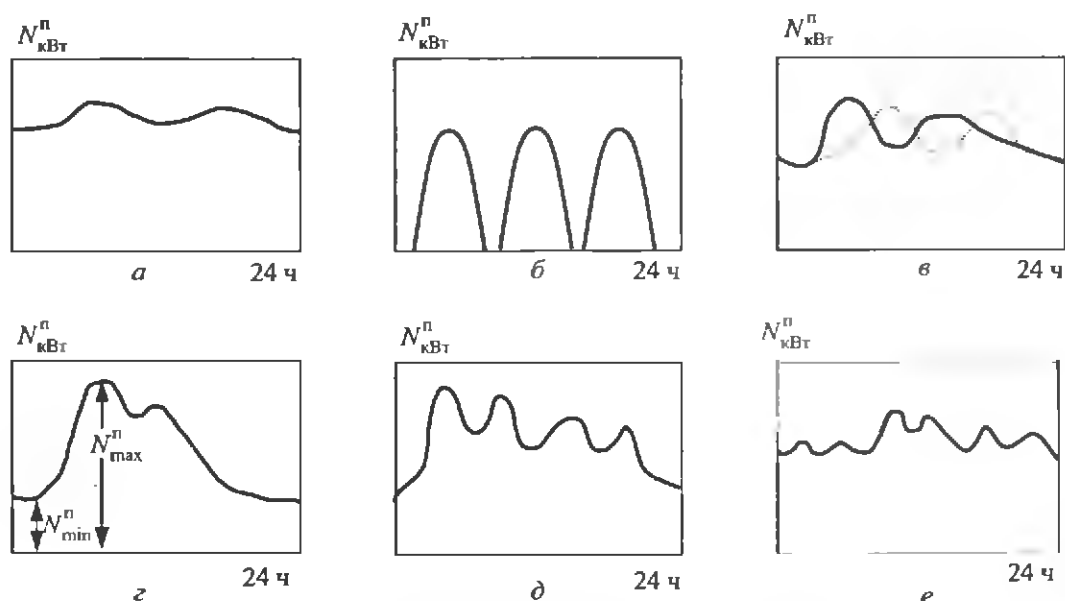


Рис. 7.4. Суточные графики технологической электрической нагрузки промышленных потребителей

Конфигурация графика промышленного освещения зависит от природных факторов (времени года, продолжительности светового дня и пр.) и производственных (режимных) условий (нормативной освещенности рабочих мест, времени начала и окончания работы) и характеризуется двумя пиками нагрузки: утренним и вечерним. Суточные графики нагрузки промышленных предприятий строятся путем совмещения графика технологической нагрузки и графика нагрузки промышленного освещения.

Суточные графики нагрузки магистрального электрифицированного железнодорожного транспорта относительно равномерны в результате движения поездов дальнего следования в течение 24-х часов в сутки. В графиках нагрузки пригородного электрифицированного железнодорожного транспорта и городского электрифицированного транспорта наблюдается увеличение нагрузки в вечернее и утренние часы и резкий спад нагрузки в ночное время.

Суточный график коммунально-бытовой нагрузки строится путем совмещения графиков электрической нагрузки системы канализации, водопровода, мелкомоторной бытовой нагрузки населения, имеющих ярко выраженные пики в утренние и вечерние часы суток, обусловленные режимом жизнедеятельности населения (временем сна, утреннего подъема, ухода на работу, возвращения с работы).

График осветительной нагрузки имеет следующие характерные особенности (рис. 7.5):

- в ночное время электрическая нагрузка минимальна в результате уменьшения освещенности улиц, снижения нагрузки освещения жилых и производственных помещений;
- утренний пик нагрузки, обусловлен бытовым режимом населения (подготовкой к выходу на работу, увеличением осветительной нагрузки в период до наступления светового дня);
- дневной спад нагрузки вызван наступлением светового времени суток;
- вечерний пик нагрузки связан с возвращением людей с работы домой и окончанием периода естественной освещенности;
- ночной спад нагрузки обусловлен снижением активности населения в позднее время суток.

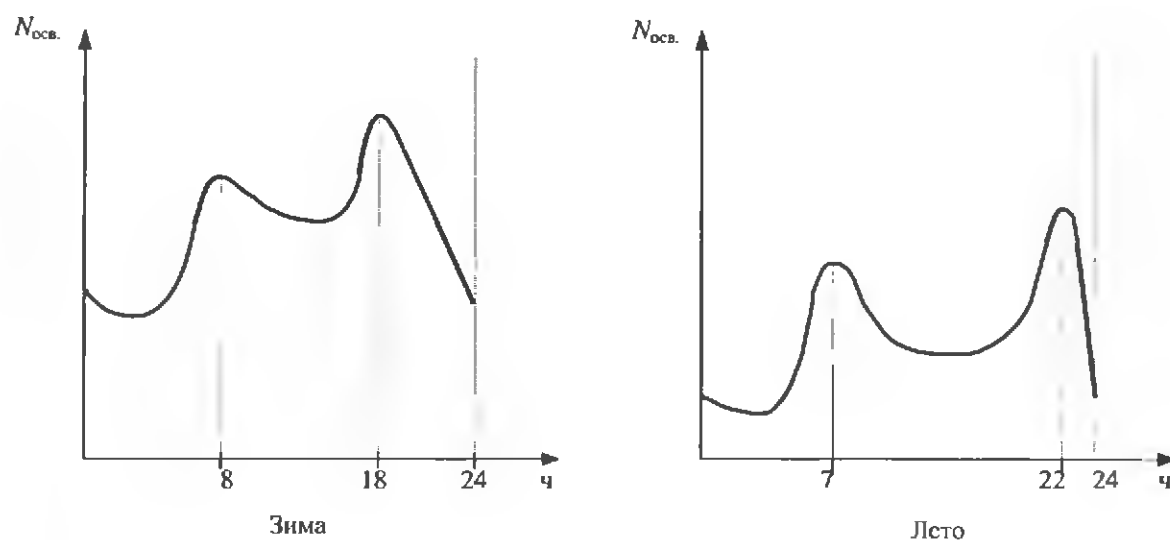


Рис. 7.5. Суточный график осветительной нагрузки

При разновременности наступления и окончания периода естественной освещенности в зимний и летний периоды графики осветительной нагрузки для зимних и летних суток (рис. 7.5) имеют существенные отличия:

- нагрузка в летние сутки меньше по сравнению с зимней нагрузкой;
- удлинение в летние сутки периода естественной освещенности и переход на летнее время приводит к смещению во времени пиковых нагрузок по сравнению с зимними сутками: утреннего пика с 8 на 7 часов, вечернего — с 18 на 22 часа.

В результате совмещения графиков нагрузки потребителей, графиков расхода мощности на собственные нужды электростанций, производственные и хозяйственные нужды компании, графика потерь мощности в электрических сетях формируется суточный график нагрузки энергосистемы, характеризующий изменение электрической нагрузки системы в течение суток.

Обобщающими параметрами суточных графиков нагрузки энергосистемы являются:

- максимальная электрическая нагрузка энергосистемы ( $N_{\max}$ ), характеризующая наибольшее значение активной нагрузки в течение суток (рис. 7.6).

В результате несовпадения во времени максимальных нагрузок отдельных потребителей совмещенный максимум нагрузки энергосистемы меньше по сравнению с арифметической суммой максимальных нагрузок потребителей. Разность между арифметической суммой максимальных нагрузок отдельных потребителей и совмещенным максимумом нагрузки энергосистемы составляет нагрузочный эффект:

$$N_{\text{нагр. эф-т}} = \sum_{n=1}^{n=k} N_{\max}^n - N_{\text{совм. max}}^n$$

Нагрузочный эффект позволяет уменьшить ввод мощности в энергосистеме и сэкономить инвестиции в развитие генерирующих мощностей.

- минимальная ( $N_{\min}$ ) и среднесуточная ( $N_{\text{ср.}}$ ) электрическая нагрузка энергосистемы (рис. 7.6);
- коэффициент плотности (коэффициент заполнения) суточного графика электрической нагрузки, равный:

$$\beta = \frac{N_{\text{ср.}}}{N_{\max}}$$

- коэффициент неравномерности суточного графика нагрузки:

$$\gamma = \frac{N_{\min}}{N_{\max}}.$$

Чем ближе значение коэффициентов плотности и неравномерности к единице, тем плотнее суточный график нагрузки, равномернее режим работы агрегатов электростанций и ниже себестоимость энергии. Конфигурация совмещенного суточного графика энергосистемы зависит от характера суточных графиков нагрузки отдельных групп потребителей, доли их нагрузки в суммарной нагрузке энергосистемы и географического размещения энергосистем (северный, центральный, южный районы России). Суточный график нагрузки энергосистемы имеет три характерные зоны (рис. 7.6):

- базисная зона (1), ограниченная минимальной нагрузкой в ночной период;
- полупиковая зона (2), расположенная между минимальной ночной и минимальной дневной нагрузкой;
- пиковая зона (3), ограниченная минимальной дневной нагрузкой и максимальной суточной нагрузкой энергосистемы.

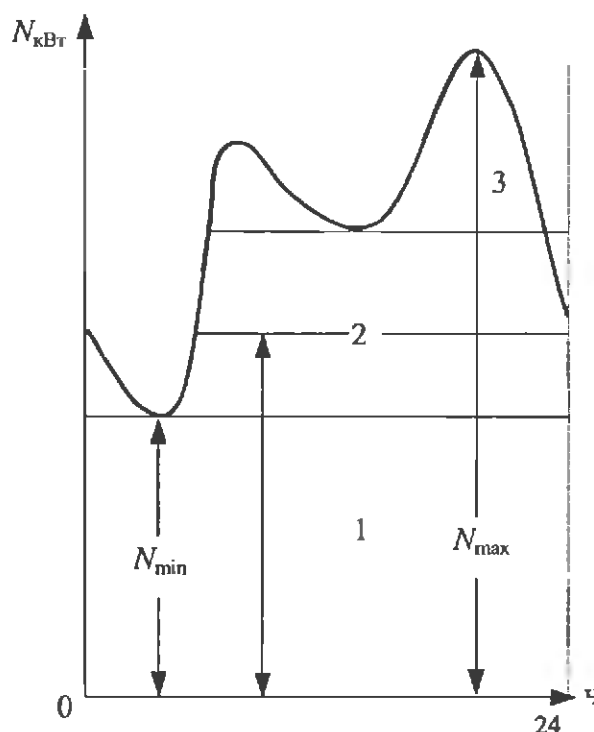


Рис. 7.6. Типовой суточный график нагрузки энергосистем для зимних суток

Типовой суточный график нагрузки энергосистемы для зимних суток (рис. 7.6) имеет два пика (утренний и вечерний) и два провала нагрузки (ночной и дневной). Уменьшение нагрузки в ночное время объясняется снижением нагрузки промышленных потребителей из-за окончания работы одно- и двухсменных производств и снижением нагрузки в ночную смену на предприятиях с трехсменным режимом работы, а так же спадом коммунальной, осветительной нагрузки, нагрузки электрифицированного городского и пригородного транспорта.

Утренний пик обусловлен увеличением нагрузки всех групп потребителей, и в первую очередь, промышленных потребителей. Уменьшение нагрузки в дневное время происходит в результате сокращения осветительной нагрузки и снижения нагрузки во время обеденного перерыва на предприятиях и организациях.

Вечерний пик нагрузки вызван ростом осветительной и коммунально-бытовой нагрузки.

Отличие типового летнего суточного графика нагрузки энергосистемы от типового графика зимних суток заключается в уменьшении осветительной нагрузки, спаде технологической нагрузки в пору летних отпусков, а также смещении пиковых нагрузок во времени из-за большей продолжительности светового дня (рис. 7.7) — утреннего пика не более ранние, вечернего на более поздние часы.

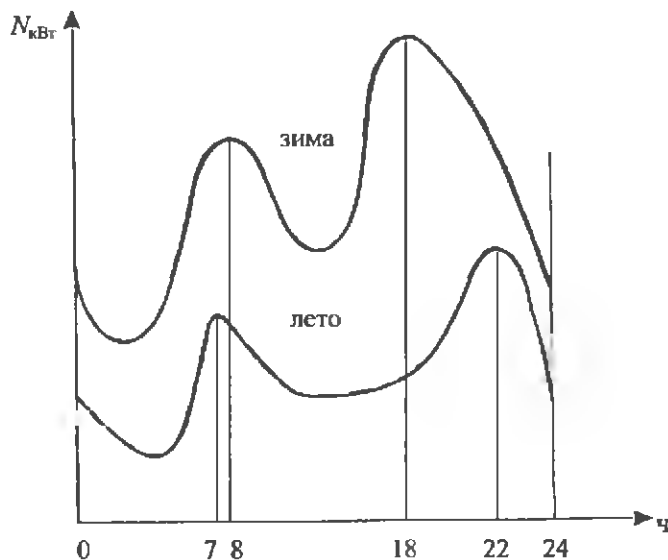


Рис. 7.7. Типовые суточные графики нагрузки энергосистемы для летних и зимних суток

Наряду с суточными графиками электрической нагрузки энергосистемы строится график изменения максимальных нагрузок энергосистемы по месяцам года, характеризующий снижение нагрузки в весенне-летний период (рис. 7.8), что позволяет проводить основной объем ремонтных работ в электроэнергетике в период с мая по сентябрь.

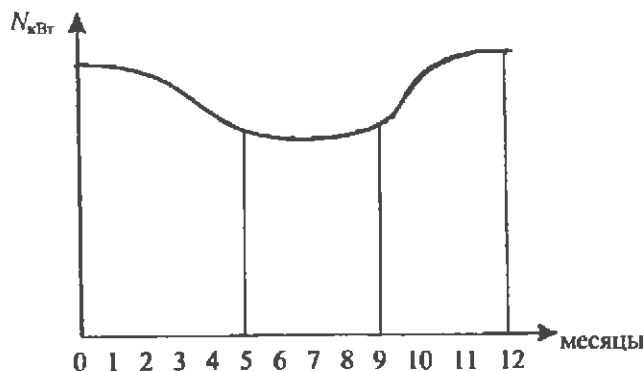


Рис. 7.8. График изменения максимальной электрической нагрузки энергосистемы по месяцам года

На основе суточных графиков нагрузки энергосистемы (рис. 7.9,а) строится годовой график электрической нагрузки по продолжительности (рис. 7.9,б), в котором, как и в суточном графике, выделяются базовая (1), полупиковая (2) и пиковая (3) зоны. Для электростанций, работающих в базовой зоне графика нагрузки число часов использования установленной мощности составляет 5000–7500 часов/год, в полупиковой зоне — 3000–5000 часов/год и в пиковой — менее 3000 часов в год.

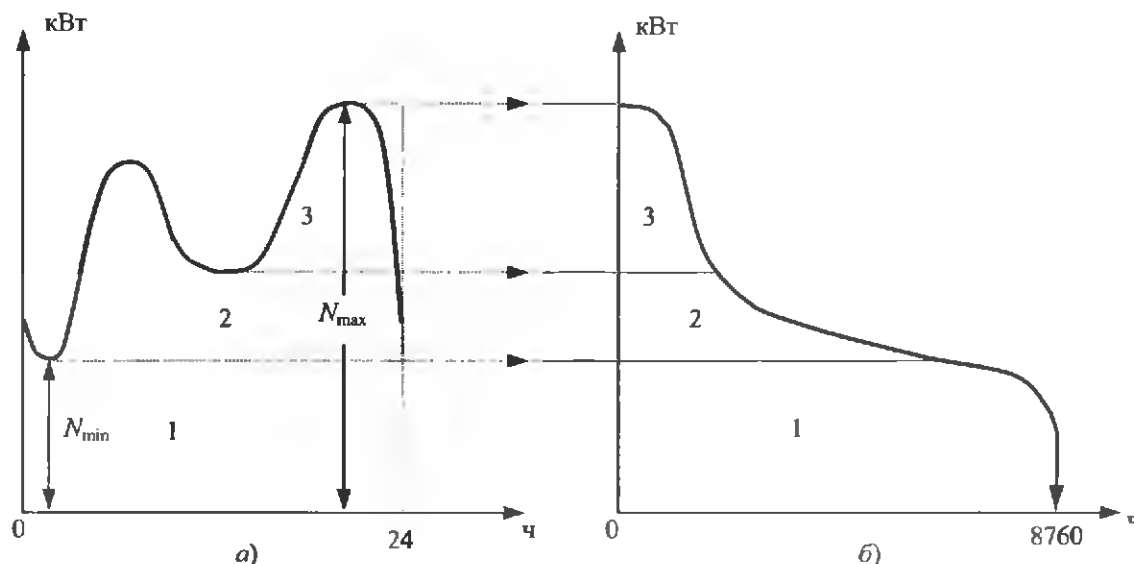


Рис. 7.9. Годовой график электрической нагрузки энергосистемы по продолжительности

## 7.8. Баланс электрической энергии и мощности

В электроэнергетике, при невозможности экономичного аккумулирования энергии в каждый момент времени должен выполняться баланс между генерируемой мощностью и электрической нагрузкой. Выполнение баланса мощности является неотъемлемым условием нормальной работы энергосистемы, характеризующим покрытие нагрузки потребителей с требуемой надежностью и качеством поставки.

Под надежностью энергоснабжения потребителей понимается способность энергосистемы не допускать ограничений электрической нагрузки из-за недостатка генерирующей мощности.

Важность составления плановых балансов энергии и мощности заключается в том, что они являются основой для проведения расчетов по обоснованию и регулированию тарифов на электрическую и тепловую энергию на рынках энергии и мощности. На базе балансов энергии и мощности, составляемых по районным энергетическим системам (то же самое — по АО-энерго) обосновываются тарифы на розничном рынке; на базе сводного баланса по ЕЭС России — на оптовом рынке энергии и мощности. Баланс энергии и мощности ЕЭС России утверждается Федеральной службой по тарифам, на его основе заключаются договоры купли-продажи между участниками оптового рынка энергии и мощности, выполнение которых является обязательным для участников рынка. Баланс электроэнергии и мощности ЕЭС России является коммерческой основой для ведения режима работы ЕЭС России. На основе плановых балансов энергии и мощности энергетические компании определяют свою потребность в денежных ресурсах, необходимых для выполнения плана производства, и получения обоснованной прибыли, в результате чего достигается баланс коммерческих интересов энергетической компании и потребителей.

Составление баланса мощности включает расчет приходной и расходной части баланса, при этом в первую очередь формируется расходная часть баланса. Баланс мощности имеет вид:

$$\underbrace{N_{\text{раб.}} + N_{\text{пок}}^{\text{ОРЭ}} + N_{\text{пок}}^{\text{незав.}}}_{\text{Приходная часть баланса}} = \underbrace{N_{\text{собств. потреб.}} + N_{\text{сн}} + N_{\text{пот.}} + N_{\text{произв.}} + N_{\text{хоз.}} + N_{\text{прод.}}^{\text{ОРЭ}} + N_{\text{рез.}}}_{\text{Расходная часть баланса}}$$

где  $N_{\text{раб.}}$  — рабочая мощность электростанций АО-энерго;  $N_{\text{пок.}}^{\text{ОРЭ}}$  — мощность, покупаемая с оптового рынка энергии и мощности;  $N_{\text{пок.}}^{\text{незав.}}$  — мощность, покупаемая у независимых производителей;  $N_{\text{собств. потреб.}}$  — электрическая нагрузка собственных потребителей АО-энерго;  $N_{\text{сн.}}$  — расход мощности на собственные нужды электростанций АО-энерго;  $N_{\text{пот.}}$  — потери мощности при передаче энергии по сетям;  $N_{\text{произв.}}$ ,  $N_{\text{хоз.}}$  — расход мощности соответственно на производственные и хозяйственные нужды АО-энерго;  $N_{\text{прод.}}^{\text{ОРЭ}}$  — мощность, продаваемая АО-энерго на оптовый рынок;  $N_{\text{рез.}}$  — резервная мощность.

Характер баланса определяется по величине сальдо — перетока мощности: если  $N_{\text{покуп.}}^{\text{ОРЭ}} > N_{\text{прод.}}^{\text{ОРЭ}}$ , баланс мощности дефицитен, в противном случае — избыточен.

При составлении планового баланса мощности в его расходной части следует учесть увеличение нагрузки за счет новых присоединений потребителей ( $N_{\text{присоед.}}^{\text{нов}}$ ), в приходной части — ввод новых ( $N_{\text{ввод.}}$ ) и демонтаж ( $N_{\text{демонт.}}$ ) выводимых из эксплуатации генерирующих мощностей.

$$N_{\text{раб.}} + N_{\text{пок}}^{\text{ОРЭ}} + N_{\text{пок}}^{\text{незав.}} + N_{\text{ввод.}} - N_{\text{демонт.}} = N_{\text{собств. потреб.}} + N_{\text{сн}} + N_{\text{тсн.}} + N_{\text{произв.}} + N_{\text{хоз.}} + N_{\text{присоед.}}^{\text{нов}} + N_{\text{прод.}}^{\text{ОРЭ}} + N_{\text{рез.}}$$

Плановый баланс мощности рассчитывается для зимних суток с максимальной электрической нагрузкой, что позволяет определить возможный дефицит генерируемой мощности в самый напряженный режимный день и запланировать ввод дополнительной мощности или выбрать иной вариант развития компании.

Баланс мощности для генерирующей компании имеет вид:

$$N_{\text{раб.}}^{\text{ген. комп.}} = \sum_1^n N_{\text{раб.}}^{\text{эл. ст.}} = \sum_1^n N_{\text{прод.}}^{\text{ген. комп.}} + \sum_1^n N_{\text{сн}}^{\text{эл. ст.}} + N_{\text{произв.}}^{\text{ген. комп.}} + N_{\text{хоз.}}^{\text{ген. комп.}} + N_{\text{рез.}}^{\text{ген. комп.}}$$

где  $n$  — число электростанций, входящих в состав генерирующей компании;  $N_{\text{прод.}}^{\text{ген. комп.}}$  — мощность, продаваемая генерирующей компанией на оптовый рынок.

Текущее состояние рынка электроэнергии определяется балансом энергии, то есть равенством производимой и потребляемой энергии. Поскольку в электроэнергетике работа «на склад» невозможна, баланс выработки и потребления электроэнергии должен выполняться для любого периода времени: часа, суток, месяца, года. В расходной части баланса наряду с потребностью в энергии всех групп потребителей района учитывается расход электроэнергии на собственные нужды электростанций, потери энергии в электрических сетях и пр. В приходной части баланса отражается выработка электроэнергии собственными и арендуемыми электростанциями АО-энерго, а также покупка энергии на оптовом рынке и у независимых производителей.



Характер баланса энергетической компании определяется по величине сальдо-перетока электроэнергии. В общем случае баланс электроэнергии энергосистемы (АО-энерго) записывается в следующем виде:

$$\underbrace{\mathcal{E}_{\text{выр.}} + \mathcal{E}_{\text{покуп.}}^{\text{ОРЭ}} + \mathcal{E}_{\text{покуп.}}^{\text{нез.}}}_{\text{Приходная часть баланса}} = \underbrace{\mathcal{E}_{\text{собств. потр.}} + \mathcal{E}_{\text{сн}} + \mathcal{E}_{\text{техн.}} + \mathcal{E}_{\text{произв.}} + \mathcal{E}_{\text{хоз.}} + \mathcal{E}_{\text{прод.}}^{\text{ОРЭ}}}_{\text{Расходная часть баланса}}$$

где  $\mathcal{E}_{\text{выр.}}$  — выработка электроэнергии собственными и арендуемыми электростанциями АО-энерго;  $\mathcal{E}_{\text{покуп.}}^{\text{ОРЭ}}$  — покупка электроэнергии на оптовом рынке энергии и мощности;  $\mathcal{E}_{\text{покуп.}}^{\text{нез.}}$  — покупка электроэнергии у независимых производителей;  $\mathcal{E}_{\text{собств. потр.}}$  — потребление электроэнергии потребителями, находящимися в зоне энергоснабжения АО-энерго (потребление собственными потребителями АО-энерго);  $\mathcal{E}_{\text{сн}}$  — расход электроэнергии на собственные нужды электростанций АО-энерго;  $\mathcal{E}_{\text{техн.}}$  — потери электроэнергии в сетях АО-энерго;  $\mathcal{E}_{\text{прод.}}^{\text{ОРЭ}}$  — электроэнергия, продаваемая на оптовый рынок;  $\mathcal{E}_{\text{произв.}}$ ,  $\mathcal{E}_{\text{хоз.}}$  — расход электроэнергии, соответственно, на производственные и хозяйственные нужды АО-энерго.

Баланс энергии для генерирующей компании представлен ниже:

$$\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{ген. комп.}} = \sum_1^n \mathcal{E}_{\text{выр.}}^{\text{эл ст}} = \sum_1^n \mathcal{E}_{\text{прод.}}^{\text{ген. комп.}} + \sum_1^n \mathcal{E}_{\text{сн}} + \mathcal{E}_{\text{хоз.}}^{\text{ген. комп.}} + \mathcal{E}_{\text{произв.}}^{\text{ген. комп.}},$$

где  $\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{ген. комп.}}$  — выработка электроэнергии станциями, входящими в состав генерирующей компании;  $n$  — число электростанций, входящих в состав генерирующей компании;  $\sum_1^n \mathcal{E}_{\text{прод.}}^{\text{ген. комп.}}$  — продажа электроэнергии на оптовый рынок с шин станций, входящих в состав генерирующей компании;  $\sum_1^n \mathcal{E}_{\text{сн}}$  — суммарный расход электроэнергии на собственные нужды станциями, входящих в состав генерирующей компании;  $\mathcal{E}_{\text{хоз.}}^{\text{ген. комп.}}$ ,  $\mathcal{E}_{\text{произв.}}^{\text{ген. комп.}}$  — расход энергии на производственные и хозяйственные нужды генерирующей компании.

## 7.9. Баланс тепловой энергии

Тепловая энергия используется промышленными потребителями на технологические цели и всеми группами потребителей — на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение.

Потребность в тепле, на технологические нужды, обеспечивается паром с давлением 1,0÷1,3 МПа из регулируемых производственных отборов турбин ПТ, из противоаварийных турбин Р, из котлов производственных котельных или редуцированием острого пара до требуемого давления.

Потребность потребителей в технологическом тепле в плановом периоде определяется нормативным методом, исходя из объема производимой продукции и нормы расхода тепла на единицу продукции:

$$Q_{\text{техн.}}^{\text{год.}} = q_{\text{техн.}} \cdot \Pi \text{ (Гкал/год)},$$

где  $q_{\text{техн.}}$  — норма расхода тепла на единицу продукции, Гкал/ед. прод.;  $\Pi$  — годовое производство продукции, ед. прод./год.

Максимальная тепловая технологическая нагрузка рассчитывается по формуле:

$$Q_{\text{техн.}}^{\text{max}} = \frac{Q_{\text{техн.}}^{\text{год.}}}{h_{\text{техн.}}^{\text{max}}} \text{ (Гкал/ч)},$$

где  $h_{\text{техн.}}^{\text{max}}$  — число часов использования максимальной тепловой технологической нагрузки, ч/год.

При трехсменном режиме работы предприятия суточный график технологической нагрузки имеет трехступенчатую конфигурацию (рис. 7.10,а) с минимальной тепловой нагрузкой в ночную смену (с 0 до 8 часов), а годовой график месячных максимальных нагрузок может быть представлен прямой линией (рис. 7.10,б).

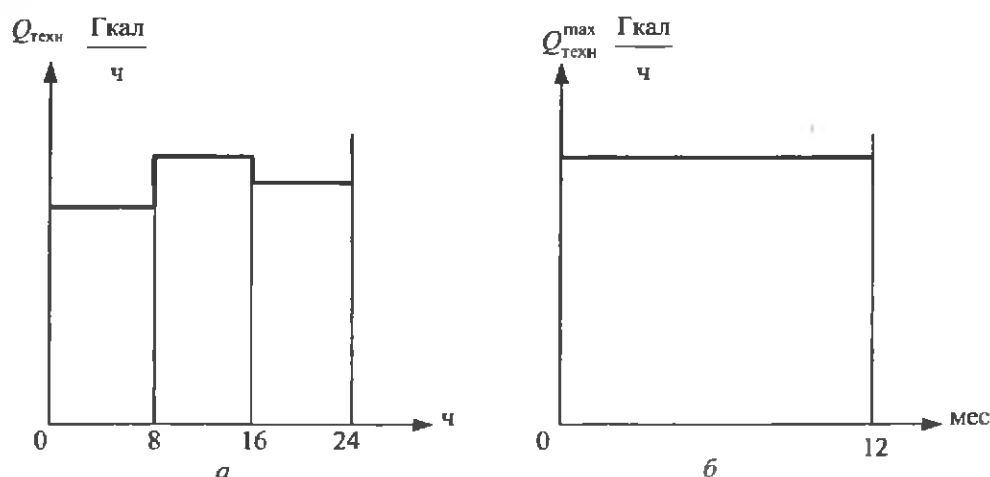


Рис. 7.10. Суточный (а) и годовой (б) графики тепловой технологической нагрузки

Потребность в тепле на отопление производственных и жилых зданий определяется, исходя из отопительной характеристики здания, зависящей от материала здания (кирпич, железобетон, дерево и т.д.), и степени остекленности:

$$Q_{\text{отопл}}^{\text{год}} = q_v \cdot V_n (t_{\text{внутр}} - t_{\text{наруж}}) \cdot h_{\text{отопл}} \quad (\text{Гкал/год}),$$

где  $q_v$  — отопительная характеристика здания, характеризующая, сколько тепла теряет 1 м<sup>3</sup> здания за час при разности температур внутри и снаружи помещения, равной одному градусу Цельсия (ккал/м<sup>3</sup> · ч · °С);  $V_n$  — наружный объем здания м<sup>3</sup>;  $t_{\text{наруж}}$  — наружная температура воздуха, средняя за отопительный период, °С;  $t_{\text{внутр}}$  — температура внутри помещения, °С;  $h_{\text{отопл}}$  — продолжительность отопительного периода, ч/год.

Расход тепла на отопление жилых и общественных зданий можно рассчитать, исходя из нормы расхода тепла на отопление в расчете на одного жителя и численности жителей в районе:

$$Q_{\text{отопл}}^{\text{год}} = q_{\text{от}} \cdot N \quad (\text{Гкал/год}),$$

где  $N$  — число жителей в районе;  $q_{\text{от}}$  — норма расхода тепла на отопление, равная для жилых зданий, расположенных в центральных районах России 1,66; в Сибири 3,22 Гкал/чел·год; для общественных зданий 0,28–0,81 Гкал/чел · год.

Максимальная отопительная нагрузка района теплоснабжения определяется, как:

$$Q_{\text{отопл}}^{\text{max}} = \frac{Q_{\text{отопл}}^{\text{год}}}{h_{\text{отопл}}^{\text{max}}} \quad (\text{Гкал/ч}),$$

где  $h_{\text{отопл}}^{\text{max}}$  — число часов использования максимальной отопительной нагрузки для данного района.

На конфигурацию суточного графика отопительной нагрузки влияет изменение температуры наружного воздуха в течение суток. При неизменной суточной температуре нагрузка постоянна (рис. 7.11,а). В годовом графике максимальных отопительных нагрузок в весенне-летний период отопительная нагрузка отсутствует (рис. 7.11,б).

Годовой график отопительной нагрузки по продолжительности имеет пик нагрузки, соответствующий нагрузке, характерной для самых низких температур наружного воздуха (рис. 7.11, в).

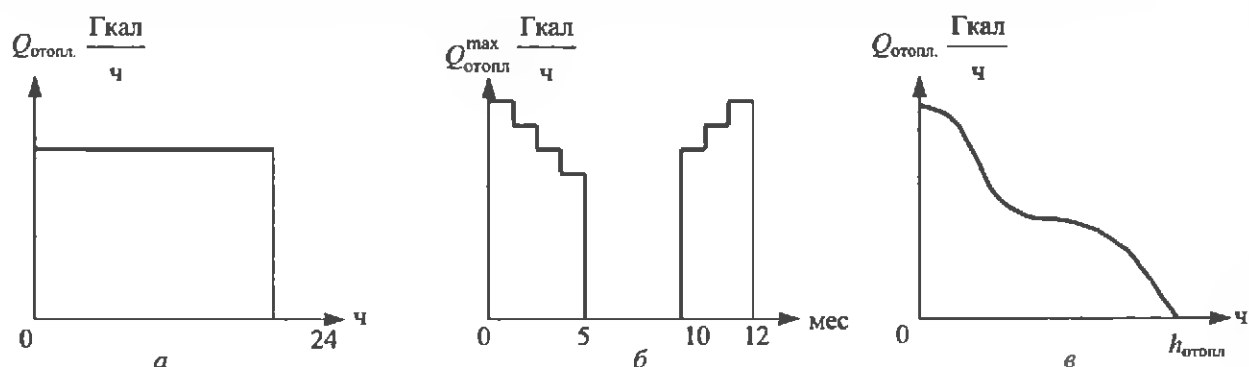


Рис. 7.11. Графики отопительной нагрузки: а — суточный; б — максимальных месячных нагрузок; в — годовой график отопительной нагрузки по продолжительности

Потребность района в тепле на горячее водоснабжение рассчитывается, исходя из нормы расхода тепла на горячее водоснабжение на одного жителя и численности населения в районе

$$Q_{г.в.}^{\text{год}} = q_{г.в.} \cdot N \text{ (Гкал/год)},$$

где  $q_{г.в.}$  — норма расхода тепла на горячее водоснабжение, равная для России 1,95 Гкал/чел · год.

Максимальная нагрузка горячего водоснабжения рассчитывается по формуле:

$$Q_{г.в.}^{\text{max}} = \frac{Q_{г.в.}^{\text{год}}}{h_{г.в.}^{\text{max}}} \text{ (Гкал/ч)},$$

где  $h_{г.в.}^{\text{max}}$  — число часов использования максимальной нагрузки горячего водоснабжения.

Суточный график нагрузки горячего водоснабжения имеет два пика — утренний и вечерний, и два провала — ночной и дневной (рис. 7.12, а), обусловленные режимом жизнедеятельности населения. Конфигурация годовых графиков ввиду постоянного пользования населением горячей водой в течение календарного года имеет вид прямой линии (рис. 7.12, б).

Отопительная нагрузка и нагрузка горячего водоснабжения покрываются теплом из регулируемых теплофикационных отборов турбин Т и ПТ с давлением в отборе от 0,05 до 0,5 МПа, от водогрейных котлов ТЭЦ или отопительных котельных.

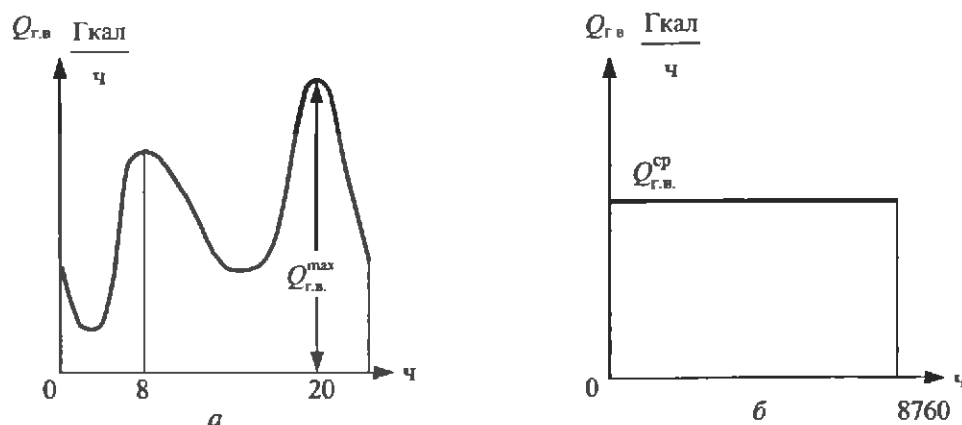


Рис. 7.12. Графики нагрузки горячего водоснабжения: а — суточный; б — годовой график по продолжительности;  $Q_{г.в.}^{\text{сп}}$  — среднегодовая нагрузка горячего водоснабжения

Часть тепла, вырабатываемого теплогенерирующими установками, расходуется на их собственные нужды и потери тепла в тепловых сетях (последние составляют 5–8% от отпуска тепла с коллекторов ТЭЦ и котельных). Снижение потерь тепла в тепловых сетях достигается путем использования более качественных теплоизоляционных материалов, прокладкой тепловых сетей в бетонных каналах, а не в земляных траншеях, или «труба в трубе», передачей тепла на оптимальные расстояния (паром не более чем на 3–5 км, горячей водой при двухтрубной системе на 30 км), приближением теплогенерирующих установок к потребителям и сокращением протяженности тепловых сетей.

Ввиду использования для передачи тепла разных теплоносителей, имеющих разные параметры ( $t, p$ ), балансы тепла составляются по отдельным теплоносителям и параметрам пара.

В общем случае баланс тепловой энергии имеет вид:

$$Q_{\text{отп. с колл.}}^{\text{ТЭЦ}} + Q_{\text{отп. с колл.}}^{\text{кот.}} + Q_{\text{пок.}} = Q_{\text{отп.}}^{\text{потр.}} + Q_{\text{пот.}}^{\text{т.с.}}$$

где  $Q_{\text{отп. с колл.}}^{\text{ТЭЦ}}$ ,  $Q_{\text{отп. с колл.}}^{\text{кот.}}$  — тепло, отпущенное с коллекторов ТЭЦ и котельных в теплосеть;  $Q_{\text{пок.}}$  — тепло, покупаемое у сторонних источников тепла;  $Q_{\text{отп.}}^{\text{потр.}}$  — тепло, отпущенное потребителям из тепловых сетей;  $Q_{\text{т.с.}}^{\text{пот.}}$  — потери тепла в тепловых сетях.

Поскольку в приходной части баланса отражается не выработка, а отпуск тепла с коллекторов, в расходной части баланса расход тепла на собственные нужды ТЭЦ и котельных не учитывается. В силу ограниченности радиуса передачи тепла балансы тепловой энергии и мощности рассчитываются по районам теплоснабжения, после чего составляется сводный баланс по АО-энерго.

## 7.10. Баланс топлива

Баланс топлива за отчетный период составляется на основе данных учета, производимого в соответствии с «Правилами учета топлива на электрических станциях», предусматривающими ведение бухгалтерского и технического учета топлива. Основной задачей бухгалтерского учета топлива является правильное и своевременное документирование всех операций по движению топлива. Технический учет топлива имеет целью учет поступления и расхода топлива и базируется на 100%-ном взвешивании твердого и жидкого топлива и непрерывном контроле по газовым счетчикам расхода газообразного топлива.

Поступающее на топливный склад твердое топливо взвешивается вагонными весами, а подаваемое на производство — ленточными весами. Расход мазута определяется по изменению за сутки уровня мазута в расходных баках мазутохранилища. Количество поставляемого и израсходованного за отчетный период (год, квартал, месяц) топлива оценивается по данным технического учета и результатам ежемесячной инвентаризации остатков топлива, хранящегося в штабелях, приемо-разгрузочных бункерах топливоподачи, в бункерах котельных, в расходных баках мазутохранилищ и других емкостях.

Плановый топливный баланс составляется на базе нормативных удельных расходов топлива и планового отпуска энергии. Планирование расхода топлива на электростанциях опирается на энергетические характеристики оборудования и позволяет в полной мере учитывать влияние режима работы агрегатов, их техническое состояние и условия эксплуатации.

Баланс топлива, составляемый по видам и маркам топлива, имеет вид:

$$V_{i \text{ на скл.}}^{\text{н.п.}} + V_{i \text{ пост.}} = V_{i \text{ расх.}} + V_{i \text{ на скл.}}^{\text{к.п.}}$$

где  $V_{i \text{ на скл.}}^{\text{н.п.}}$ ,  $V_{i \text{ на скл.}}^{\text{к.п.}}$  — количество топлива  $i$ -го вида, находящееся на складе, соответственно, на начало и конец отчетного (планового) периода;  $V_{i \text{ пост.}}$  — количество топлива  $i$ -го вида, поступившего на станцию за отчетный (плановый) период;  $V_{i \text{ расх.}}$  — расход топлива  $i$ -го вида за отчетный (плановый) период;  $i$  — вид топлива.

## 7.11. Производственные показатели электростанций

Решение финансово-экономических задач управления компанией невозможно без учета и планирования ее производственных показателей, в том числе производства, передачи, распределения и сбыта электроэнергии и тепла, методические основы расчета которых представлены ниже.

### 1. Показатели производственной мощности электростанций.

Наряду с показателями установленной, располагаемой и рабочей мощности электростанций и генерирующих компаний в технико-экономических расчетах используются показатели мощности, характерные для определенной точки сети:

- мощность в точке раздела генерации и передачи, то есть мощность, передаваемая с шин электростанций в сеть (рис. 7.13). Данная мощность  $N_{ш.ст.}$  меньше установленной или рабочей на

величину расхода мощности на собственные нужды электростанции:

$$N_{ш.ст.} = N_y - N_{с.н.} = N_y - K_{с.н.} N_y = N_y (1 - K_{с.н.}) \text{ (кВт);}$$

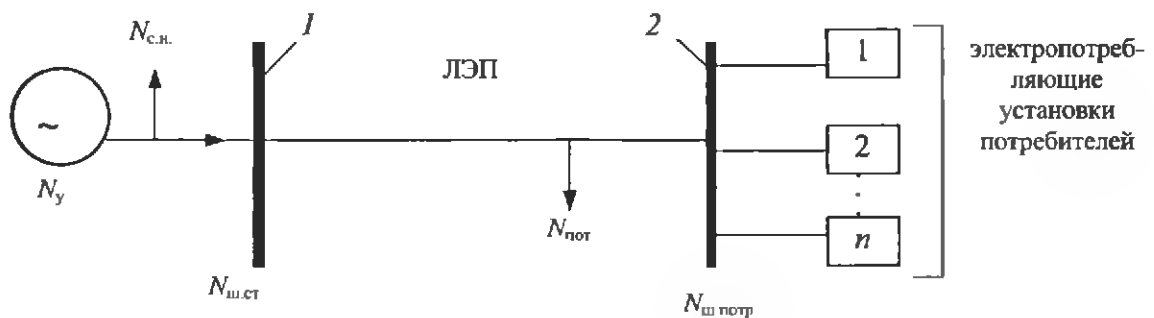


Рис. 7.13. Схема для определения мощности, отпускаемой в сеть и из сети  
(1 — шины электростанции; 2 — шины потребителей.)

- мощность в точке раздела сетей энергетической (сетевой) компании и сетей потребителей. Данная мощность — это мощность, переданная на шины потребителей ( $N_{ш.потр.}$ ), которая меньше мощности, переданной с шин станции в сеть, на величину потерь мощности при передаче ( $N_{пот.}$ ):

$$N_{ш.потр.} = N_{ш.ст.} - N_{пот.} = N_{ш.ст.} - K_{пот.} N_{ш.ст.} = N_{ш.ст.} (1 - K_{пот.}) = N_y (1 - K_{с.н.}) (1 - K_{пот.}) \text{ (кВт)},$$

где  $K_{пот.}$  — коэффициент потерь мощности при передаче энергии по сетям.

### 2. Показатели выработки и отпуска электроэнергии.

- Выработка электроэнергии электростанциями за отчетный период определяется по разности показаний счетчиков на конец и начало отчетного периода, установленных на клеммах генераторов.

Определение выработки электроэнергии в технико-экономических расчетах производится:

— на основе суммарной потребности в электроэнергии потребителей ( $\mathcal{E}_{ш.потр.}$ ):

$$\mathcal{E}_{выр.} = \frac{\mathcal{E}_{ш.потр.}}{(1 - K_{с.н.})(1 - K_{пот.})} \text{ (кВт} \cdot \text{ч/год)},$$

— на основе числа часов использования установленной мощности ( $h_y$ ):

$$\mathcal{E}_{выр.} = N_y \cdot h_y \text{ (кВт} \cdot \text{ч/год)}.$$

- Электроэнергия, отпускаемая (передаваемая) с шин электростанции в сеть, меньше выработки электроэнергии на величину расхода электроэнергии станции на собственные нужды:

$$\mathcal{E}_{отп. ш.ст.} = \mathcal{E}_{выр.} - \mathcal{E}_{с.н.} = \mathcal{E}_{выр.} \cdot (1 - K_{с.н.}) = N_y h_y (1 - K_{с.н.}) \text{ (кВт} \cdot \text{ч/год)}.$$

- Электроэнергия, передаваемая потребителям из сети, меньше электроэнергии, передаваемой в сеть с шин электростанции, на величину потерь электроэнергии при передаче по сетям ( $\mathcal{E}_{\text{пот.}}$ ):

$$\mathcal{E}_{\text{ш. потр.}} = \mathcal{E}_{\text{ш. ст.}} - \mathcal{E}_{\text{пот}} = \mathcal{E}_{\text{ш. ст.}} (1 - K_{\text{пот.}}) = \mathcal{E}_{\text{выр.}} (1 - K_{\text{с.н}}) (1 - K_{\text{пот.}}) \text{ (кВт} \cdot \text{ч/год)}.$$

### 3. Показатели расхода топлива.

В плановых и проектных расчетах годовой расход топлива на электростанциях рассчитывается с использованием нормативных удельных расходов топлива.

- Расход топлива на производство электроэнергии на КЭС равен:

$$B_{\text{КЭС}} = v_{\text{норм.}}^{\text{КЭС}} \cdot \mathcal{E}_{\text{ш. ст.}}^{\text{КЭС}} \text{ (т у.т./год)},$$

где  $\mathcal{E}_{\text{ш. ст.}}^{\text{КЭС}}$  — электроэнергия, переданная с шин КЭС в сеть, кВт · ч/год;  $v_{\text{норм.}}^{\text{КЭС}}$  — нормативный удельный расход топлива на переданный с шин КЭС в сеть киловатт-час, г у.т./кВт · ч.

- Расход топлива на ТЭЦ на производство электрической энергии определяется, исходя из годового расхода тепла на производство электроэнергии ( $Q_3$ ) и нормативного удельного расхода топлива на Гкал свежего пара, используемую на производство электроэнергии данным агрегатом:

$$B_{\text{ТЭЦ}} = Q_3 \cdot v_q \text{ (т у.т./год)},$$

где  $v_q$  — нормативный удельный расход топлива на Гкал свежего пара, используемую для производства электроэнергии, кг у.т./Гкал;

$$v_q = \frac{143}{\eta_{\text{п.г.}}^{\text{бр.}} \eta_{\text{т.п}}} \text{ (кг у.т./Гкал)},$$

где  $\eta_{\text{п.г.}}^{\text{бр.}}$  — КПД парогенератора брутто в долях от единицы;  $\eta_{\text{т.п.}}$  — КПД передачи пара по паропроводу от парогенератора к турбине (КПД теплового потока);  $Q_3$  — расход тепла на производство электроэнергии, определяемый по энергетическим характеристикам турбин, Гкал/год:

$$Q_3 = Q_{\text{хх}} \cdot T_{\text{раб}} + q_k \cdot \mathcal{E}_k + q_{\text{т}} \cdot \mathcal{E}_{\text{т}} \text{ (Гкал/ч)},$$

где  $Q_{\text{хх}}$  — расход тепла на холостой ход турбины, Гкал/ч;  $T_{\text{раб}}$  — время работы турбины в течение года, ч/год;  $q_k$  — относительный прирост тепла на производство электроэнергии по конденсационному режиму, Гкал/МВт · ч;  $\mathcal{E}_k$  — выработка электроэнергии по конденсационному режиму МВт · ч/год;  $q_{\text{т}}$  — относительный прирост тепла на производство электроэнергии по теплофикационному режиму, Гкал/МВт · ч;  $\mathcal{E}_{\text{т}}$  — выработка электроэнергии по теплофикационному режиму, МВт · ч/год.

Расход топлива на тепло, отпущенное с коллекторов ТЭЦ, определяется на основе нормативных удельных расходов топлива на отпущенную Гкал тепла, в частности:

$$B_{\text{ТЭЦ}}^{\text{т}} = v_q^{\text{пр.}} Q_{\text{год}}^{\text{отб. пр.}} + v_q^{\text{т.}} Q_{\text{год}}^{\text{отб. т.}} + v_q^{\text{пвк}} Q_{\text{год}}^{\text{пвк}} \text{ (т у.т./год)},$$

где  $v_q^{\text{пр.}}$  — нормативный удельный расход топлива на отпущенную из производственных отборов турбин ПТ Гкал тепла, т у.т./Гкал;  $Q_{\text{год}}^{\text{отб. пр.}}$  — тепло, отпущенное из производственных отборов турбин в тепловую сеть, Гкал/год;  $v_q^{\text{т.}}$  — нормативный удельный расход топлива на отпущенную из теплофикационных отборов в теплосеть Гкал тепла, т у.т./Гкал;  $Q_{\text{год}}^{\text{отб. т.}}$  — тепло, отпущенное из теплофикационных отборов турбин, Гкал/год;  $v_q^{\text{пвк}}$  — нормативный удельный расход топлива на отпущенную от пиковых котлов Гкал тепла, т у.т./Гкал;  $Q_{\text{год}}^{\text{пвк}}$  — тепло, отпущенное от пиковых водогрейных котлов в тепловую сеть, Гкал/год.

Общий расход топлива на ТЭЦ равен сумме расхода топлива на производство электроэнергии и отпуск тепла:

$$B_{\text{ТЭЦ}} = B_{\text{ТЭЦ}}^{\text{э}} + B_{\text{ТЭЦ}}^{\text{т}} \quad (\text{т у.т./год}).$$

- Расход топлива в котельной определяются как:

$$B_{\text{кот.}} = B_{\text{норм.}}^{\text{кот}} \cdot Q_{\text{год}}^{\text{кот}} \quad (\text{т у.т./год}),$$

где  $B_{\text{норм.}}^{\text{кот}}$  — нормативный удельный расход топлива на Гкал тепла, отпущенную в сеть с коллекторов котельной, т у.т./Гкал;  $Q_{\text{год}}^{\text{кот}}$  — тепло, отпущенное в сеть с коллекторов котельной, Гкал/год.

- Для АО-энерго расход топлива равен суммарному расходу топлива по всем электростанциям и котельным, находящимся на балансе АО, то есть

$$B_{\text{АО}} = \sum_1^i B_{\text{ТЭС}} + \sum_1^n B_{\text{кот}} \quad (\text{т у.т./год}).$$

Ввиду отдельного учета и планирования расхода топлива по видам энергии (электрической и тепловой) расход топлива по АО-энерго составляет

$$B_{\text{АО}} = B_{\text{АО}}^{\text{э}} + B_{\text{АО}}^{\text{т}} \quad (\text{т у.т./год}),$$

где  $B_{\text{АО}}^{\text{э}}$  — расход топлива на производство электроэнергии станциями АО-энерго;  $B_{\text{АО}}^{\text{т}}$  — расход топлива на тепло, отпущенное с коллекторов ТЭЦ и котельных.

Наряду с расходами топлива за период (год, квартал, месяц) в технико-экономических расчетах используются показатели удельных расходов топлива. Удельный расход топлива на выработанный кВт · ч электроэнергии характеризует количество условного топлива, израсходованного на выработку киловатт-часа электроэнергии.

При известном годовом расходе топлива:

- удельный расход топлива на выработанный кВт · ч определяется, исходя из годового расхода топлива на производство электроэнергии ( $B_{\text{год}}^{\text{э}}$ ) и годовой выработки электроэнергии на ТЭС ( $\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{год}}$ ), то есть:

$$b_{\text{выр}}^{\text{э}} = \frac{B_{\text{год}}^{\text{э}}}{\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{год}}} \quad (\text{кг у.т./кВт · ч});$$

- удельный расход топлива на отпущенный с шин электростанции в сеть кВт · ч определяется:

$$b_{\text{ш.ст.}}^{\text{э}} = \frac{B_{\text{год}}^{\text{э}}}{\mathcal{E}_{\text{ш.ст.}}^{\text{год}}} = \frac{B_{\text{год}}^{\text{э}}}{\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{год}} (1 - K_{\text{сн}})} = \frac{b_{\text{выр}}^{\text{э}}}{1 - K_{\text{сн}}} \quad (\text{кг у.т./кВт · ч});$$

- удельный расход топлива на переданный потребителям из сети кВт · ч:

$$b_{\text{ш.потр.}}^{\text{э}} = \frac{B_{\text{год}}^{\text{э}}}{\mathcal{E}_{\text{ш.потр.}}^{\text{год}}} = \frac{B_{\text{год}}^{\text{э}}}{\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{год}} (1 - K_{\text{сн}})(1 - K_{\text{пот.}})} = \frac{b_{\text{выр}}^{\text{э}}}{(1 - K_{\text{сн}})(1 - K_{\text{пот.}})} = \frac{b_{\text{ш.ст.}}^{\text{э}}}{1 - K_{\text{пот.}}} \quad (\text{кг у.т./кВт · ч}).$$

Поскольку в вышеприведенных формулах годовой расход топлива на станции ( $B_{\text{год}}^{\text{э}}$ ) неизменен, в то время, как  $\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{год}} > \mathcal{E}_{\text{ш.ст.}}^{\text{год}} > \mathcal{E}_{\text{ш.потр.}}^{\text{год}}$ , соотношение между удельными расходами топлива имеет вид:

$$b_{\text{выр}}^{\text{э}} < b_{\text{ш.ст.}}^{\text{э}} < b_{\text{ш.потр.}}^{\text{э}}.$$

В технико-экономических расчетах, при известном годовом расходе топлива, удельные расходы топлива на кВт · ч определяются, исходя из удельного расхода топлива на производство электроэнергии в идеальном цикле производства электроэнергии и КПД электростанции.

Удельный расход топлива на выработанный кВт · ч в идеальном цикле производства электроэнергии, то есть при коэффициенте полезного действия электростанции, равном 100%, составляет:

$$b_{\text{выр. идеал.}}^{\text{э}} = \frac{860}{7000} = 0,123 \text{ (кг у.т./кВт · ч)},$$

где 860 ккал/кВт · ч — удельный расход тепла на выработанный кВт · ч в идеальном цикле производства электроэнергии;

7000 ккал/кг у.т. — теплотворная способность килограмма условного топлива.

- Удельный расход топлива на произведенный кВт · ч в реальном цикле больше аналогичного показателя в идеальном цикле в результате потерь при производстве электроэнергии, учитываемых КПД ТЭС брутто:

$$b_{\text{выр.}}^{\text{э}} = \frac{0,123}{\eta_{\text{ТЭС}}^{\text{бр}}} \text{ (кг у.т./кВт · ч)},$$

где  $\eta_{\text{ТЭС}}^{\text{бр}}$  — КПД брутто тепловой электростанции по производству электроэнергии.

- Удельный расход топлива на переданный в сеть с шин станции кВт · ч определяется:

$$b_{\text{ш.ст.}}^{\text{э}} = \frac{0,123}{\eta_{\text{ТЭС}}^{\text{бр}} (1 - K_{\text{сн}}^{\text{ТЭС}})} = \frac{b_{\text{выр.}}^{\text{э}}}{1 - K_{\text{сн}}^{\text{ТЭС}}} \text{ (кг у.т./кВт · ч)}.$$

Учитывая, что  $\eta_{\text{ТЭС}}^{\text{нетто}} = \eta_{\text{ТЭС}}^{\text{бр}} (1 - K_{\text{сн}}^{\text{ТЭС}})$ , удельный расход топлива на переданный в сеть с шин станции кВт · ч рассчитывается, как:

$$b_{\text{ш.ст.}}^{\text{э}} = \frac{0,123}{\eta_{\text{ТЭС}}^{\text{нетто}}} \text{ (кг у.т./кВт · ч)}.$$

- Удельный расход топлива на кВт · ч, переданный из сети на шины потребителей, рассчитывается:

$$b_{\text{ш.потр}}^{\text{э}} = \frac{0,123}{\eta_{\text{ТЭС}}^{\text{бр}} (1 - K_{\text{сн}}^{\text{ТЭС}}) (1 - K_{\text{пот.}})} = \frac{b_{\text{выр.}}^{\text{э}}}{(1 - K_{\text{сн}}^{\text{ТЭС}}) (1 - K_{\text{пот.}})} = \frac{b_{\text{ш.ст.}}^{\text{э}}}{1 - K_{\text{пот.}}} \text{ (кг у.т./кВт · ч)}$$

или

$$b_{\text{ш.потр}}^{\text{э}} = \frac{0,123}{\eta_{\text{ТЭС}}^{\text{нетто}} (1 - K_{\text{пот.}})} \text{ (кг у.т./кВт · ч)}.$$

- Удельный расход топлива на отпущенную в теплосеть с коллекторов ТЭЦ или котельной Гкал тепла определяется, как отношение годового расхода топлива на производство тепла ( $B_{\text{год}}^q$ ) к годовому отпуску тепла с коллекторов ТЭЦ или котельной ( $Q_{\text{отп}}^{\text{год}}$ ):

$$b_{\text{отп. с колл.}}^q = \frac{B_{\text{год}}^q}{Q_{\text{отп.}}^{\text{год}}} \text{ (кг у.т./Гкал)}.$$

- Удельный расход топлива на отпущенную с коллекторов Гкал тепла может быть определен через удельный расход топлива на производство одной Гкал тепла в идеальном цикле:

$$b_{\text{идеал.}}^q = \frac{10^6}{7000} = 143 \text{ (кг у.т./Гкал)},$$

где  $10^6$  ккал/Гкал — количество ккал в одной Гкал; 7000 ккал/кг у.т. — теплотворная способность одного килограмма условного топлива; 143 кг у.т./Гкал — удельный расход топлива на производство одной Гкал тепла в идеальном цикле производства тепла при КПД брутто котла или парогенератора, равном 100%.



В действительности КПД брутто теплогенерирующей установки меньше 100% на величину от- носительных потерь тепла в парогенераторе:

$$\eta_{\text{ПГ}}^{\text{бр}} = 100\% - q_{\text{потерь}},$$

где  $q_{\text{потерь}}$  — относительные потери тепла в котле или парогенераторе, %;

$$q_{\text{потерь}} = q_{\text{физ.нед.}} + q_{\text{хим.нед.}} + q_{\text{ух.газ}} + q_{\text{зол.}} + q_{\text{окр.ср}},$$

где  $q_{\text{физ.нед.}}$  — потери тепла с физическим недожогом топлива, характерные для твердого топлива; зависят от тонкости помола топлива;  $q_{\text{хим.нед.}}$  — потери тепла с химическим недожогом топлива, зависящие от способности топлива к окислению в процессе горения. Наибольшая величина этих потерь характерна для твердого топлива;  $q_{\text{ух.газ}}$  — потери тепла с уходящими газами, зависящие от вида топлива и коэффициента избытка воздуха в топке парогенератора;  $q_{\text{зол.}}$  — потери тепла с золошлаковыми отходами, удаляемыми из топки парогенератора и характерные лишь для твердого топлива.

- Удельный расход топлива на отпущенную  $\Gamma$  кал тепла с коллекторов ТЭЦ или котельной равен:

$$B_{\text{отп.с.колл.}}^q = \frac{143}{\eta_{\text{ПГ}}^{\text{бр}} (1 - K_{\text{сн}}^q)} \quad (\text{кг у.т./Гкал}),$$

где  $K_{\text{сн}}^q$  — коэффициент расхода тепла на собственные нужды ТЭЦ или котельной.

- Удельный расход топлива на отпущенную потребителям  $\Gamma$  кал тепла:

$$B_{\text{отп.потр}}^q = \frac{143}{\eta_{\text{ПГ}}^{\text{бр}} (1 - K_{\text{сн}}^q) (1 - K_{\text{пот}}^q)} = \frac{B_{\text{отп.с.колл.}}^q}{(1 - K_{\text{пот}}^q)} \quad (\text{кг у.т./Гкал}),$$

где  $K_{\text{пот}}^q$  — коэффициент потерь при передаче тепла по тепловым сетям.

Электроэнергетика — топливоекмкая отрасль. В себестоимости электроэнергии и тепла затраты на топливо составляют 60–70%, поэтому снижение удельных расходов топлива — одна из самых актуальных задач энергетиков, решаемая как на стадии проектирования энергетических блоков, так и в процессе их эксплуатации.

В процессе проектирования энергетического оборудования снижение удельных расходов топлива на производство электроэнергии достигается:

- повышением начальных параметров пара перед турбиной, снижением параметров пара в отборах и повышением вакуума в конденсаторах турбины;
- увеличением единичной мощности агрегатов и снижением расхода топлива на холостой ход одного более мощного агрегата по сравнению с агрегатами меньшей мощности;
- использованием новых энергетических технологий с высокими КПД по производству электроэнергии, в частности, ПГУ ( $\eta_{\text{ПГУ}}^3 = 53 - 58\%$ ).

На стадии эксплуатации ТЭС удельные расходы топлива на производство электроэнергии снижаются в результате:

- оптимизации режима работы ТЭС;
- увеличения загрузки отборов турбин ТЭЦ и роста выработки электроэнергии по теплофикационному циклу;
- контроля за режимом горения топлива в парогенераторах и оперативного регулирования процесса;
- учета прихода и расхода топлива и снижения потерь топлива на складах и в процессе подачи топлива в парогенератор;
- работы электростанций на проектных видах топлива;
- сокращения потерь тепла и топлива в целом на ТЭС (в котельном, турбинном, топливно-транспортном цехах);

#### 4. КПД электростанций.

Эффективность использования топлива на электростанциях и котельных характеризуется коэффициентами полезного действия генерирующей установки.

Система коэффициентов полезного действия включает:

- КПД электростанций по производству электрической энергии (КПД брутто):

$$\eta_{\text{э}}^{\text{бр}} = \frac{0,86 \text{ Э}_{\text{выр.}}}{7 B_{\text{э}}} \cdot 100\%; \quad \eta_{\text{э}}^{\text{бр}} = \frac{0,123}{B_{\text{выр.}}^{\text{э}}} \cdot 100\%,$$

где  $B_{\text{э}}$  — расход топлива на производство электроэнергии.

- КПД электростанций по отпуску электроэнергии с шин (КПД нетто):

$$\eta_{\text{кэс}}^{\text{н}} = \frac{0,86 \text{ Э}_{\text{ш.ст.}}}{7 B_{\text{э}}} \cdot 100\%; \quad \eta_{\text{э}}^{\text{н}} = \frac{0,123}{B_{\text{ш.ст.}}^{\text{э}}} \cdot 100\%.$$

- КПД ТЭЦ или котельной по отпуску тепла с коллекторов:

$$\eta_{\text{тэц}}^{\text{н}} = \frac{Q_{\text{отп. с колл.}}^{\text{тэц}}}{7 B_{\text{тэц}}^{\text{т}}} \cdot 100\%; \quad \eta_{\text{тэц}}^{\text{н}} = \frac{0,143}{B_{\text{отп. с колл.}}^{\text{тэц}}} \cdot 100\%;$$
$$\eta_{\text{кот}}^{\text{н}} = \frac{Q_{\text{отп. с колл.}}^{\text{кот}}}{7 B_{\text{кот}}} \cdot 100\%; \quad \eta_{\text{кот}}^{\text{н}} = \frac{0,143}{B_{\text{отп. с колл.}}^{\text{кот}}} \cdot 100\%,$$

где  $B_{\text{тэц}}^{\text{т}}$ ,  $B_{\text{кот}}$  — расход топлива на отпуск тепла с коллекторов ТЭЦ или котельных.

- КПД ТЭЦ по отпуску электроэнергии и тепла (суммарный КПД нетто ТЭЦ):

$$\eta_{\text{тэц}}^{\Sigma \text{ н.}} = \frac{0,86 \text{ Э}_{\text{ш.ст.}}^{\text{тэц}} + Q_{\text{отп. с колл.}}^{\text{тэц}}}{7 B_{\text{тэц}}} \cdot 100\%,$$

где  $B_{\text{тэц}}$  — расход топлива на производство электроэнергии и тепла на ТЭЦ.

#### Контрольные вопросы к главе 7

1. Поясните, какие показатели характеризуют производственный потенциал электростанций и генерирующих компаний.
2. Охарактеризуйте основные направления расхода электроэнергии на собственные нужды электростанций и виды потерь при передаче электроэнергии по сетям. Укажите основные пути их снижения.
3. Начертите типовые суточные графики электрической нагрузки энергосистемы для летних и зимних суток и поясните их конфигурацию.
4. Запишите уравнения баланса электрической мощности и энергии для АО-энерго, и объясните, чем обусловлена обязательность выполнения балансов.
5. Запишите и поясните уравнения баланса тепловой энергии.
6. Поясните, как определяется выработка, отпуск в сеть и отпуск электроэнергии на шины потребителей.
7. Укажите, как рассчитываются удельные расходы топлива на выработанный, переданный с шин электростанции в сеть и переданный потребителям из сети киловатт час электроэнергии.
8. Чему равны минимально возможные в идеальном цикле производства электроэнергии удельные расходы тепла и топлива на производство одного киловатт-часа?
9. Какие факторы влияют на снижение удельных расходов топлива на производство электрической энергии?
10. Поясните, как рассчитываются КПД электростанций.

## ГЛАВА 8. Затраты на производство, передачу и реализацию продукции энергетической компании. Себестоимость электрической и тепловой энергии

### 8.1. Экономическая природа себестоимости

Затраты на производство и реализацию продукции\* — это денежное выражение производственных факторов (труда, капитала, природных ресурсов), необходимых для осуществления предприятия своей производственной и/или реализационной деятельности.

Для оценки затрат и результатов хозяйственной деятельности компании необходима единая стоимостная оценка различных факторов производства, измеряемых в тоннах топлива, тоннах воды, штуках запасных частей и т.д., использованных за определенный временной период. Исходя из установленной периодичности составления планов и отчетности предприятий, затраты на производство продукции рассчитываются за определенный период времени и измеряются в рублях в месяц (руб./мес.), рублях в квартал (руб./квартал), в рублях в год (руб./год).

На основе затрат на производство, передачу и реализацию продукции определяется себестоимость единицы продукции.

Себестоимость представляет собой стоимостную оценку природных ресурсов, сырья, материалов, топлива, энергии, трудовых ресурсов, израсходованных на производство единицы продукции. Иными словами себестоимость продукции (услуги) — это затраты на производство единицы продукции (услуги), измеряемые в рублях на единицу продукции или в рублях на оказываемую услугу.

В отличие от других отраслей в электроэнергетике рассчитывается себестоимость не произведенной, а отпущенной единицы продукции: переданного с шин электростанций в сеть — киловатт-часа электроэнергии, отпущенной с коллекторов ТЭЦ (котельной) — Гкал тепла. Определение себестоимости отпущенной, а не произведенной единицы продукции обусловлено тем, что при производстве электроэнергии (тепла) генерирующие установки расходуют часть произведенной энергии на собственные нужды, а при транспорте энергии часть ее расходуется в виде потерь при передаче энергии по сетям. Расчет себестоимости на отпущенную единицу продукции стимулирует энергетические компании к снижению расходов энергии на собственные нужды и потери энергии в сетях, так как чем меньше указанные расходы, тем больше энергии передается потребителям и ниже себестоимость продукции.

Расчет себестоимости позволяет сравнить затраты на сопоставимую единицу (кВт · ч, Гкал) для разных электростанций, генерирующих и сетевых компаний. По затратам за период это сделать невозможно в силу различной выработки и отпуска энергии с шин и коллекторов станции.

Себестоимость продукции — важнейший экономический показатель работы предприятия, характеризующий эффективность использования производственной мощности, экономичность расходования сырья и материалов, топлива, трудовых ресурсов. Снижение себестоимости как главный источник роста прибыли и накоплений достигается путем сокращения затрат живого и овеществленного труда.

В зависимости от полноты учета затрат определяются:

- цеховая себестоимость, учитывающая затраты в рамках цеха;
- производственная себестоимость, учитывающая затраты всех цехов и общехозяйственные расходы предприятия;
- полная себестоимость, дополнительно учитывающая внепроизводственные затраты компании.

В зависимости от цели расчета определяется:

- фактическая (отчетная) себестоимость, отражающая затраты прошедшего отчетного периода и определяемая по данным бухгалтерского учета;
- плановая себестоимость, определяемая по плановым нормативам и характеризующая уровень затрат в плановом периоде;

\* В отечественной литературе затраты на производство и реализацию продукции называют *издержки, текущие траты, расходы*.

— проектная себестоимость, отражающая ожидаемые затраты на производство продукции при реализации данного проекта и определяемая на основе норм расхода ресурсов, заложенных в проект.

Цель учета себестоимости — своевременное, полное и достоверное определение фактических затрат, связанных с производством, передачей, распределением и реализацией электрической и тепловой энергии, а также контроль за расходованием материальных и других видов ресурсов.

Информация по учету затрат используется для определения результатов экономической деятельности энергетических компаний, анализа эффективности работы филиалов, подразделений, цехов.

Цель планирования себестоимости — определение плановых затрат на производство, передачу и реализацию энергии как базы для формирования бюджета компании и использования для регулирования тарифов на энергию Федеральными и региональными органами исполнительной власти по регулированию тарифов.

Цель расчета себестоимости энергии проектируемого объекта — определение затрат на производство энергии по проекту для расчета экономической эффективности вложения инвестиций в проектируемый объект.

## 8.2. Влияние особенностей энергетического производства на себестоимость электроэнергетики и тепла

На состав и структуру себестоимости электрической и тепловой энергии оказывают влияние следующие особенности электроэнергетического производства:

1. Совпадение во времени процесса производства электрической энергии с процессом ее передачи и потребления. При этом объем и режим производства энергии диктуется объемом и режимом потребления энергии потребителями. В результате для электроэнергетического производства не характерны полуфабрикаты, незавершенное производство и готовая продукция на складах; соответственно, расходы на складирование и хранение готовой продукции и полуфабрикатов отсутствуют.

Вместе с тем при расчете себестоимости учитываются затраты на содержание резервных мощностей, поскольку надежное обеспечение энергией потребителей возможно при наличии в энергосистеме аварийного, нагрузочного и ремонтного резерва мощности.

2. Для энергоснабжения потребителей электроэнергетические компании наряду с электроэнергией собственного производства включают в технологический процесс покупную электроэнергию, которая совместно с электроэнергией собственного производства, проходит стадии единого технологического процесса, связанные с ее трансформированием на подстанциях, передачей и распределением по электрическим сетям. Физическая сущность электроэнергии не позволяет выделить на завершающей стадии технологического процесса у потребителей покупную электроэнергию из общего объема электропотребления, поэтому в полную себестоимость электроэнергии включаются затраты на покупку электроэнергии с оптового рынка, а в объем передачи по сетям и полезный отпуск электроэнергии потребителям включается покупная электроэнергия:

$$\mathcal{E}_{\text{ш.потр.}} = [\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{эл.ст.}} (1 - K_{\text{сн}}^{\text{эл.ст.}}) + \mathcal{E}_{\text{пок}}](1 - K_{\text{пот.}}),$$

где  $\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{эл.ст.}}$  — выработка электроэнергии электростанциями;  $\mathcal{E}_{\text{пок}}$  — объем покупной электроэнергии;  $K_{\text{сн}}^{\text{эл.ст.}}$  — коэффициент расхода электроэнергии на собственные нужды электростанций;  $K_{\text{пот.}}$  — коэффициент потерь при передаче энергии по линиям электропередач.

3. По причине частого перераспределения нагрузки между станциями при их параллельной работе в энергосистеме имеют место существенные суточные колебания себестоимости энергии. Так, при снижении нагрузки тепловых электростанций в период ночного провала часть агрегатов, работающих в полупиковой и пиковой зоне графика, или останавливается (с последующим пуском в работу в утренние часы), или выводится на холостой ход, что приводит к дополнительному расходу топлива. В результате при работе тепловой электростанции в базовой части графика нагрузки

себестоимость энергии минимальна; при работе в пиковой части графика себестоимость единицы продукции максимальна.

4. Неравномерность объема производства электрической и тепловой энергии в связи с сезонными колебаниями ее потребления предопределяет переменный режим ее производства на электростанциях, что вызывает изменение величины себестоимости энергии. В результате спада тепловой нагрузки потребителей в весенне-летний период на ТЭЦ возрастает доля выработки электроэнергии по конденсационному режиму, что приводит к увеличению расхода топлива на производство электроэнергии и росту топливной составляющей себестоимости. Снижение в летний период электрической нагрузки потребителей вызывает рост постоянной составляющей себестоимости, так как постоянные затраты в эти месяцы относятся на меньшую выработку электроэнергии. В весенне-летний период производится основной объем ремонтных работ, к тому же именно в этот период на электростанциях и котельных создаются запасы топлива на осенне-зимний период, что требует дополнительных затрат и вызывает рост себестоимости электроэнергии и тепла. В целях сглаживания роста себестоимости в летний период при выборе учетной политики на предстоящий год компания может выбрать метод равномерного в течение года списания ремонтных затрат и затрат на создание топливных запасов на себестоимость продукции.

5. Отличительной особенностью энергетики является наличие условно-постоянных расходов по обеспечению готовности энергетического оборудования к несению электрической и тепловой нагрузки, которые имеют место вне зависимости от объемов производства электроэнергии и направлены на повышение надежности энергоснабжения потребителей и обеспечение качественных параметров энергии – частоты и напряжения электрического тока, температуры и давления пара.

6. Учитывая, что отрасль не только производит энергию, но и осуществляет ее передачу по высоковольтным и распределение по низковольтным сетям (для тепловой энергии — по тепловым сетям), с 1998 года в электроэнергетике ведется отдельный учет затрат по основным видам деятельности:

- производство (генерация) электрической энергии ( $I_{\text{генер.}}^{\text{э}}$ );
- производство (генерация) тепловой энергии ( $I_{\text{генер.}}^{\text{т}}$ );
- передача и распределение электрической энергии ( $I_{\text{перед.}}^{\text{э}}, I_{\text{распр.}}^{\text{э}}$ );
- передача тепловой энергии ( $I_{\text{перед.}}^{\text{т}}$ );
- сбыт электрической энергии ( $I_{\text{сб.}}^{\text{э}}$ );
- сбыт тепловой энергии ( $I_{\text{сб.}}^{\text{т}}$ ).

Раздельный учет затрат позволяет рассчитать себестоимость переданного с шин станции кВт · ч, себестоимость услуг по передаче энергии по сетям Единой национальной сети, себестоимость услуг по распределению электрической энергии по распределительным сетям и себестоимость услуг по сбыту энергии. В условиях формирования конкурентной среды раздельный учет затрат на производство, передачу, распределение и сбыт энергии необходим для обеспечения прозрачности информации, контроля за затратами на каждом этапе и выявления резервов снижения себестоимости и тарифов.

7. В вертикально интегрированных компаниях, осуществляющих генерацию, передачу, распределение и сбыт энергии наряду с расчетом затрат по технологическим стадиям, определяются совокупные затраты и полная коммерческая себестоимость энергии, переданной потребителям:

$$S_{\text{комм.}}^{\text{э}} = \frac{I_{\text{генер.}}^{\text{э}} + I_{\text{перед.}}^{\text{э}} + I_{\text{распр.}}^{\text{э}} + I_{\text{сб.}}^{\text{э}}}{\mathcal{E}_{\text{ш.потр.}}} \quad (\text{руб./кВт} \cdot \text{ч});$$

$$S_{\text{комм.}}^{\text{т}} = \frac{I_{\text{генер.}}^{\text{т}} + I_{\text{перед.}}^{\text{т}} + I_{\text{сб.}}^{\text{т}}}{Q_{\text{отп.потр.}}} \quad (\text{руб./Гкал}),$$

где  $\mathcal{E}_{\text{ш.потр.}}$ ,  $Q_{\text{отп.потр.}}$  — соответственно, электрическая и тепловая энергия, переданная потребителям.

8. Расчет себестоимости электроэнергии и тепла на ТЭЦ при их комбинированном производстве требует предварительного распределения затрат между видами продукции.

### 8.3. Смета затрат на производство и реализацию продукции энергетической компании

Учет и планирование затрат, связанных с производством и реализацией продукции, осуществляется при составлении двух документов: сметы затрат на производство и реализацию продукции и калькуляции себестоимости продукции.

Смета затрат на производство продукции (работ, услуг) отражает совокупные расходы основного и вспомогательного производства, связанные с производством и реализацией продукции без распределения затрат по видам продукции.

В зависимости от назначения составляются отчетные и плановые сметы затрат.

В отчетной смете отражаются фактические затраты на производство и реализацию продукции, имевшие место в течение отчетного периода.

Плановая смета затрат характеризует нормативный уровень затрат в расчете на плановый объем производства продукции всех видов и является одним из документов, используемым для составления бюджета компании.

Смета затрат является исходным документом для составления финансового отчета или плана и выявляет общую потребность в средствах на покупку материалов, средствах на возмещение износа, на оплату труда и т.д. в целом по всему предприятию. Смета составляется в расчете на месяц, квартал или год. В целях упрощения изложения материала в последующем в качестве периода составления сметы принимается календарный год.

В смете затраты, относимые на себестоимость продукции, группируются по однородным экономическим элементам затрат:

- Материальные затраты —  $I_{\text{мат}}$ ;
- Затраты на оплату труда —  $I_{\text{от}}$ ;
- Отчисления на социальные нужды —  $I_{\text{соц. н.}}$ ;
- Амортизация основных средств —  $I_{\text{ам}}$ ;
- Прочие затраты —  $I_{\text{проч.}}$

Такой вид группировки отражает вертикальную структуру затрат энергетической компании.

#### Материальные затраты

В составе материальных затрат учитываются:

- затраты на сырье, основные и вспомогательные материалы;
- услуги производственного характера;
- затраты на топливо;
- покупная энергия.

#### Затраты на сырье и основные материалы

Затраты на сырье и основные материалы включают стоимость приобретаемых со стороны сырья и материалов, которые образуют основу вырабатываемой продукции или являются необходимыми компонентами при ее производстве.

Затраты на сырье и основные материалы рассчитываются, исходя из объема потребляемого сырья, основных материалов и цен на них:

$$I_{\text{сырья и осн. мат.}} = \sum_1^k V_{\text{сырья}}^k \cdot C_{\text{сырья}}^k + \sum_1^p V_{\text{осн. мат.}}^p \cdot C_{\text{осн. мат.}}^p$$

где  $V_{\text{сырья}}^k$ ,  $V_{\text{осн. мат.}}^p$  — соответственно, объемы потребления за отчетный период сырья и основных материалов (тонн/год);  $k$  — вид сырья;  $p$  — вид основных материалов;  $C_{\text{сырья}}^k$ ,  $C_{\text{осн. мат.}}^p$  — цена (без НДС) франко-станция назначения, соответственно, сырья и основных материалов (руб./тону).

#### Затраты на вспомогательные материалы

Затраты на вспомогательные материалы включают стоимость покупных материалов, расходуемых на производственные и хозяйственные нужды (проведение испытаний, контроль, содержание, эксплуатацию основных средств).

Для энергетических организаций затраты на вспомогательные материалы включают стоимость материалов, используемых в процессе эксплуатации электростанций, подстанций, ЛЭП, кабель-

ных сетей, в том числе трансформаторного масла и металлических шаров для мельниц на электростанциях, кислоты для зарядки аккумуляторных батарей, турбинного масла, смазочных, изоляционных, обтирочных материалов.

Затраты на вспомогательные материалы определяются, как:

$$I_{\text{всп.мат.}} = \sum_1^m V_m C_m \text{ (руб./год),}$$

где  $m$  — вид вспомогательных материалов;  $V_m$  — годовой объем потребления  $m$ -го вспомогательного материала (тонн/год);  $C_m$  — цена (без НДС) франко-станция назначения  $m$ -го вспомогательного материала (руб./тонну).

#### *Услуги производственного характера*

Услуги производственного характера включают затраты на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых сторонними организациями или подразделениями самого предприятия, не относящимися к основному виду деятельности. Сюда входит стоимость работ и услуг по дополнительной обработке сырья и материалов: сушке топлива, подготовке воды, проведению анализа качества сырья, материалов, топлива, сетевой воды, стоимость пусконаладочных, транспортных услуг, услуг по водоснабжению и канализации.

Стоимость услуг производственного характера рассчитывается, исходя из объема оказываемых сторонними организациями услуг и тарифов на оказание услуг:

$$I_{\text{усл.}} = \sum_1^r V_{\text{усл.}}^r \cdot C_{\text{усл.}}^r \text{ (руб./год),}$$

где  $r$  — вид услуг производственного характера, оказанных сторонними организациями энергетической компании;  $V_{\text{усл.}}^r$  — объем оказанных услуг, единиц услуг/год;  $C_{\text{усл.}}^r$  — тариф на оказание услуг, руб./ед.услуг.

#### *Затраты на топливо*

Затраты на топливо включают стоимость приобретаемого со стороны топлива всех видов, расходуемого на технологические цели, то есть на производство электрической, тепловой энергии, а также на отопление зданий, транспортные работы по обслуживанию производства, выполняемые собственными транспортными средствами.

Затраты на топливо определяются на базе данных учета расхода топлива за отчетный период и цен на топливо франко-станция назначения (без НДС):

$$I_{\text{топ.}}^{\text{факт.}} = \sum_1^p \sum_1^i V_i C_{\text{топ.}}^i (1 + \alpha_{\text{пот.}}^i) \text{ (руб./год),}$$

где  $i$  — вид топлива (каменный и бурый уголь различных марок, природный газ, мазут и т.д.);  $p$  — тип энергетического объекта (КЭС, ТЭЦ, котельная);  $V_i$  — расход топлива за отчетный период  $i$ -го вида, т н.т./год.  $C_{\text{топ.}}^i$  — цена топлива  $i$ -го вида франко-станция назначения (без НДС), руб./т н.т.;  $\alpha_{\text{пот.}}^i$  — потери топлива при транспорте и складировании.

В цену топлива франко-станция назначения входят:

— договорная цена на топливо ( $C_{\text{дог.}}^i$ ), по которой энергетическая компания покупает топливо у топливоснабжающей организации, включая скидки (надбавки) к цене за пониженное (повышенное) качество топлива при отклонении от расчетных договорных норм показателей зольности, влажности;

— стоимость перевозки топлива от топливоснабжающей организации до пункта назначения — железнодорожной станции или пристани в размере железнодорожного тарифа или водного фрахта ( $C_{\text{тр-т}}^i$ );

— прочие расходы ( $\Delta Z_{\text{пр.}}$ ), связанные с покупкой и доставкой топлива до электростанций (комиссионные вознаграждения, уплачиваемые посредникам, расходы на проведение тендеров).

В результате цена топлива франко-станция назначения составит:

$$\Pi_{\text{топл.}}^i = \Pi_{\text{дог.}}^i + T_{\text{тр-т}}^i + \Delta Z_{\text{пр.}} \text{ (руб./т н.т.)}$$

В процессе планирования расход топлива определяется для КЭС, ТЭЦ и котельных, исходя из нормативных удельных расходов топлива:

$$B_{\text{год}}^{\text{КЭС}} = v_{\text{норм.}}^{\text{КЭС}} \cdot \mathcal{E}_{\text{ш.ст.}}^{\text{КЭС}} \text{ (т у.т./год)},$$

$$B_{\text{год}}^{\text{ТЭЦ}} = v_{\text{норм.}}^{\text{ТЭЦ}} \cdot \mathcal{E}_{\text{ш.ст.}}^{\text{ТЭЦ}} + v_{\text{норм.}}^{\text{ТЭЦ}} \cdot Q_{\text{отп.с.колл.}}^{\text{ТЭЦ}} \text{ (т у.т./год)},$$

$$B_{\text{год}}^{\text{кот.}} = v_{\text{норм.}}^{\text{кот.}} \cdot Q_{\text{отп.с.колл.}}^{\text{кот.}} \text{ (т у.т./год)},$$

где  $v_{\text{норм.}}^{\text{КЭС}}$ ,  $v_{\text{норм.}}^{\text{ТЭЦ}}$  — нормативные удельные расходы топлива на переданный с шин станции кВт · ч, г у.т./кВт · ч;  $\mathcal{E}_{\text{ш.ст.}}^{\text{КЭС}}$ ,  $\mathcal{E}_{\text{ш.ст.}}^{\text{ТЭЦ}}$  — электроэнергия, передаваемая с шин КЭС или ТЭЦ в сеть в плановом периоде, кВт · ч/год;  $Q_{\text{отп.с.колл.}}^{\text{ТЭЦ}}$ ,  $Q_{\text{отп.с.колл.}}^{\text{кот.}}$  — плановый отпуск тепла с коллекторов, соответственно, ТЭЦ и котельных, Гкал/год;  $v_{\text{норм.}}^{\text{ТЭЦ}}$ ,  $v_{\text{норм.}}^{\text{кот.}}$  — нормативные удельные расходы топлива на отпущенную с коллекторов ТЭЦ и котельных Гкал тепла, кг у.т./Гкал;

Расчет плановых топливных затрат производится с учетом структуры расхода топлива, цен на топливо и типа энергетических объектов, входящих в состав генерирующей компании:

$$I_{\text{топл.}}^{\text{пл.}} = \sum_i (B_{\text{год}}^{\text{КЭС}} + B_{\text{год}}^{\text{ТЭЦ}} + B_{\text{год}}^{\text{кот.}}) (1 + \alpha_{\text{пот.}}^i) \Pi_{\text{топл.}}^i \text{ (руб./год)},$$

где  $\Pi_{\text{топл.}}^i$  — цена топлива  $i$ -го вида, руб./т у.т.,  $\alpha_{\text{пот.}}^i$  — потери топлива  $i$ -го вида от недостачи и порчи при транспорте, погрузочно-разгрузочных работах и хранении топлива на складах.

#### Затраты на покупную энергию

Затраты на покупную энергию включают стоимость покупной энергии всех видов (электрической, тепловой, сжатого воздуха и т.п.), расходуемой на производственные и хозяйственные нужды предприятия.

Для АО энергетики и электрофикации данные затраты определяются следующим образом:

- стоимость расхода энергии на хозяйственные нужды:

$$I_{\text{пок.}}^{\text{хоз.}} = \mathcal{E}_{\text{хоз.н.}}^{\text{АО}} \cdot T_3^{\text{вн}} \text{ (руб./год)},$$

где  $\mathcal{E}_{\text{хоз.н.}}^{\text{АО}}$  — расход электроэнергии АО энергетики на хозяйственные нужды, кВт · ч/год;  $T_3^{\text{вн}}$  — внутрисистемный (расчетный) тариф на электрическую энергию, руб./кВт · ч.

- стоимость электрической энергии ( $I_{\text{пок.}}^{\text{эл.}}$ ), покупаемой АО-энерго с оптового рынка или у независимых производителей:

$$I_{\text{пок.}}^{\text{эл.}} = T_{\text{пок.}}^{\text{э}} \cdot \mathcal{E}_{\text{пок.}}^{\text{ОРЭ}} + T_{\text{пок.}}^{\text{нез.}} \cdot \mathcal{E}_{\text{пок.}}^{\text{нез.}} \text{ (руб./год)},$$

где  $T_{\text{пок.}}^{\text{э}}$  — тариф, по которому АО энергетики и электрофикации покупает электроэнергию с оптового рынка, руб./кВт · ч;  $T_{\text{пок.}}^{\text{нез.}}$  — тариф на покупку электроэнергии у независимых производителей, руб./кВт · ч;  $\mathcal{E}_{\text{пок.}}^{\text{ОРЭ}}$ ,  $\mathcal{E}_{\text{пок.}}^{\text{нез.}}$  — соответственно, электроэнергия, покупаемая с оптового рынка энергии и у независимых производителей, кВт · ч/год;

- затраты на покупку тепла у независимых производителей:

$$I_{\text{пок.}}^{\text{т.}} = T_{\text{пок.}}^{\text{т.}} \cdot Q_{\text{пок.}} \text{ (руб./год)},$$

где  $T_{\text{пок.}}^{\text{т.}}$  — тариф на покупку тепла АО-энерго у независимых производителей тепла, руб./Гкал;  $Q_{\text{пок.}}$  — тепло, покупаемое у независимых производителей, Гкал/год.



В целом для АО энергетики и электрификации стоимость покупной энергии определяется как:

$$I_{\text{пок.}} = I_{\text{пок.}}^{\text{хоз.}} + I_{\text{пок.}}^{\text{эл.}} + I_{\text{пок.}}^q \text{ (руб./год).}$$

В итоге материальные затраты в смете затрат составят:

$$I_{\text{мат.}} = I_{\text{сырья и осн. мат.}} + I_{\text{всп. мат.}} + I_{\text{усл.}} + I_{\text{топ.}} + I_{\text{пок.}} \text{ (руб./год).}$$

Стоимость материальных ресурсов определяется, исходя из цен их приобретения (без учета налога на добавленную стоимость), наценок, комиссионных вознаграждений, уплачиваемых снабженческим и внешнеэкономическим организациям, стоимости услуг товарных бирж, включая брокерские услуги, таможенные пошлины, платы за транспортировку, хранение и доставку, осуществляемые сторонними организациями.

Из затрат на материальные ресурсы, включаемых в себестоимость продукции, исключается стоимость возвратных отходов, то есть остатков сырья, материалов и других видов материальных ресурсов, образовавшихся в процессе производства продукции и утративших полностью или частично потребительские качества. Отходы реализуются по пониженной цене по сравнению с ценой исходного ресурса, если они используются в своем основном или вспомогательном производстве. При этом следует помнить, что не относятся к отходам остатки материальных ресурсов, которые в соответствии с технологией передаются в другие цехи в качестве полноценного материала для производства других видов продукции.

При реализации отходов на сторону они реализуются по полной цене.

#### *Структура материальных затрат*

Структура материальных затрат определяется характером деятельности энергетической компании.

- Для тепловых электростанций и генерирующих компаний, образованных на их основе, в структуре материальных затрат наибольший удельный вес приходится на топливные расходы (70–80%), зависящие от следующих факторов:

- структуры потребляемого топлива (мазут, газ, уголь) и цены на топливо. При использовании высококачественных дорогих видов топлива доля топливных затрат увеличивается. Выбор поставщиков топлива на конкурсной основе позволяет в ходе тендерных торгов снизить цены на топливо;

- структуры выработки электроэнергии на ТЭЦ. Увеличение удельного веса выработки электроэнергии по теплофикационному режиму сокращает расход топлива на ТЭЦ на производство электроэнергии и уменьшает долю топливных расходов;

- технологии производства энергии, технического совершенства и технического состояния основного оборудования ТЭС. Новые энергетические технологии и малая степень износа оборудования позволяют снижать удельные расходы топлива на производство энергии, тем самым сокращая долю топливных затрат в составе материальных расходов.

- В смете затрат ГЭС и сетевых компаний в материальных затратах велика доля услуг производственного характера, основных и вспомогательных материалов.

- На структуру материальных затрат АО-энерго в существенной степени оказывает влияние:

- структура выработки электроэнергии (чем меньше в суммарной выработке компании доля выработки ТЭС, тем меньше доля топливных затрат);

- структура используемого топлива и цены на топливо;

- характер баланса электроэнергии и баланса тепла АО-энерго. При дефицитном балансе электроэнергии и тепла увеличивается доля затрат на покупную энергию;

- размер тарифов на покупаемую энергию.

В общем случае в структуре материальных затрат АО-энерго наибольшую долю, как правило, составляют затраты на топливо, так как в суммарной выработке электроэнергии всех АО-энерго (за исключением тех, в которых высок удельный вес выработки ГЭС) наибольший удельный вес занимает выработка ТЭС, требующая значительных расходов топлива.

## Амортизация основных средств

В элементе «Амортизация основных средств» отражается сумма амортизационных отчислений на полное восстановление (реновацию) основных производственных средств, рассчитанная, исходя из их первоначальной (восстановительной) стоимости и определенных в установленном порядке норм амортизации.

Амортизация основных производственных средств начисляется и относится на себестоимость продукции независимо от способа приобретения основных средств, будь это покупка, вклад в уставный капитал, создание основных средств на самом предприятии, аренда или безвозмездная передача.

Порядок расчета амортизации зависит от вида начисляемой амортизации (обычная, замедленная, ускоренная) и метода ее расчета (линейного или нелинейного).

Амортизационные отчисления рассчитываются с учетом времени зачисления на баланс новых и времени списания с баланса основных производственных средств, что показано ниже на примере расчета обычной амортизации линейным методом:

$$И_{ам} = \sum_1^f ОПС_{н.г.}^f \cdot \frac{p_{ам}^f}{100\%} + \frac{\sum_1^f ОПС_{нов.}^f \cdot \frac{p_{ам}^f}{100\%}}{12} \cdot n_f - \frac{\sum_1^f ОПС_{сп.}^f \cdot \frac{p_{ам}^f}{100\%}}{12} \cdot m_f \text{ (руб./год)},$$

где  $f$  — амортизационная группа основных производственных средств;  $ОПС_{н.г.}^f$  — первоначальная (восстановительная) стоимость  $f$ -й группы основных производственных средств на начало года, руб.;  $p_{ам}^f$  — норма амортизационных отчислений  $f$ -й группы основных производственных средств, %;  $ОПС_{нов.}^f$  — первоначальная (восстановительная) стоимость  $f$ -й группы вновь введенных в данном году основных производственных средств, руб.;  $n_f$  — количество месяцев в году, в течение которых на вновь введенные основные производственные средства  $f$ -й группы начисляется амортизация;  $ОПС_{сп.}^f$  — первоначальная (восстановительная) стоимость  $f$ -й группы списанных с баланса основных производственных средств в данном году, руб.;  $m_f$  — количество месяцев, в течение которых по  $f$ -й группе списанных с баланса ОПС не начисляется амортизация.

Подробно механизм начисления обычной, замедленной и ускоренной амортизации рассмотрен в главе 4.

## Затраты на оплату труда

В состав затрат на оплату труда включаются начисления работникам по тарифным ставкам, выплаты стимулирующего характера и компенсационные надбавки, премии, единовременные поощрения, а также расходы, связанные с содержанием работников, предусмотренные трудовыми договорами и коллективными соглашениями.

К расходам на оплату труда относятся:

1. Суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам в соответствии с принятыми в компании формами и системами оплаты труда.

2. Начисления стимулирующего характера:

— премии за производственные результаты, в том числе вознаграждения по итогам работы за год (премии за экономию топлива, за ввод мощности, за перевыполнение заданий по рабочей мощности и другие виды премий, предусмотренные в энергетических компаниях Положением о премировании);

— надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство;

— вознаграждения за высокие достижения в труде и пр.

3. Начисления стимулирующего и (или) компенсирующего характера, связанные с режимом работы и условиями труда, в том числе:

— надбавки к тарифным ставкам и окладам за работу в ночное время, работу в многосменном режиме, за работу в выходные и праздничные дни, за сверхурочную работу;

— надбавки за совмещение профессий, расширение зон обслуживания, за работу в тяжелых, вредных, особо вредных условиях труда;

— стимулирующие и компенсирующие выплаты, предусмотренные действующим законодательством Российской Федерации:

- оплата очередных отпусков и льготных часов подростков;
- единовременные вознаграждения за выслугу лет;
- оплата за время вынужденного прогула;
- доплаты в случае временной утраты трудоспособности до размера фактического заработка;
- денежные компенсации за неиспользованный отпуск при увольнении работника;
- денежные выплаты работникам, высвобождаемым в связи с реорганизацией, ликвидацией организации, в связи с сокращением численности работников компании;
- стоимость бесплатно предоставляемых работникам в соответствии с законодательством Российской Федерации коммунальных услуг, питания, предметов, остающихся в их личном распоряжении (фирменная одежда, обмундирование).

В составе затрат на оплату труда учитываются страховые взносы работодателей:

- суммы платежей по договорам обязательного страхования и суммы платежей работодателей по договорам добровольного страхования (договорам негосударственного пенсионного обеспечения), заключенным в пользу работников со страховыми организациями (негосударственными пенсионными фондами, НПФ).

В случае добровольного страхования к расходам на оплату труда относятся страховые суммы:

- по договорам долгосрочного страхования жизни при заключении договоров на срок не менее пяти лет, в течение которых не предусмотрено страховых выплат;
- по договорам пенсионного страхования и (или) негосударственного пенсионного обеспечения. При этом, указанные договоры должны предусматривать выплату пожизненных пенсий при условии наступления для застрахованного работника пенсионных оснований, предусмотренных законодательством РФ;
- по договорам добровольного личного страхования работников, заключаемым на срок не менее года, предусматривающим оплату страховщиками медицинских расходов застрахованных работников;
- по договорам добровольного личного страхования на случай наступления смерти или утраты трудоспособности застрахованным лицом при выполнении им трудовых обязанностей.

Совокупная сумма страховых выплат работодателей по договорам долгосрочного страхования жизни и пенсионного страхования не должна превышать 12% от суммы расходов на оплату труда.

Выплаты по договорам добровольного личного страхования работников при оплате страховщиками медицинских расходов сроком не менее года не должны превышать 3% от суммы расходов на оплату труда.

Взносы по договорам добровольного личного страхования на случай наступления смерти или утраты трудоспособности включаются в состав расходов по оплате труда в размере не более десяти тысяч рублей в год на одного застрахованного работника (на 01.01.2004 г.).

#### Отчисления на социальные нужды (Единый социальный налог)

Единый социальный налог (ЕСН) предназначен для мобилизации средств, необходимых для медицинского обслуживания, государственного пенсионного и социального обеспечения граждан. Средства ЕСН зачисляются в государственные внебюджетные фонды:

- Пенсионный фонд Российской Федерации;
- Фонд социального страхования;
- Фонды обязательного медицинского страхования.

Налогоплательщиками данного налога являются работодатели (организации, индивидуальные предприниматели и пр.), производящие выплаты за выполняемую работу наемным работникам.

Объектом налогообложения признаются выплаты, вознаграждения и другие доходы, начисляемые работодателями в пользу работников.

При определении налогооблагаемой базы учитываются любые доходы, начисленные работникам в денежной или натуральной форме, в виде предоставленных работникам материальных, со-

ных благ или в виде иной материальной выгоды (за исключением выплат из прибыли). Налоговая база определяется отдельно по каждому работнику с начала налогового периода по истечению месяца нарастающим итогом. Доходы, полученные в натуральной форме в виде товара (работ, услуг), учитываются в составе налогооблагаемых доходов как стоимость этих товаров на день получения доходов, исчисленная, исходя из их рыночных цен (тарифов), а при государственном регулировании цен (тарифов) на эти товары — исходя из государственных регулируемых розничных цен. При этом в стоимость товара включается НДС, налог с продаж, а для подакцизных товаров и акцизов.

Не включаются в состав доходов, подлежащих налогообложению:

1) государственные пособия, выплачиваемые в соответствии с законодательством РФ (в том числе пособия по временной нетрудоспособности, по уходу за больным ребенком, пособия по безработице, беременности и родам);

2) все виды установленных законодательством РФ и законодательными актами субъектов Федерации компенсационных выплат:

- возмещение вреда в результате увечья;
- возмещение расходов на повышение профессионального уровня;
- суммы единовременной материальной помощи работникам в связи со стихийными бедствиями и др.

Налоговые ставки единого социального налога для налогоплательщиков — организаций всех форм собственности — дифференцированы в зависимости от дохода работника, рассчитываемого нарастающим итогом с начала года (табл. 8.1).

Таблица 8.1

Налоговые ставки единого социального налога

| Налоговая база на каждого отдельного работника нарастающим итогом с начала года | Пенсионный фонд Российской Федерации                  | Фонд социального страхования Российской Федерации   | Фонды обязательного медицинского страхования            |                                                              | Итого                                               |
|---------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|---------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|
|                                                                                 |                                                       |                                                     | Федеральный фонд обязательного медицинского страхования | Территориальные фонды обязательного медицинского страхования |                                                     |
| 1                                                                               | 2                                                     | 3                                                   | 4                                                       | 5                                                            | 6                                                   |
| До 100 000 руб.                                                                 | 28,0 %                                                | 4,0 %                                               | 0,2 %                                                   | 3,4 %                                                        | 35,6%*                                              |
| От 100 001 руб. до 300 000 руб.                                                 | 28 000 руб. + 15,8% с суммы, превышающей 100 000 руб. | 4000 руб. + 2,2% с суммы, превышающей 100 000 руб.  | 200 руб. + 0,1% с суммы, превышающей 100 000 руб.       | 3400 руб. + 1,9% с суммы, превышающей 100 000 руб.           | 35 600 руб. + 20% с суммы, превышающей 100 000 руб. |
| От 300 001 руб. до 600 000 руб.                                                 | 59 600 руб. + 7,9% с суммы, превышающей 300 000 руб.  | 8 400 руб. + 1,1% с суммы, превышающей 300 000 руб. | 400 руб. + 0,1% с суммы, превышающей 300 000 руб.       | 7 200 руб. + 0,9% с суммы, превышающей 300 000 руб.          | 75 500 руб. + 10% с суммы, превышающей 300 000 руб. |
| Свыше 600 000 руб.                                                              | 83 300 руб. + 2% с суммы, превышающей 600 000 руб.    | 11 700 руб.                                         | 700 руб.                                                | 9 900 руб.                                                   | 105 600 руб. + 2% с суммы, превышающей 600 000 руб. |

#### Прочие затраты

В состав прочих затрат входят многочисленные расходы, не нашедшие отражения в предыдущих четырех элементах сметы.

В условиях реформирования отрасли и нестабильности налоговой политики в состав прочих затрат могут вноситься дополнения и изменения.

\* С 01.01.2005 г. ставка ЕСН 26%.

Условно прочие затраты можно подразделить на три группы расходов:

- а) расходы и затраты;
- б) налоги;
- в) отчисления во внебюджетные целевые фонды.

*Расходы и затраты:*

- затраты на ремонтное обслуживание;
- расходы на рекламу;
- представительские расходы;
- расходы на командировки;
- расходы на подготовку и переподготовку кадров;
- экологические платежи;
- арендные (лизинговые) платежи;
- амортизация нематериальных активов;
- абонентная плата РАО ЕЭС России;
- расходы на обязательное и добровольное страхование имущества;
- расходы на оплату процентов по полученным кредитам;
- расходы на научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы;
- расходы на содержание служебного автотранспорта, а также расходы на компенсацию за использование для служебных целей личного легкового автотранспорта в пределах норм, установленных Правительством РФ;
- расходы на оплату юридических, информационных, консультационных, аудиторских услуг, услуг по управлению организацией или отдельными ее подразделениями;
- расходы на изучение конъюнктуры рынка, сбор и распространение информации, непосредственно связанной с производством и реализацией товаров;
- отчисления эксплуатирующих организаций для формирования резервов, предназначенных для обеспечения безопасности АЭС на всех стадиях жизненного цикла и развития в соответствии с законодательством РФ об использовании атомной энергии;
- расходы обслуживающих производств и хозяйств, включая расходы на содержание объектов жилищно-коммунальной и социально-культурной сферы;
- военизированная охрана;
- пожарная охрана;
- расходы по охране труда;
- природоохранные мероприятия за счет себестоимости.

*Налоги:*

- водный налог;
- земельный налог;
- транспортный налог;
- налог на воспроизводство минерально-сырьевой базы.

*Отчисления в целевые фонды.*

Содержание основных расходов и затрат, учитываемых в составе прочих затрат сметы, представлено ниже.

#### *Затраты на ремонтное обслуживание*

Важной частью затрат по поддержанию основных производственных средств в работоспособном состоянии являются затраты на проведение текущего, среднего и капитального ремонтов.

При учете затрат на ремонт возможна вариантность их отражения в смете.

При формировании в организации специального ремонтного фонда затраты на ремонт учитываются в составе прочих затрат. В этом случае в затраты на ремонтное обслуживание включаются совокупные затраты, связанные с проведением ремонтов без разнесения их по элементам сметы, в том числе стоимость материалов, запасных частей, расходы на оплату труда ремонтных рабочих, стоимость услуг, оказанных сторонними организациями при проведении ремонтов и др.

Ремонтный фонд формируется путем ежемесячного включения в смету затрат одной двенадцатой от годовых плановых расходов на ремонт с аккумулярованием этих средств в ремонтном фонде, что позволяет накопить средства для проведения ремонтов в последующие месяцы.

Размер фонда рассчитывается, исходя из норматива отчислений и стоимости основных средств на начало года. Норматив отчислений в ремонтный фонд устанавливается компанией самостоятельно с учетом ограничений:

— предельная сумма отчислений не может превышать сметную стоимость ремонта основных средств, исходя из его периодичности;

— одновременно предельная сумма отчислений в ремонтный фонд не должна превышать среднюю величину фактических расходов на ремонт, сложившуюся за последние три года.

Ремонтный фонд, как правило, создается на крупных предприятиях с большим удельным весом в имуществе предприятий основных средств с высокой степенью износа, а также в случае сезонного характера ремонтной компании.

Второй метод учета затрат на ремонт не предполагает создания специального ремонтного фонда. В этом случае затраты на проведение всех видов ремонтов ОПС включаются в себестоимость продукции по соответствующим элементам сметы затрат. В частности, стоимость материалов, запасных частей, энергоресурсов, используемых в процессе проведения ремонтов, стоимость услуг, оказанных сторонними организациями при проведении ремонтов, учитывается в материальных затратах сметы; расходы по оплате труда рабочих, занятых на ремонте, в элементе сметы «Оплата труда» и т.д. Данный метод учета, как правило, приемлем для предприятий с небольшим удельным весом в имуществе основных средств и незначительной степенью их износа.

Ремонт основных средств может осуществляться хозяйственным способом, то есть силами самих предприятий, или подрядным способом — силами сторонних организаций. Для анализа объема, динамики и структуры затрат по видам ремонтного обслуживания в их составе выделяются:

- затраты на ремонт, выполненный хозяйственным способом;
- затраты на ремонт, выполненный подрядным способом.

В целях снижения затрат на ремонт энергетические компании переходят от системы планово-предупредительных ремонтов, основанной на цикличности проведения ремонтов, к системе, базирующейся на результатах диагностики технического состояния оборудования. Выделение ремонтной деятельности в самостоятельный бизнес, нацеленное на развитие конкуренции между ремонтными компаниями, приведет к снижению затрат на ремонтное обслуживание при существенном сокращении доли ремонтов, проводимых хозяйственным способом, и увеличении удельного веса ремонтов, проводимых подрядным способом.

### *Расходы на рекламу*

Рекламой считается любая форма публичного представления товаров, работ, услуг через информационные каналы.

Расходы на рекламу — это издержки предприятия по целенаправленному информированию потребителей о продвижении продукции на рынках сбыта. В эти расходы включаются:

- затраты на разработку и издание рекламной продукции (каталогов, брошюр);
- затраты на разработку и изготовление эскизов этикеток, образцов фирменных пакетов, изготовление рекламных сувениров;
- реклама через средства массовой информации (телевидение, радио, телекоммуникационные сети), наружная и световая реклама;
- изготовление фильмов о компании;
- затраты на участие в выставках, ярмарках; стоимость образцов товаров, переданных в соответствии с контрактами, соглашениями непосредственно покупателям или посредническим организациям бесплатно и не подлежащих возврату;
- уценка товаров, потерявших полностью или частично свое первоначальное качество при экспонировании.

Нормативная величина расходов на рекламу, относимая на себестоимость продукции (работ, услуг), устанавливается в размере определенного процента от выручки от реализации, включая НДС.

$$И_{\text{рекл.}} = \alpha_{\text{рекл.}} \cdot ВР_{\text{вкл. НДС}} \text{ (руб./год)},$$

где  $\alpha_{\text{рекл.}}$  — предельный размер расходов на рекламу, %;  $ВР_{\text{вкл. НДС}}$  — выручка от реализации продукции с учетом НДС.

#### *Представительские расходы*

Представительские расходы, связанные с коммерческой деятельностью компании, включают затраты по приему и обслуживанию представителей других организаций, прибывших с целью установления взаимовыгодного сотрудничества, а также участников, прибывших на заседание Совета директоров, Правления или иного руководящего органа. К представительским расходам относятся затраты, связанные с проведением официальных приемов, в том числе стоимость:

- завтраков и обедов;
- транспортного обслуживания;
- буфетного обслуживания во время переговоров;
- услуг переводчиков, не состоящих в штате компании.

Включение представительских расходов в себестоимость разрешается только при наличии первичных документов, в которых должны быть указаны дата, место, программа проведения деловой встречи, приглашенные лица, представители со стороны энергетической компании, величина расходов.

Представительские затраты включаются в состав прочих расходов в размере норматива от расходов на оплату труда за данный период:

$$И_{\text{предст.}} = \alpha_{\text{предст.}} \cdot И_{\text{от.}} \text{ (руб./год)},$$

где  $\alpha_{\text{предст.}}$  — предельный размер представительских расходов, %;  $И_{\text{от.}}$  — затраты на оплату труда промышленно-производственного персонала.

#### *Расходы на командировки*

Затраты на командировки, связанные с производственной деятельностью, включают затраты на:

- проезд работника к месту командировки и обратно;
- наем жилого помещения и оплату дополнительных услуг, оказываемых в гостиницах (за исключением расходов на обслуживание в барах, ресторанах, расходов на пользование оздоровительными объектами);
- суточные расходы на питание в пределах норм, утвержденных Правительством РФ;
- оформление и выдачу виз, паспортов, приглашений и других документов;
- консульские, аэродромные сборы, сборы за право выезда, прохода, транзита автомобильного и иного транспорта и иные аналогичные платежи и сборы.

В общем случае командировочные затраты определяются, как:

$$И_{\text{команд.}} = И_{\text{тр-т}} + И_{\text{н.ж}} + И_{\text{сут.}} + И_{\text{доп.}} \text{ (руб./год)},$$

где  $И_{\text{тр-т}}$  — затраты на проезд к месту командировки и обратно, определяемые по совокупной стоимости транспортных документов (билетов), предъявленных в бухгалтерию лицами, отправляемыми компанией в командировки;

$И_{\text{н.ж}}$  — затраты на наем жилого помещения, включаемые в смету в размере фактических затрат, подтвержденных документально:

$$И_{\text{н.ж}} = n_{\text{н.ж}} \cdot T_{\text{сут}}^{\text{н.ж.}} \cdot k,$$

где  $n_{\text{н.ж}}$  — плата за проживание в гостинице в течение суток, руб./сут.;  $T_{\text{сут}}^{\text{н.ж.}}$  — продолжительность проживания в гостинице, сут.;  $k$  — количество работников, выезжающих в командировки.

Суточные расходы на питание определяются по формуле:

$$И_{сут} = n_{сут} \cdot T_{сут}^{ком.} \cdot k,$$

где  $n_{сут}$  — норма суточного расхода средств на питание одного человека, утверждаемая Правительством РФ,  $\frac{\text{руб./сут}}{\text{чел}}$ ;  $T_{сут}^{ком.}$  — продолжительность командировки в сутках;

$И_{доп.}$  — дополнительные расходы и сборы, связанные с оформлением документов, определяемые в соответствии с тарифами, таможенными сборами и пр.

В затраты, относимые на себестоимость продукции, командировочные расходы включаются в размере нормативных затрат.

#### *Расходы на подготовку и переподготовку кадров*

К расходам на подготовку и переподготовку кадров на договорной основе с образовательными учреждениями относятся расходы, связанные с подготовкой и переподготовкой персонала в соответствии с договорами, заключенными с такими учреждениями. Указанные расходы включаются в состав прочих затрат при следующих условиях:

- образовательные услуги оказываются российскими образовательными учреждениями, имеющими соответствующую лицензию и получившими государственную аккредитацию, либо иностранными образовательными учреждениями, имеющими соответствующий статус;
- подготовку (переподготовку) проходят работники, состоящие в штате компании, а для эксплуатирующих организаций (в энергетике — Концерн Росэнергоатом), отвечающих за поддержание квалификации, — работники данных организаций;
- программа подготовки (переподготовки) способствует повышению квалификации и более эффективному использованию специалистов, прошедших подготовку (переподготовку).

Расходами на подготовку (переподготовку) кадров не признаются расходы на организацию отдыха, развлечений или лечения, а также расходы, связанные с содержанием образовательных учреждений или оказанием им бесплатных услуг.

Затраты на подготовку и переподготовку кадров включаются в смету затрат в размере фактических затрат и определяются

$$И_{подг. кадров} = \sum_z n_{подг}^z \cdot k^z \text{ (руб./год)},$$

где  $n_{подг}^z$  — плата в соответствии с договором за подготовку (переподготовку) одного штатного работника компании в  $z$ -м образовательном учреждении, руб./чел.;  $z$  — образовательное учреждение, с которым заключен договор о подготовке (переподготовке) кадров;  $k^z$  — число штатных работников компании, прошедших подготовку (переподготовку) в  $z$ -м образовательном учреждении в данном году, чел./год.

Расходы на подготовку и переподготовку кадров, представительские и рекламные расходы включаются в себестоимость без учета НДС.

#### *Экологические платежи*

Плата за загрязнение окружающей среды взимается с природопользователей (предприятий, учреждений, организаций и других юридических лиц независимо от их организационно-правовых форм и форм собственности), хозяйственная деятельность которых оказывает негативное воздействие на биосферу.

Плата взимается за следующие виды воздействия на природную среду:

- выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от стационарных и передвижных источников;
- сбросы загрязняющих веществ в поверхностные и подземные водные объекты;
- размещение отходов производства и потребления.



Плата за загрязнение представляет собой форму возмещения экологического ущерба от выбросов и сбросов загрязняющих веществ в окружающую среду, за счет которой финансируются затраты на компенсацию воздействия выбросов и сбросов загрязняющих веществ и которая стимулирует снижение или поддержание выбросов и сбросов в пределах нормативов.

Внесение платы не освобождает природопользователей от выполнения мероприятий по охране окружающей природной среды, а также уплаты штрафных санкций за экологические правонарушения и возмещение вреда, причиненного загрязнением природной среде, экономике страны, здоровью и имуществу граждан.

Для расчета платы за загрязнение установлено два вида нормативов:

- нормативы платы за выбросы, сбросы загрязняющих веществ и размещение отходов в пределах установленных допустимых нормативов;
- нормативы платы за выбросы, сбросы загрязняющих веществ, размещение отходов в пределах установленных лимитов (временно согласованных нормативов).

Вследствие высокого коэффициента износа энергетического оборудования, использования агрегатов с устаревшей технологией и отсутствия инвестиций для технического перевооружения оборудования, выбросы и сбросы загрязняющих веществ для некоторых действующих энергетических объектов оказываются заведомо выше допустимых нормативных величин. В такой ситуации для объектов на определенный период устанавливаются временно согласованные нормативы — лимиты выбросов, сбросов и складирования отходов.

Плата за загрязнение окружающей природной среды в размерах, не превышающих установленные природопользователю предельно допустимые нормативы выбросов, сбросов загрязняющих веществ, объемов размещения отходов определяется путем умножения базовых ставок платы на объем загрязнения в пределах допустимых нормативов и суммирования полученных произведений по видам загрязнения.

Плата за загрязнение окружающей среды в пределах установленных лимитов определяется путем умножения ставок платы в пределах лимита на разницу между лимитными и предельно допустимыми выбросами, сбросами загрязняющих веществ, объемами размещения отходов и суммирования полученных произведений по видам загрязнения.

$$M^{\text{л}} = M^{\text{уст.лим}} - M^{\text{н}},$$

где  $M^{\text{л}}$  — объем выбросов, сбросов, размещаемых отходов, оплачиваемых по ставкам в пределах лимита;  $M^{\text{уст.лим}}$  — объем выбросов, сбросов, размещаемых отходов в пределах установленных лимитов;  $M^{\text{н}}$  — объем выбросов, сбросов в пределах допустимых нормативов.

Плата за сверхлимитное загрязнение ( $M^{\text{св.л}}$ ) природной среды определяется путем умножения соответствующих ставок платы за загрязнение в пределах установленных лимитов на величину превышения фактической массы выбросов, сбросов загрязняющих веществ, объемов размещения отходов над установленными лимитами, суммирования полученных произведений по видам загрязнения и умножения этих сумм на соответствующий повышающий коэффициент.

$$M^{\text{св.л}} = M - M^{\text{уст.лим}},$$

где  $M^{\text{св.л}}$  — сверхлимитный объем выбросов, сбросов, размещаемых отходов;  $M$  — фактическая масса выбросов, сбросов загрязняющих веществ, объемов размещаемых отходов.

В целях определения границы допустимости дальнейшей эксплуатации предприятий со сверхнормативными объемами загрязняющих веществ установлены предельные размеры платы. В случае, если платежи за сверхнормативное загрязнение, определенные расчетным путем, равны или превышают размер чистой прибыли компании, специально уполномоченными государственными органами в области охраны природной среды, органами санитарно-эпидемиологического надзора и органами исполнительной власти рассматривается вопрос о приостановке или прекращении деятельности предприятия.

Нормативы платы устанавливаются по каждому ингредиенту загрязняющего вещества с учетом степени опасности их для окружающей среды и здоровья населения. Более того, при расчете платы используются поправочные коэффициенты, учитывающие природно-климатические особенности территорий, значимость природных и социально-культурных объектов.

### Плата за выбросы загрязняющих веществ

При сжигании топлива на тепловых электростанциях и в котельных образуются загрязняющие вещества в виде окислов азота, сернистых соединений, соединений ванадия, выбрасываемых в атмосферу вместе с твердыми частицами летучей золы и уходящими газами.

Фактическая масса газового выброса и сброса загрязняющих веществ отражается природопользователем в ежегодной статистической отчетности по форме 2Т (воздух) и №2-ТП (вода), составляемой на основании журналов, в которых учитываются результаты работы источников загрязнения атмосферы и водных объектов за год.

Объем продуктов сгорания (уходящих газов) зависит от вида, качества топлива и технологии его сжигания в парогенераторе:

$$V_{\text{пр}} = \bar{v}_{\text{пр}} \cdot B \text{ (м}^3 \text{ уходящих газов/год),}$$

где  $B$  — расход топлива, т у.т./год;  $\bar{v}_{\text{пр}}$  — удельный объем продуктов сгорания, м<sup>3</sup>/т у.т.

Удельный объем продуктов сгорания топлива (уходящих газов), образующихся при сжигании тонны условного топлива, определяется, как:

$$\bar{v}_{\text{пр}} = \frac{7}{Q_{\text{н}}^{\text{с}}} \cdot [\alpha \cdot (1,105 \cdot Q_{\text{н}}^{\text{с}} + 20) + (380 + 0,075 \cdot Q_{\text{н}}^{\text{с}})] \text{ (м}^3 \text{/т у.т.)},$$

где  $Q_{\text{н}}^{\text{с}}$  — низшая теплота сгорания сухого топлива, Гкал/тнт;  $\alpha$  — коэффициент избытка воздуха в топке,  $\alpha = 1,1 - 1,2$ .

Масса выбросов  $i$ -х вредных веществ (в основном окислов азота, окислов серы, твердых золых частиц) на электростанциях и котельных определяется по формуле:

$$M_i^{\text{в}} = \bar{m}_i^{\text{в}} \cdot V_{\text{пр}} \text{ (т выбросов/год),}$$

где  $\bar{m}_i^{\text{в}}$  — удельная концентрация  $i$ -го вещества в продуктах горения топлива, определяемая по результатам лабораторных анализов (при планировании по нормам), г/м<sup>3</sup> уходящих газов.

В соответствии с объемом нормативных, лимитных и сверхлимитных выбросов плата за выбросы составит:

$$П_{\text{выб}} = \left( \sum_i M_i^{\text{н}} \cdot n_i^{\text{н}} + \sum_i M_i^{\text{л}} \cdot n_i^{\text{л}} + \sum_i M_i^{\text{св.л}} \cdot n_i^{\text{л}} \cdot \alpha \right) \cdot k_{\text{рег}},$$

где  $M_i^{\text{н}}$ ,  $M_i^{\text{л}}$ ,  $M_i^{\text{св.л}}$  — масса загрязняющих выбросов, соответственно, в пределах нормативных, лимитных и сверхлимитных выбросов;  $n_i^{\text{н}}$ ,  $n_i^{\text{л}}$  — нормативы платы за выбросы  $i$ -х загрязняющих веществ в пределах норматива и в пределах лимита, руб/т (табл. 8.2);  $k_{\text{рег}}$  — коэффициент экологической ситуации в регионе (табл. 8.3);  $\alpha$  — коэффициент увеличения платы за сверхлимитные выбросы.

Платежи за загрязняющие выбросы в пределах нормативов относятся на себестоимость продукции, за выбросы в пределах лимита и сверхлимитные выбросы производятся за счет чистой прибыли компании.

Таблица 8.2

**Нормативы платы за выбросы в атмосферный воздух  
загрязняющих веществ от стационарных источников**

| Наименование загрязняющих<br>вредных веществ                                                                   | Норматив платы за 1 т загрязняющих веществ, руб./т           |                                                |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------|------------------------------------------------|
|                                                                                                                | в пределах установленных допус-<br>тимых нормативов выбросов | в пределах установлен-<br>ных лимитов выбросов |
| 1. Азота диоксид NO <sub>2</sub>                                                                               | 52                                                           | 260                                            |
| 2. Азота оксид NO                                                                                              | 35                                                           | 175                                            |
| 3. Серы диоксид SO <sub>2</sub>                                                                                | 40                                                           | 200                                            |
| 4. Бензин (нефтяной, малосернистый<br>в пересчете на углерод)                                                  | 1,2                                                          | 6                                              |
| 5. Ванадия пятиоксид                                                                                           | 1025                                                         | 5125                                           |
| 6. Сажа                                                                                                        | 41                                                           | 205                                            |
| 7. Зола углей (березовских, ангренских, назаровских,<br>донецких, подмосковных, экибастузских, карагандинских) | 103                                                          | 515                                            |
| 8. Зола углей кузнецких                                                                                        | 7                                                            | 35                                             |
| 9. Зола сланцевая                                                                                              | 21                                                           | 105                                            |

\* Приложение №1 к постановлению Правительства РФ от 12 июня 2003 г. №344 «О нормативах платы за выбросы в атмосферный воздух загрязняющих веществ стационарными и передвижными источниками, сбросы загрязняющих веществ в поверхностные и подземные водные объекты, размещение отходов производства и потребления».

Таблица 8.3

**Коэффициенты, учитывающие экологические факторы (состояние атмосферного воздуха  
и почвы) по территориям экономических районов Российской Федерации**

| Экономические районы<br>Российской Федерации | Значение коэффициента     |             |
|----------------------------------------------|---------------------------|-------------|
|                                              | для атмосферного воздуха* | для почвы** |
| 1. Северный                                  | 1,4                       | 1,4         |
| 2. Северо-Западный                           | 1,5                       | 1,3         |
| 3. Центральный                               | 1,9                       | 1,6         |
| 4. Волго-Вятский                             | 1,1                       | 1,5         |
| 5. Центрально-Черноземный                    | 1,5                       | 2,0         |
| 6. Поволжский                                | 1,9                       | 1,9         |
| 7. Северо-Кавказский                         | 1,6                       | 1,9         |
| 8. Уральский                                 | 2,0                       | 1,7         |
| 9. Западно-Сибирский                         | 1,2                       | 1,2         |
| 10. Восточно-Сибирский                       | 1,4                       | 1,1         |
| 11. Дальневосточный                          | 1,0                       | 1,1         |
| 12. Калининградская область                  | 1,5                       | 1,3         |

\* Применяется с дополнительным коэффициентом 1,2 при выбросе загрязняющих веществ в атмосферный воздух городов.

\*\* Применяется при определении платы за размещение отходов производства и потребления.

### Плата за сбросы загрязняющих веществ

Плата за сбросы загрязняющих веществ в поверхностные и подземные водные источники ( $P_{сбр}$ ) определяется в соответствии с массой сброса  $i$ -го загрязняющего вещества в пределах норматива, лимита и сверхлимитных сбросов, а также норматива платы за сбросы в пределах установленных допустимых нормативов, в пределах лимитов и платы за сверхлимитные сбросы.

$$P_{сбр} = \left( \sum_1^i M_i^{сб.н} \cdot n_i^{сб.н} + \sum_1^i M_i^{сб.л} \cdot n_i^{сб.л} + \sum_1^i M_i^{сб.св.л} \cdot n_i^{сб.л} \cdot \alpha_i \right) \cdot k_{рег},$$

где  $M_i^{сб.н}$ ,  $M_i^{сб.л}$ ,  $M_i^{сб.св.л}$  — масса нормативных, лимитных и сверхлимитных сбросов  $i$ -го загрязняющего вещества;  $n_i^{сб.н}$ ,  $n_i^{сб.л}$  — нормативы платы за сбросы  $i$ -х загрязняющих веществ в пределах норматива и в пределах лимита, руб./т (табл. 8.4);  $\alpha$  — коэффициент увеличения платы за сверхлимитные сбросы;  $k_{рег}$  — коэффициент, учитывающий состояние водных объектов по бассейнам морей и рек.

Таблица 8.4

### Нормативы платы за сбросы загрязняющих веществ в поверхностные и подземные водные объекты

| Наименование загрязняющих вредных веществ | Норматив платы за 1 т загрязняющих веществ, руб./т     |                                          |
|-------------------------------------------|--------------------------------------------------------|------------------------------------------|
|                                           | в пределах установленных допустимых нормативов сбросов | в пределах установленных лимитов сбросов |
| 1. Взвешенные вещества                    | 366                                                    | 1830                                     |
| 2. Нефть и нефтепродукты                  | 5510                                                   | 27550                                    |
| 3. Сульфат-ион (сульфаты)                 | 2,5                                                    | 12,5                                     |
| 4. Хлорид                                 | 0,9                                                    | 4,5                                      |
| 5. Цезий                                  | 276                                                    | 1380                                     |

Плата за сбросы загрязняющих веществ в пределах нормативных величин относится на себестоимость продукции, плата за лимитные и сверхлимитные сбросы выплачивается за счет чистой прибыли.

### Плата за размещение отходов

Плата за размещение золошлаковых отходов тепловых электростанций и котельных определяется путем умножения норматива платы, установленного в пределах лимита на массу размещаемых отходов. Причем в себестоимость продукции включается плата в пределах установленных природопользователю лимитов; плата за сверхлимитное размещение отходов осуществляется из прибыли компании.

Количество золы, образующейся при сжигании топлива, определяется, как:

$$M_{зол}^{обр} = B_{год} \cdot \frac{a_{зол}}{100\%} \text{ (т золы/год)},$$

где  $B_{год}$  — расход твердого топлива в АО-энерго, т н.т./год;  $a_{зол}$  — зольность сжигаемого топлива на сухую массу, %.

Часть золы выбрасывается в окружающую среду с уходящими дымовыми газами ( $M_{зол}^{выб.}$ ), поэтому объем складирования золы на золошлакоотвалах составит:

$$M_{зол}^{скл.} = M_{зол}^{обр.} - M_{зол}^{выб.} \text{ т золы/год.}$$

Плата за размещение (складирование) золошлаковых отходов определяется по формуле:

$$\Pi_{\text{зол.}}^{\text{скл.}} = (M_{\text{зол.}}^{\text{скл.л.}} \cdot n_{\text{зол.}}^{\text{л}} + M_{\text{зол.}}^{\text{скл.св.л.}} \cdot n_{\text{зол.}}^{\text{л}} \cdot \alpha) \cdot k_{\text{рег.}}$$

где  $n_{\text{зол.}}^{\text{л}}$  — норматив платы за размещение золошлаковых отходов в пределах лимита (табл. 8.5);  $\alpha$  — коэффициент увеличения ставки платы за сверхлимитное складирование золошлаковых отходов;  $k_{\text{рег.}}$  — коэффициент, учитывающий экологическую ситуацию в регионе (табл. 8.3).

Таблица 8.5

#### Нормативы платы за размещение отходов производства и потребления

| Виды отходов<br>(по классам опасности для окружающей среды)                                                               | Единицы измерения | Норматив платы за размещение 1 единицы измерения отходов в пределах установленных лимитов размещения отходов, руб./т |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1. Отходы I класса опасности (чрезвычайно опасные)                                                                        | т                 | 1739,2                                                                                                               |
| 2. Отходы II класса опасности (высокоопасные)                                                                             | т                 | 745,4                                                                                                                |
| 3. Отходы III класса опасности (умеренно опасные)                                                                         | т                 | 497                                                                                                                  |
| 4. Отходы IV класса опасности (малоопасные)                                                                               | т                 | 248,4                                                                                                                |
| 5. Отходы V класса опасности (практически не опасные)<br>— добывающей промышленности<br>— перерабатывающей промышленности | т                 | 0,4                                                                                                                  |
|                                                                                                                           | м <sup>3</sup>    | 15                                                                                                                   |

Золошлаковые отходы в общем случае относятся к IV классу опасности.

В целом экологические платежи, относимые на себестоимость продукции (работ, услуг), составят:

$$\Pi_{\text{экол.}}^{\text{себ.}} = \Pi_{\text{выб.}}^{\text{н.}} + \Pi_{\text{сбр.}}^{\text{н.}} + \Pi_{\text{зол.}}^{\text{л.}} \quad (\text{руб./год}),$$

где  $\Pi_{\text{выб.}}^{\text{н.}}$ ,  $\Pi_{\text{сбр.}}^{\text{н.}}$ ,  $\Pi_{\text{зол.}}^{\text{л.}}$  — соответственно, плата за нормативные выбросы, сбросы загрязняющих веществ и за размещение золошлаковых отходов в пределах лимита.

Экологические платежи за лимитные и сверхлимитные объемы, выплачиваемые за счет прибыли компании, равны:

$$\Pi_{\text{экол.}}^{\text{приб.}} = \Pi_{\text{выб.}}^{\text{л.+св.л.}} + \Pi_{\text{сбр.}}^{\text{л.+св.л.}} + \Pi_{\text{зол.}}^{\text{св.л.}} \quad (\text{руб./год}),$$

где  $\Pi_{\text{выб.}}^{\text{л.+св.л.}}$ ,  $\Pi_{\text{сбр.}}^{\text{л.+св.л.}}$  — плата за лимитные и сверхлимитные выбросы и сбросы;  $\Pi_{\text{зол.}}^{\text{св.л.}}$  — плата за сверхлимитное складирование золошлаковых отходов.

#### Арендная плата и лизинговые платежи

В случае если энергоснабжающая организация арендует основные средства у других юридических или физических лиц, за их использование платится арендная плата, определяемая договором аренды и учитываемая в смете затрат.

Арендатор вправе отнести на себестоимость суммы выплаченной аренды, если он арендует объекты основных производственных средств, которые являются таковыми у арендодателя до и после заключения договора.

В случае, если для целей производства основные средства арендуются у физических лиц, осуществляющих предпринимательскую деятельность, арендная плата в сумме по договору также включается в себестоимость продукции по элементу «Прочие затраты».

Расходы по аренде имущества у физических лиц, не осуществляющих предпринимательскую деятельность, включаются в себестоимость продукции по элементу «Затраты на оплату труда».

В себестоимость включаются лизинговые платежи лизингополучателя лизингодателю.

### Амортизация нематериальных активов

Амортизация нематериальных активов рассчитывается по нормам амортизационных отчислений, определяемым в соответствии со сроком их полезного использования ( $T_{\text{пол.исп.}}^{\text{н.акт.}}$ ) и первоначальной (восстановительной) стоимостью нематериальных активов:

$$I_{\text{ам.}}^{\text{н.акт.}} = R_{\text{ам.}}^{\text{н.акт.}} \cdot C_{\text{н.акт.}}^{\text{п}} \text{ (руб./год),}$$

где  $R_{\text{ам.}}^{\text{н.акт.}} = \frac{1}{T_{\text{пол.исп.}}^{\text{н.акт.}}}$  — норма амортизации по нематериальным активам;  $C_{\text{н.акт.}}^{\text{п}}$  — первоначальная (восстановительная) стоимость нематериальных активов, руб.

### Абонентная плата РАО «ЕЭС России»

Абонентная плата РАО «ЕЭС России» определяется, исходя из норматива абонентной платы, в составе которого учитывается плата за услуги по организации функционирования оптового рынка энергии (мощности) и затраты на реформирование и реструктуризацию отрасли, а также плата за пользование сетями РАО. В последующем, при введении в практику расчетов тарифов за услуги по передаче электроэнергии по сетям ФСК, плата за пользование сетями РАО будет отменена.

$$I_{\text{аб.пл}} = H_{\text{аб}} \cdot \Xi_{\text{п.о}} \text{ (руб./год),}$$

где  $H_{\text{аб}}$  — норматив абонентной платы РАО;  $\Xi_{\text{п.о}}$  — полезный отпуск электроэнергии потребителям.

### Расходы на обязательное и добровольное страхование имущества

Расходы на обязательное и добровольное страхование имущества включают страховые взносы по всем видам обязательного страхования, а также по следующим видам добровольного страхования:

- добровольное страхование средств транспорта, грузов, основных производственных средств и нематериальных активов, объектов незавершенного строительства, товарно-материальных запасов;
- добровольное страхование рисков, связанных с выполнением строительно-монтажных работ;
- добровольное страхование ответственности за причинение вреда при условии, что такое страхование предусмотрено законодательством РФ, либо является условием осуществления деятельности в соответствии с международными обязательствами РФ или общепринятыми международными требованиями.

Расходы по обязательным видам страхования включаются в состав прочих расходов в пределах страховых тарифов, утвержденных в соответствии с законодательством Российской Федерации и требованиями международных конвенций. В случае отсутствия утвержденных тарифов расходы включаются в себестоимость в размере фактических расходов.

Расходы по добровольному страхованию имущества включаются в состав прочих расходов в размере фактических затрат.

### Расходы на научные исследования и опытно-конструкторские разработки

Расходы на научные исследования и ОКР, проводимые компанией самостоятельно или совместно с другими организациями (в соответствующей доле), а также в случае, когда компания выступает в качестве заказчика исследований, признаются объектами налогообложения после завершения этих исследований или завершения отдельных этапов работ и подписания акта сдачи-приемки работы.

Данные расходы равномерно включаются в состав прочих затрат в течение трех лет при условии использования результатов исследований в производстве с первого числа месяца, следующего за месяцем, в котором завершено исследование.

Расходы на научные исследования и опытно-конструкторские разработки, которые не дали положительных результатов, также подлежат включению в состав прочих расходов равномерно в течение трех лет в размере, не превышающем 70% фактических расходов.

Из средств, выделяемых на НИОКР, финансируются расходы по созданию новых и совершенствованию применяемых технологий, работы по повышению качества продукции, расходы на работы, связанные с проведением научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ.

#### *Налоги, учитываемые в составе себестоимости*

В составе прочих затрат сметы учитываются следующие налоги:

- водный налог;
- земельный налог;
- транспортный налог;
- налог на воспроизводство минерально-сырьевой базы;
- налог на недра.

#### *Водный налог*

Налогоплательщиками водного налога признаются организации и физические лица, осуществляющие специальное или общее водопользование в соответствии с законодательством РФ.

Водный кодекс РФ определяет водопользование, как юридически обусловленную деятельность граждан и юридических лиц, связанную с использованием водных объектов.

Общее водопользование — использование водных объектов без применения сооружений, технических средств и устройств, осуществляемое гражданами и юридическими лицами без получения лицензии на водопользование.

Под специальным водопользованием понимается использование водных объектов с применением сооружений, технических средств и устройств, при наличии лицензии на водопользование.

Применительно к электроэнергетике объектами налогообложения признаются следующие виды водопользования:

- забор воды из водных объектов,
- использование водных объектов для целей гидроэнергетики.

В энергетике забор воды из водных объектов осуществляют в большей или меньшей мере все энергетические объекты; при этом самыми крупными водопользователями выступают электростанции.

На ТЭС и АЭС основным является расход воды на охлаждение конденсаторов турбин, подпитку системы питательной воды, на КЭС и ТЭЦ, работающих на твердом топливе, имеет место дополнительный расход воды в системе гидрозолоудаления, на ТЭЦ — расход воды на подпитку тепловой сети, ГЭС используют водные объекты для производства электроэнергии.

Сумма налога определяется как произведение налоговой базы и соответствующей ей налоговой ставки.

По каждому виду водопользования налоговая база определяется налогоплательщиком отдельно в отношении каждого водного объекта (река, озеро, море).

- При заборе воды налоговой базой является объем воды, забранной из водного объекта за налоговый период (за квартал, год), и определяемый:
  - по показаниям водоизмерительных приборов;
  - в случае отсутствия водоизмерительных приборов, исходя из времени работы и производительности насосов или исходя из суммарного расхода электроэнергии, времени работы технологического оборудования, объема выпуска продукции и норм водопотребления.

В частности, основным расходом воды на ТЭС, наряду с расходом воды на подпитку систем питательной, сетевой воды, системы ГЗУ является расход на охлаждение конденсаторов турбин, определяемый, как:

$$\text{для КЭС: } V_{\text{конд.}}^{\text{КЭС}} = \bar{V}_{\text{конд.}}^{\text{КЭС}} \cdot \mathcal{E}_{\text{выр.}}^{\text{КЭС}} \text{ (тыс. м}^3\text{/год),}$$

$$\text{для ТЭЦ: } V_{\text{конд.}}^{\text{ТЭЦ}} = \bar{V}_{\text{конд.}}^{\text{ТЭЦ}} \cdot \mathcal{E}_{\text{выр. ТЭЦ}}^{\text{К}} \text{ (тыс. м}^3\text{/год),}$$

где  $\bar{V}_{\text{конд.}}^{\text{КЭС}}$ ,  $\bar{V}_{\text{конд.}}^{\text{ТЭЦ}}$  — нормы расхода воды на охлаждение конденсаторов КЭС и ТЭЦ, м<sup>3</sup>/ тыс. кВт · ч;  $\mathcal{E}_{\text{выр.}}^{\text{КЭС}}$ ,  $\mathcal{E}_{\text{выр. ТЭЦ}}^{\text{К}}$  — выработка электроэнергии на КЭС и на ТЭЦ по конденсационному режиму, тыс. кВт · ч/год.

По бассейнам рек для субъектов РФ и для водопользователей устанавливаются лимиты водопользования — предельно допустимые объемы, изъятия водных ресурсов в течение определенного периода времени. Лимиты устанавливаются для водопользователей на основании заявленных ими потребностей в водных ресурсах и водохозяйственных балансов с учетом экологического и санитарно-эпидемиологического состояния водных объектов.

Налоговые ставки при заборе воды в пределах установленных лимитов водопользования дифференцированы в зависимости:

- от вида водного объекта (поверхностные и подземные водные источники);
- по бассейнам рек, озер, морей;
- по экономическим районам.

К налоговой ставке за пользование водными объектами в целях забора воды из поверхностных водных источников для технологических нужд в пределах установленных лимитов для объектов теплоэнергетики и атомной энергетики, использующих прямоточную систему водоснабжения применяется понижающий коэффициент.

В случае отсутствия утвержденных квартальных лимитов и лицензии на водопользование, а также при заборе воды сверх установленных лимитов ставки платы в части превышения увеличиваются по сравнению с базовыми налоговыми ставками.

Размер водного налога определяется, как:

$$H_{\text{вод.}}^{\text{ГЭС}} = V_{k,n,m}^{\text{лим.}} \cdot H_{k,n,m}^{\text{лим.}} + V_{k,n,m}^{\text{св.лим.}} \cdot H_{k,n,m}^{\text{лим.}} \cdot \alpha,$$

где  $k$  — экономический район;  $n$  — вид водного объекта;  $m$  — бассейны рек, озер, морей;  $H_{k,n,m}^{\text{лим.}}$  — налоговая ставка за забор воды из  $n$ -го вида водного объекта,  $m$ -го водного бассейна, находящегося в  $k$ -том экономическом районе, в пределах установленного лимита, в руб./тыс. м<sup>3</sup>;  $\alpha$  — коэффициент увеличения налоговой ставки при заборе воды сверхлимита;  $V_{k,n,m}^{\text{лим.}}$ ,  $V_{k,n,m}^{\text{св.лим.}}$  — объем забираемой воды, соответственно, в пределах лимита и сверх утвержденного лимита из водного объекта  $n$ -го вида,  $m$ -го водного бассейна, находящегося в  $k$ -том экономическом районе, в тыс. м<sup>3</sup>/год.

- При использовании водных объектов для целей гидроэнергетики базой для расчета водного налога является выработка электроэнергии ГЭС.

Размер водного налога для гидроэлектростанции рассчитывается по формуле:

$$H_{\text{вод.}}^{\text{ГЭС}} = H_m^{\text{ГЭС}} \cdot \mathcal{E}_{\text{выр. м}}^{\text{ГЭС}},$$

где  $H_m^{\text{ГЭС}}$  — налоговая ставка за одну тысячу кВт · ч, выработанной электроэнергии ГЭС, расположенной на  $m$ -й реке, в руб./тыс. кВт · ч;  $\mathcal{E}_{\text{выр. м}}^{\text{ГЭС}}$  — выработка электроэнергии ГЭС, расположенной на  $m$ -й реке, тыс. кВт · ч/год.

#### Земельный налог

В соответствии с Законом РФ от 11.10.91 №1738-1 «О плате за землю» и последующими дополнениями использование земли в РФ является платным, поэтому все организации независимо от форм собственности вносят плату за землю.

Целью введения платы за землю является стимулирование рационального использования, охраны и освоения земель, повышения плодородия почв, выравнивание социально-экономических ус-



ловий хозяйствования на землях разного качества, обеспечение развития инфраструктуры в населенных пунктах и формирование специальных фондов финансирования указанных мероприятий.

Формами платы за землю являются: земельный налог и арендная плата. Плательщиками земельного налога являются организации (независимо от организационно-правовых форм и форм собственности), которым предоставлена земля на территории РФ в собственность (собственники), владение (землевладельцы), пользование (землепользователи). Арендаторы земельных участков платят арендную плату.

Объектом обложения земельным налогом являются земельные участки, предоставленные во владение, пользование или находящиеся в собственности.

Земельный налог взимается в расчете на год с облагаемой налогом земельной площади, предоставленной в установленном порядке юридическим и физическим лицам в собственность, владение или пользование, включая площадь, занятую строениями и сооружениями, а также с земельных участков, необходимых для содержания строений и сооружений. При этом в облагаемую налогом площадь земельных участков включаются санитарно-защитные зоны объектов, технические и другие зоны, если они не предоставлены в пользование другим юридическим лицам и гражданам.

Размер земельного налога не зависит от результатов хозяйственной деятельности землевладельцев, землепользователей и устанавливается в виде стабильных платежей за единицу земельной площади в расчете на год.

Средние ставки земельного налога устанавливаются по категориям земельных угодий (земли сельскохозяйственного и несельскохозяйственного назначения). По земельным участкам несельскохозяйственного назначения налоговые ставки дифференцированы (табл. 8.6) по экономическим районам, численности населения в населенных пунктах и зонам различной градостроительной ценности территории (табл. 8.7).

Таблица 8.6

Средние ставки земельного налога в городах  
и других населенных пунктах (руб./м<sup>2</sup> в расчете на год)

| Экономические районы   | Численность населения, тыс. чел |       |        |         |         |          |           |            |
|------------------------|---------------------------------|-------|--------|---------|---------|----------|-----------|------------|
|                        | до 20                           | 20-50 | 50-100 | 100-250 | 250-500 | 500-1000 | 1000-3000 | свыше 3000 |
| Северный               | 0,5                             | 1,1   | 1,2    | 1,4     | 1,5     | —        | —         | —          |
| Северо-Западный        | 0,9                             | 1,4   | 1,6    | 1,7     | 1,9     | —        | —         | 3,5        |
| Центральный            | 1,0                             | 1,5   | 1,7    | 1,8     | 2,0     | 2,3      | —         | 4,5        |
| Волго-Вятский          | 0,8                             | 1,3   | 1,5    | 1,6     | 1,8     | —        | 2,4       | —          |
| Центрально-Черноземный | 0,9                             | 1,4   | 1,6    | 1,7     | 1,9     | 2,2      | —         | —          |
| Поволжский             | 0,9                             | 1,4   | 1,6    | 1,7     | 1,9     | 2,2      | 2,5       | —          |
| Северо-Кавказский      | 0,8                             | 1,3   | 1,5    | 1,6     | 1,8     | 2,1      | 2,4       | —          |
| Уральский              | 0,7                             | 1,2   | 1,4    | 1,5     | 1,7     | 2,0      | 2,3       | —          |
| Западно-Сибирский      | 0,6                             | 1,2   | 1,3    | 1,5     | 1,6     | 1,9      | 2,1       | —          |
| Восточно-Сибирский     | 0,5                             | 1,1   | 1,2    | 1,4     | 1,5     | 1,8      | —         | —          |
| Дальневосточный        | 0,6                             | 1,2   | 1,3    | 1,5     | 1,6     | 1,9      | —         | —          |

Ставки земельного налога пересматриваются при изменении условий, не зависящих от пользователей земельных участков и условий хозяйствования.

Таблица 8.7

Коэффициенты увеличения средней ставки земельного налога  
из-за статуса города, развития социально-культурного потенциала\*

|                    | Численность населения, тыс. чел |         |          |           |            |
|--------------------|---------------------------------|---------|----------|-----------|------------|
|                    | 100-250                         | 250-500 | 500-1000 | 1000-3000 | свыше 3000 |
| В городе           | 2,2                             | 2,3     | 2,4      | 2,6       | 3,0        |
| В пригородной зоне |                                 |         | 1,9      | 2,2       | 2,5        |

\* Применяются к столицам субъектов РФ, краевым и областным центрам, городам с развитым социально-культурным потенциалом.

Земельный налог исчисляется по каждому земельному участку отдельно в расчете на год с месяца, следующего за месяцем предоставления земельного участка:

$$H_{\text{зем.}} = \sum_1^m S_m \cdot n_m^{\text{зем}} \cdot K \cdot Y_m \text{ (руб./год)},$$

где  $m$  — участки земли различного назначения, занятые под электростанции, котельные, золоотвалы, трансформаторные подстанции и т.д., находящиеся в пользовании энергетических компаний;  $S_m$  — площадь земельного участка по данным учета местных комитетов по земельным ресурсам, занимаемая энергетическими объектами,  $\text{м}^2$ ;  $n_m^{\text{зем}}$  — ставка земельного налога по земле несельскохозяйственного назначения,  $\text{руб./м}^2 \cdot \text{год}$ ;  $K$  — коэффициент индексации платы за землю;  $Y_m$  — коэффициент увеличения средней ставки земельного налога из-за статуса города (табл. 8.7).

#### Транспортный налог

Плательщиками этого налога являются все организации, предприниматели и граждане, на которых зарегистрированы транспортные средства.

Объектом налогообложения признаются автотранспортные средства: автомобили, мотоциклы, автобусы и другие механизмы на пневматическом и гусеничном ходу, самолеты, вертолеты, теплоходы, яхты и другие водные и воздушные транспортные средства.

Налоговая база определена:

- для автотранспортных средств — мощностью двигателя в лошадиных силах;
- для водных транспортных средств — валовой вместимостью в регистровых тоннах или мощностью двигателей в лошадиных силах.

Налоговые ставки установлены в зависимости от мощности двигателя транспортного средства (табл. 8.8).

Таблица 8.8

Ставки транспортного налога

| Наименование объекта налогообложения               | Налоговая ставка, руб./л.с. |
|----------------------------------------------------|-----------------------------|
| 1. Легковые автомобили с мощностью двигателя, л.с. |                             |
| до 100                                             | 5                           |
| 100–150                                            | 7                           |
| 150–200                                            | 10                          |
| 200–250                                            | 15                          |
| 2. Автобусы с мощностью двигателя, л.с.            |                             |
| до 200                                             | 10                          |
| свыше 200                                          | 20                          |
| 3. Грузовые автомобили с мощностью двигателя, л.с. |                             |
| до 100                                             | 5                           |
| 100–150                                            | 8                           |
| 150–200                                            | 10                          |
| 200–250                                            | 13                          |
| свыше 250                                          | 17                          |

Сумма налога исчисляется по каждому транспортному средству как произведение соответствующей налоговой ставки ( $n_f^{\text{мп}}$ ) на мощность двигателя транспортного средства ( $P_f^{\text{мп}}$ ):

$$H_{\text{тр}} = \sum_1^f n_f^{\text{мп}} \cdot P_f^{\text{мп}},$$

где  $f$  — вид транспортного средства.

#### 8.4. Калькуляция себестоимости электроэнергии и тепла

##### *Классификация затрат при калькулировании себестоимости продукции*

В энергокомпаниях наряду с составлением сметы затрат формируется второй документ, в котором отражаются затраты на производство продукции — калькуляция себестоимости.

Калькуляция\* себестоимости продукции — документ, в соответствии с которым определяется себестоимость единицы продукции. В отличие от сметы затрат, в которой совокупные затраты на производство и реализацию продукции отражаются в целом по предприятию без распределения их по видам продукции, в калькуляции затраты группируются по производственному назначению (основное, вспомогательное производство, затраты на технологические, цеховые и общехозяйственные нужды), по технологическим стадиям и по видам продукции.

Калькуляция себестоимости имеет глубокий практический смысл, так как является результатом обязательных бухгалтерских проводок, что позволяет через анализ бухгалтерских документов выявить источник затрат — филиал, цех, участок или иное подразделение компании.

При производстве нескольких видов продукции себестоимость каждого из них во многом определяется обоснованностью распределения затрат, поэтому в основе калькулирования себестоимости продукции лежит группировка затрат по определенному признаку или по совокупности признаков, в том числе:

1. По роли в процессе производства затраты делятся на производственные и непроизводственные. К непроизводственным относятся налоги и сборы, относимые на себестоимость.

2. По характеру производства — на затраты, относимые на основное, вспомогательное производство, непромышленные (обслуживающие) хозяйства.

К основному производству в энергетике относятся: генерация, передача и распределение электрической и тепловой энергии. К вспомогательным относятся производства, продукция и услуги которых потребляются основным производством, прочими хозяйствами и сторонними организациями.

К вспомогательным производствам на тепловых электростанциях целесообразно относить объекты и системы водоснабжения — насосные станции с водозаборами и водоводами, а также химическую, железнодорожный, автомобильный транспорт, телефонные станции (коммутаторы), электроизмерительную, химическую и теплоизмерительную лаборатории в тех случаях, когда эти хозяйства предоставляют свои услуги не только цехам основного производства, но и службам управления, непромышленным хозяйствам и сторонним организациям.

К обслуживающим непромышленным хозяйствам относится жилищное хозяйство и объекты коммунально-бытовой сферы, находящиеся на балансе компании.

3. В зависимости от отношения затрат к основным технологическим процессам их разделяют на основные и накладные затраты.

Основные затраты обусловлены непосредственно процессом изготовления основной продукции. К ним относятся затраты на сырье, основные материалы, топливо и электроэнергию для технологических целей, заработную плату основных рабочих, амортизационные отчисления.

Накладные расходы вызваны необходимостью обеспечить условия для бесперебойного и эффективного осуществления основных технологических процессов. К этим расходам относятся все затраты по управлению производством и его обслуживанию: заработная плата административно-управленческого персонала, расходы по освещению и отоплению помещений и т.п.

4. По месту возникновения расходы подразделяются на цеховые и общестанционные (общехозяйственные).

5. По способу отнесения затрат на себестоимость продукции они делятся на прямые и косвенные:

Прямые затраты — это затраты, которые могут быть отнесены непосредственно на себестоимость того или иного вида продукции без распределения.

Косвенные затраты являются общими для нескольких видов продукции и подлежат распределению между ними в соответствии с принятыми правилами распределения.

\* Термин возник от латинского calculation — подсчет, вычисление.

В практике многих промышленных предприятий принято относить косвенные расходы на отдельные виды продукции пропорционально основной заработной плате производственных рабочих. Этот прием распределения прост и основан на предположении, что все косвенные расходы находятся в прямой зависимости от затрат на заработную плату рабочих, непосредственно занятых изготовлением продукции. В энергетике такое распределение затрат справедливо только в отношении небольшой части косвенных расходов, так как численность персонала и соответственно затраты на оплату труда зависят не от объема производимой продукции, а от производственной мощности энергетических объектов, поэтому в энергетике косвенные расходы распределяются между электрической и тепловой энергией пропорционально прямым затратам, относимым на соответствующий вид продукции. При распределении косвенных затрат следует стремиться к тому, чтобы количество затрат, распределяемых косвенным путем, было минимальным.

6. По степени зависимости от объема производства продукции затраты подразделяются на постоянные — не зависящие от объема производства и переменные — зависящие от объема производимой продукции. Данное деление затрат лежит в основе формирования двухставочных тарифов на электрическую и тепловую энергию, и широко используется в теории и практике управления издержками.

7. Выделение затрат по стадиям технологического процесса предусматривает учет и планирование затрат по цехам электростанций и производственным подразделениям компаний.

На электростанциях количество стадий зависит от специфики технологического процесса и вида энергетических ресурсов, используемых для производства энергии (жидкое, газообразное, твердое топливо или гидравлические ресурсы), при этом группировка затрат ведется по следующим технологическим стадиям (цехам):

на ГЭС и ГАЭС

- цех гидросооружений;
- машинный цех;
- электрический цех.

на АЭС

- реакторное отделение;
- машинный (турбинный) цех;
- электрический цех.

на ТЭС

- топливо-транспортный цех (ТТЦ);
- котельный цех (включая химводоочистку);
- машинный (турбинный) цех;
- теплофикационное отделение (только для ТЭЦ);
- электрический цех.

При безцеховой структуре управления электростанциями производственные затраты группируются по стадиям:

- топливо-транспортный цех (ТТЦ);
- котлотурбинный цех (включая химводоочистку);
- электрический цех.

Количество технологических стадий сокращается при работе электростанции на природном газе, так как в этом случае отсутствует ТТЦ.

В случае, когда химводоочистка является самостоятельным цехом, затраты по ней планируются и учитываются отдельно.

Для каждой стадии (цеха) электростанции по данным бухгалтерского учета определяются расходы по всем калькуляционным статьям кроме статьи «Общехозяйственные (общестанционные) расходы», являющиеся общими для всех цехов.

8. По видам продукции затраты распределяются между электрической и тепловой энергией. Данное распределение характерно для ТЭЦ и АО-энерго, производящих два вида продукции.

Целью калькулирования является экономически обоснованный расчет себестоимости единицы продукции.

Раздельный учет затрат в АО-энерго по видам деятельности позволяет рассчитать себестоимость генерации, себестоимость передачи и распределения единицы электрической и тепловой энергии

Объектами калькулирования себестоимости электрической и тепловой энергии являются:

- в сфере генерации энергии:
  - для КЭС, АЭС, ГЭС, ГАЭС и генерирующих компаний — себестоимость киловатт-часа, переданного с шин электростанций в сеть;
  - для ТЭЦ — себестоимость переданного с шин электростанции в сеть кВт · ч электрической энергии и отпущенной с коллекторов ТЭЦ в сеть Гкал тепла;
  - для котельных — себестоимость отпущенной с коллекторов котельной в сеть Гкал тепла;
  - для АО энергетики и электрификации объектами калькуляции является себестоимость генерации, передачи, сбыта энергии, а также полная коммерческая себестоимость отпущенной из сети потребителям электрической и тепловой энергии, рассчитываемая, исходя из совокупных затрат на генерацию, покупку, передачу, распределение и сбыт энергии;
- в сфере передачи (распределения) энергии объектом калькулирования является себестоимость услуг по передаче (распределению) киловатт-часа электроэнергии по сети определенного класса напряжения;
- для предприятий тепловых сетей — себестоимость услуг по передаче Гкал тепла по тепловым сетям.

Затраты включаются в себестоимость производства, передачи и распределения энергии того периода, к которому они относятся. Также, как и смета, калькуляция может быть отчетной и плановой.

### *Содержание статей калькуляции себестоимости энергии*

В калькуляции затраты группируются по следующим калькуляционным статьям:

1. Топливо на технологические цели.
2. Вода на технологические цели.
3. Основная оплата труда производственных рабочих.
4. Дополнительная оплата труда производственных рабочих.
5. Отчисления на социальные нужды (ЕСН) производственных рабочих.
6. Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования.
7. Расходы по подготовке и освоению производства (пусковые расходы).
8. Цеховые расходы.
9. Общезаводские (общехозяйственные) расходы.
10. Покупная энергия.

По статье 1 «Топливо на технологические цели» отражается стоимость топлива, израсходованного непосредственно на производство электрической и (или) тепловой энергии, то есть используемого на технологические цели на тепловых электростанциях и котельных.

Количество израсходованного топлива за отчетный период определяется по результатам учета расхода топлива (результатам взвешивания, отражаемым в журналах учета, и результатам инвентаризации топлива) в тоннах натурального топлива по видам и маркам.

Топливные затраты рассчитываются, исходя из количества израсходованного топлива данного вида и марки ( $B_i$ ) и цены франко-станция назначения тонны топлива определенного вида и марки ( $\Pi'_{\text{топл}}$ ):

$$И_{\text{топл.}} = \sum_i B_i \cdot \Pi'_{\text{топл}} (1 + \alpha'_{\text{пот.}}) \text{ (руб./год).}$$

При отсутствии условий хранения топлива по видам и маркам (например, при хранении угля в общем штабеле на площадке угольного склада) топливные затраты определяются по обезличенной средневзвешенной цене тонны натурального топлива франко-станция назначения.

### *Статья 2 «Вода на технологические цели»*

На тепловых электростанциях, котельных и электробойлерных установках по статье «Вода на технологические цели» планируются и учитываются затраты на воду, расходуемую на технологические цели:

- по котельному цеху:
  - на подпитку парогенераторов ТЭС и котлов котельных;
  - на пополнение системы гидрозолаудаления и системы золоулавливания;

- по машинному (турбинному) цеху:
  - на подпитку системы циркуляционного водоснабжения для охлаждения конденсаторов турбин при оборотной системе водоснабжения;
  - на забор воды из поверхностных источников воды (рек и озер) для охлаждения конденсаторов турбин при прямоточной системе водоснабжения;
- по теплофикационному отделению:
  - на подпитку системы отпуска тепла на отопление и горячее водоснабжение;
- по электроцеху:
  - на охлаждение обмоток электрогенераторов при водяном охлаждении генераторов;
  - на работу установки электролиза воды при водородном охлаждении электрогенераторов.
- В тепловых сетях по данной статье планируются и учитываются затраты на химически очищенную воду, получаемую от тепловых электростанций для восполнения утечек воды в тепловых сетях. При этом стоимость подпиточной воды рассчитывается, исходя из расхода воды на подпитку, определяемого по показаниям водосчетчиков за отчетный период и стоимости химически очищенной воды, полученной от ТЭС, в случае, если предприятие тепловых сетей является подразделением АО-энерго. При наличии у предприятий тепловых сетей собственных установок по подготовке сетевой воды затраты на подпитку тепловых сетей определяются, исходя из собственных затрат на эти цели, то есть по себестоимости подготовки воды.
- На ГЭС по данной статье учитывается и планируется размер водного налога.

### *Статья 3 «Основная оплата труда производственных рабочих»*

По данной статье планируется и учитывается по стадиям производства основная оплата труда производственных рабочих (вахтенного персонала), непосредственно участвующих в технологическом процессе производства, передачи, распределения электрической и тепловой энергии, а также оплата труда специалистов, непосредственно занятых в производственном процессе: дежурных инженеров станций, подстанций, начальников смен, вахт.

На эту статью относится оплата труда начальников цехов и их заместителей, если они наряду с административными функциями несут обязанности вахтенного персонала, на правах начальников смен.

Оплата труда руководителей, специалистов и служащих, не участвующих непосредственно в процессе производства, не выполняющих обязанности вахтенного персонала, в данную статью не включается, а планируется и учитывается по статье «Цеховые расходы».

На эту статью также не относится оплата труда ремонтного персонала, которая планируется и учитывается по статьям «Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования» или «Цеховые расходы».

### *Статья 4 «Дополнительная оплата труда производственных рабочих»*

По данной статье планируется и учитывается дополнительная оплата труда производственных рабочих, основная оплата труда которых планируется и учитывается по предыдущей калькуляционной статье. К дополнительной оплате труда относятся выплаты, предусмотренные законодательством о труде или коллективными договорами за непроработанное на производстве (неявочное) время: оплата очередных и дополнительных отпусков, компенсация за неиспользованный отпуск, оплата льготных часов подростков, оплата перерывов в работе кормящих матерей, выплата вознаграждений за выслугу лет и пр.

### *Статья 5 «Отчисления на социальные нужды производственных рабочих»*

По этой статье планируются и учитываются предусмотренные действующим законодательством отчисления (Единый социальный налог) на социальные нужды от основной и дополнительной оплаты труда производственных рабочих, отраженной в третьей и четвертой калькуляционных статьях.

### *Статья 6. «Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования»*

К этой статье относятся:

1. Расходы на содержание оборудования и рабочих мест, в составе которых учитываются расходы на смазочные, обтирочные и другие материалы, необходимые для ухода за оборудованием и

содержанием его в работоспособном состоянии, а также электролампы для сигнализации, электрошетки для генераторов, кислота для зарядки аккумуляторных батарей, шары для засыпки в шаровые барабанные мельницы, турбинное масло, доливаемое в межремонтный период для регуляторов турбин и котлов.

2. Расходы на ремонт производственного оборудования, транспортных средств и инструментов.

В частности, на эту статью относится стоимость запасных частей и материалов, используемых при ремонте производственного оборудования, заработная плата и отчисления на социальные нужды рабочих, занятых на ремонте оборудования, стоимость услуг вспомогательных производств и подрядных организаций, участвующих в ремонте оборудования.

3. Расходы по содержанию и эксплуатации собственных и привлеченных со стороны транспортных средств. В эти расходы входит стоимость горючего, запасных частей, смазочных материалов, израсходованных собственными транспортными средствами, заработная плата водителей и стоимость транспортных услуг, оказанных сторонними организациями.

4. Расходы на амортизацию производственного оборудования и транспортных средств, включая ускоренную амортизацию активных ОПС.

5. Возмещение износа малоценных и быстроизнашивающихся предметов и инструментов и расходы по их ремонту.

6. Прочие расходы, не предусмотренные в других статьях, но связанные с содержанием и эксплуатацией оборудования.

На данную статью списывается стоимость услуг по диспетчеризации, а также плата за аренду энергопоездов и других арендуемых передвижных электростанций.

#### *Статья 7. «Расходы по подготовке и освоению производства (пусковые расходы)»*

По данной статье планируются и учитываются пусковые расходы, связанные с комплексным опробованием оборудования, наладочными работами и испытаниями после ввода в эксплуатацию нового оборудования или после реконструкции действующего.

#### *Статья 8. «Цеховые расходы»*

Включает затраты по обслуживанию и управлению цехами:

1. Затраты на содержание цехового персонала: основная и дополнительная оплата труда и отчисления на социальные нужды служащих, специалистов, начальников цехов, их заместителей, начальников производственных служб, лабораторий, при условии, что они не несут обязанностей вахтенного персонала.

2. Затраты на содержание цеховых зданий и цехового инвентаря: стоимость материалов, израсходованных на хозяйственные нужды цехов, на содержание осветительной электросети, отопительной системы, сети канализации и водоснабжения, стоимость электроэнергии, топлива, воды, пара, потребленных на хозяйственные нужды цехов.

3. Затраты на ремонт цеховых зданий и инвентаря: стоимость израсходованных в процессе ремонта материалов, оплата труда с отчислениями для рабочих, занятых на ремонте зданий, стоимость услуг сторонних организаций в части, относящейся к ремонту цеховых зданий и инвентаря.

4. Амортизация цеховых зданий и инвентаря включает амортизационные отчисления в соответствии с нормами амортизации от стоимости основных средств цехов кроме амортизации, включенной в статью 6 «Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования».

5. Расходы по испытаниям, опытам и исследованиям, проводимым в цехе в целях повышения экономичности и безопасности оборудования.

6. Расходы по охране труда. На эту статью списываются расходы по предупреждению несчастных случаев, профессиональных заболеваний, по улучшению условий труда, по охране труда, затраты на приобретение индивидуальных средств защиты, спецодежды, спецобуви и пр.

7. Прочие расходы, в которые включаются затраты, не предусмотренные предыдущими статьями. Так, в котельном цехе на эту статью относятся затраты по наращиванию дамб для увеличения емкости золоотводов.

В отчетной калькуляции по статье «Цеховые расходы» дополнительно учитываются цеховые расходы непроизводительного характера (в плановой калькуляции они отсутствуют), включающие:

— потери от простоев: оплата труда и отчисления на социальное обеспечение рабочих за время простоев, имевших место по вине цеха, а также доплата рабочим, которые во время простоя были заняты на менее оплачиваемых работах, стоимость топлива и энергии, израсходованных во время простоя по вине цеха;

— потери от порчи материальных ценностей при хранении в цехах. По топливно-транспортному цеху на эту статью списывается стоимость потерь топлива при его хранении на складе и транспортировке его от железнодорожной станции до склада на территории станции в пределах норм естественной убыли, если факт недостачи был установлен в процессе инвентаризации топлива;

— стоимость недостачи материальных ценностей (за вычетом излишков), выявленная при инвентаризации в цеховых кладовых;

— Прочие непроизводительные цеховые расходы, то есть расходы, не предусмотренные предыдущими статьями (например, пособия по нетрудоспособности, возникшей в результате производственных травм).

#### *Статья 9. «Общезаводские (общехозяйственные) расходы»*

По этой статье планируются и учитываются расходы по управлению компанией, филиалом, ДЗО, в составе которых учитываются:

А. Административно-управленческие расходы.

Б. Общепроизводственные расходы.

В. Отчисления на целевые расходы.

Г. Общехозяйственные расходы непроизводительного характера.

*А. В составе административно-управленческих расходов учитываются и планируются:*

- расходы по оплате труда и отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала;
- расходы на служебные командировки и перемещения административно-управленческого персонала, оплата услуг транспортных организаций за пользование легковым транспортом или оплата использования для этих целей личного транспорта;
- прочие административно-управленческие расходы: почтово-телеграфные, канцелярские, телефонные, стоимость бланков отчетности и документации, расходы на содержание или оплату услуг вычислительных центров;
- расходы по эксплуатации зданий и инвентаря административно-управленческого назначения: отопление, освещение, водоснабжение, канализация, стоимость услуг ведомственной и вневедомственной охраны;
- расходы на ремонт основных средств административно-управленческого назначения (административных зданий, инвентаря);
- прочие административно-управленческие расходы, не учтенные предыдущими статьями: расходы по оформлению зданий в праздничные дни, оплата юридических, банковских, аудиторских, консультационных услуг.

*Б. Общепроизводственные расходы включают:*

- содержание общесистемного, общестанционного и общесетевого не административно-управленческого персонала. В частности, сюда входит основная, дополнительная оплата труда с социальными отчислениями персонала исполнительной дирекции компаний;
- расходы на эксплуатацию, ремонт зданий, сооружений и инвентаря общесистемного назначения. В эту статью включаются расходы на содержание центральных складов: оплата труда с социальными отчислениями для рабочих, кладовщиков, расходы на отопление, освещение складов, затраты по перемещению грузов с одного склада на другой;
- амортизация основных средств общехозяйственного назначения;
- расходы по охране труда общехозяйственного персонала;



- расходы по содержанию пожарной и общей охраны общесистемных объектов;
- расходы по производственной практике студентов, подготовке и переподготовке кадров, по набору рабочей силы.

В. *Отчисления на целевые расходы включают:*

- расходы на НИОКР;
- налоги, сборы и прочие обязательные отчисления;
- плата за выбросы, сбросы загрязняющих веществ в пределах допустимых концентраций и складирования отходов в пределах лимита.

Г. *Общехозяйственные расходы непроизводительного характера* учитываются лишь при составлении калькуляции за отчетный период (при планировании эти расходы не учитываются).

Номенклатура общехозяйственных расходов непроизводительного характера аналогична номенклатуре цеховых расходов непроизводительного характера; разница заключается лишь в том, что учитываются расходы общехозяйственного, а не цехового назначения.

Потери, вызванные стихийными бедствиями (наводнением, ураганом, пожаром и т.п.), в «Общехозяйственные расходы» не включаются и в себестоимость энергии не входят. Являясь внереализационными расходами, они относятся на финансовые результаты компании.

### *Статья 10 «Покупная энергия»*

По данной статье планируются и учитываются затраты на покупаемую на оптовом рынке и у независимых производителей электрическую энергию и покупаемое у независимых производителей тепло.

## **8.5. Взаимосвязь сметы затрат и калькуляции себестоимости продукции**

В смете затрат и калькуляции себестоимости совокупные затраты подвергаются распределению по группам затрат, формируемым на основе различных критериев группировки. В смете затраты группируются вертикально по одноименным экономическим элементам затрат; в калькуляции – горизонтально по производственному признаку и видам продукции.

Экономические элементы затрат и калькуляционные статьи расходов отличаются по своему содержанию, но между ними существует связь, так как собранные в одном экономическом элементе затраты в зависимости от их роли в производственном процессе отражаются в различных статьях калькуляции.

В частности, топливные затраты сметы отражаются в следующих калькуляционных статьях (табл. 8.9):

- В статье «Топливо на технологические цели» учитываются топливные затраты на производство продукции и оказание услуг в сфере основного производства;
- «Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования». В данную статью включаются расходы на топливо, используемое в процессе выполнения ремонтных работ основного и вспомогательного оборудования;
- В статье «Расходы по подготовке и освоению производства» учитываются расходы на топливо, используемое при пусках оборудования после монтажа и реконструкции (пусковые расходы);
- По статье «Цеховые расходы» отражаются топливные расходы на отопление отдельно стоящих цеховых складов, временных зданий цехового назначения;
- На статью «Общестанционные расходы» относится стоимость топлива, расходуемого на отопление общестанционных объектов, в т.ч. отдельно стоящих станционных складов, мастерских, пожарного депо и пр.

Затраты сметы по элементу «Амортизация» отражаются в следующих калькуляционных статьях:

- в статье «Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования» учитывается амортизация основного и вспомогательного оборудования;
- в статье «Цеховые расходы» отражается амортизация зданий и сооружений цехов.
- в статью «Общехозяйственные расходы» включается амортизация административных зданий, здания пожарного депо, проходной и пр.

Взаимосвязь элементов сметы затрат и статей калькуляции указана в табл. 8.9.

Таблица 8.9

## Взаимосвязь экономических элементов сметы затрат и статей калькуляции

| Экономические элементы сметы затрат                           | СТАТЬИ КАЛЬКУЛЯЦИИ              |                              |                                                |                                                      |                                                                                 |                                                   |                                               |                 |                           |                  |
|---------------------------------------------------------------|---------------------------------|------------------------------|------------------------------------------------|------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------|-----------------------------------------------|-----------------|---------------------------|------------------|
|                                                               | Топливо на технологические цели | Вода на технологические цели | Основная оплата труда производственных рабочих | Дополнительная оплата труда производственных рабочих | Отчисления на социальные нужды от осн. и доп. оплаты труда производств. рабочих | Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования | Расходы по подготовке и освоению производства | Цеховые расходы | Общехозяйственные расходы | Покупная энергия |
| 1. Материальные затраты, в т.ч.                               |                                 |                              |                                                |                                                      |                                                                                 |                                                   |                                               |                 |                           |                  |
| — основные и вспомогательные материалы                        |                                 | +                            |                                                |                                                      |                                                                                 | +                                                 | +                                             | +               | +                         |                  |
| — топливо                                                     | +                               |                              |                                                |                                                      |                                                                                 | +                                                 | +                                             | +               | +                         |                  |
| — услуги производственного характера                          |                                 |                              |                                                |                                                      |                                                                                 | +                                                 | +                                             |                 |                           |                  |
| — покупная энергия                                            |                                 |                              |                                                |                                                      |                                                                                 |                                                   |                                               |                 |                           | +                |
| 2. Затраты на оплату труда производственного персонала        |                                 |                              | +                                              | +                                                    |                                                                                 | +                                                 | +                                             | +               | +                         |                  |
| 3. Отчисления на социальные нужды производственного персонала |                                 |                              |                                                |                                                      | +                                                                               | +                                                 | +                                             | +               | +                         |                  |
| 4. Амортизация                                                |                                 |                              |                                                |                                                      |                                                                                 | +                                                 | +                                             | +               | +                         |                  |
| 5. Прочие затраты, в т.ч.                                     |                                 |                              |                                                |                                                      |                                                                                 |                                                   |                                               |                 |                           |                  |
| — водный налог                                                |                                 | +                            |                                                |                                                      |                                                                                 | +                                                 | +                                             | +               | +                         |                  |
| — затраты на ремонт                                           |                                 |                              |                                                |                                                      |                                                                                 | +                                                 |                                               | +               | +                         |                  |

## 8.6. Особенности состава и структуры себестоимости энергии энергетических объектов

### Себестоимость электроэнергии на КЭС

На КЭС производится один вид продукции — электроэнергия, поэтому при калькуляции себестоимости все затраты по электростанции полностью относятся на электроэнергию, переданную с шин электростанции в сеть.

В составе затрат, относимых на себестоимость энергии, выделяются постоянные затраты, не зависящие от объема производства продукции ( $I_{\text{пост.}}$ ) и переменные, зависящие от объема производимой продукции ( $I_{\text{перем.}}$ ):

$$I = I_{\text{пост.}} + I_{\text{перем.}}$$

К постоянным затратам относятся: амортизационные отчисления, затраты на оплату труда, социальные отчисления и часть прочих затрат. Все материальные затраты относятся к переменным затратам.

В смете затрат КЭС наибольший удельный вес (60–70%) приходится на переменные затраты — материальные и в первую очередь топливные, которые рассчитываются, как:

$$I_{\text{топл.}} = V_{\text{КЭС}} \cdot C_{\text{топл.}} (1 + \alpha_{\text{пот.}}) \quad (\text{руб./год}),$$

где  $V_{\text{КЭС}}$  — годовой расход топлива на КЭС в отчетном периоде, определяемый по результатам бухгалтерского и технического учета, т н.т./год;  $C_{\text{топл.}}$  — цена топлива, руб./т н.т.;  $\alpha_{\text{пот.}}$  — коэффициент потерь топлива при транспорте и складировании.

При планировании топливные затраты определяются, исходя из нормативного удельного расхода на кВт · ч, и передаваемой с шин КЭС в сеть электроэнергии.

$$I_{\text{топл.}} = V_{\text{норм.}}^{\text{КЭС}} \cdot \mathcal{E}_{\text{шт.}}^{\text{КЭС}} \cdot C_{\text{топл.}} (1 + \alpha_{\text{пот.}}^{\text{н.}}) = V_{\text{норм.}}^{\text{КЭС}} \cdot N_y \cdot h_y (1 - K_{\text{сн}}) \cdot C_{\text{топл.}} (1 + \alpha_{\text{пот.}}^{\text{н.}}) \quad (\text{руб./год}),$$

где  $V_{\text{норм.}}^{\text{КЭС}}$  — нормативный удельный расход топлива на переданный с шин КЭС в сеть киловатт-час, г у.т./кВт · ч;  $N_y$  — установленная мощность КЭС, кВт;  $h_y$  — число часов использования установленной мощности КЭС в плановом периоде, час/год;  $C_{\text{топл.}}$  — цена топлива франко-станция назначения, руб./т у.т.;  $\alpha_{\text{пот.}}^{\text{н.}}$  — нормативный коэффициент потерь топлива.

Соответственно топливная составляющая себестоимости переданного в сеть с шин станции кВт · ч определяется:

$$S_{\text{топл.}} = \frac{I_{\text{топл.}}}{\mathcal{E}_{\text{шт.}}^{\text{КЭС}}} = \frac{V_{\text{норм.}}^{\text{КЭС}} \cdot N_y \cdot h_y (1 - K_{\text{сн}}) \cdot C_{\text{топл.}} (1 + \alpha_{\text{пот.}}^{\text{н.}})}{N_y \cdot h_y (1 - K_{\text{сн}})} = V_{\text{норм.}}^{\text{КЭС}} \cdot C_{\text{топл.}} (1 + \alpha_{\text{пот.}}^{\text{н.}}) \quad (\text{руб./кВт · ч}).$$

Из выражения для топливной составляющей себестоимости электроэнергии следует, что если годовые топливные затраты ( $I_{\text{топл.}}$ ) зависят от объема производства энергии, то топливная составляющая себестоимости ( $S_{\text{топл.}}$ ) не зависит от объема выработки, являясь функцией цены топлива и удельного нормативного расхода топлива на кВт · ч.

Основными условиями снижения топливной составляющей себестоимости являются:

а) Снижение удельного расхода топлива на производство энергии за счет факторов, указанных в параграфе 7.11.

б) Использование более дешевого топлива. Однако такое топливо имеет, как правило, более низкие качественные показатели, что влечет за собой увеличение потерь при сжигании топлива и увеличение удельного расхода топлива. Снижения цены топлива можно достичь в результате проведения на конкурсной основе тендерных торгов на поставку топлива.

г) Сокращение потерь топлива при транспортировке до топливного склада, при складировании и хранении.

Затраты на оплату труда с социальными начислениями определяются, в соответствии с численностью каждой категории работников, тарифными ставками, выплатами компенсирующего и стимулирующего характера и ставки ЕСН. При этом численность рабочих рассчитывается по нормам обслуживания по числу рабочих мест и смен, а численность специалистов и служащих — на основе штатного расписания.

В отличие от многих других отраслей в энергетике расходы на оплату труда являются постоянными затратами, так как численность персонала не изменяется при изменении выработки электроэнергии (при неизменном составе оборудования электростанции). Независимо от объема производимой энергии персонал должен поддерживать оборудование в состоянии готовности, обеспечивающей увеличение выработки в любой момент времени.

Снижение численности персонала и уменьшение годового фонда заработной платы возможно за счет расширения зон обслуживания, совмещения профессий, повышения уровня автоматизации производственных процессов. В перспективных технико-экономических расчетах расходы на оплату труда с социальными начислениями определяются по формуле:

$$И_{от+соц} = \bar{n} \cdot N_y \cdot \Phi_{год}(1 + \alpha_{соц}) \text{ (руб./год)},$$

где  $\bar{n}$  — штатный коэффициент на КЭС, чел./МВт;  $N_y$  — установленная мощность КЭС, МВт;  $\Phi_{год}$  — среднегодовой фонд оплаты труда, руб./(чел./год);  $\alpha_{соц}$  — коэффициент, учитывающий отчисления в фонды социального назначения.

Составляющая себестоимости электроэнергии по оплате труда с социальными начислениями рассчитывается так:

$$S_{от+соц} = \frac{И_{от+соц}}{\mathcal{E}_{выр.}^{КЭС}(1 - K_{сн})} = \frac{\bar{n} \cdot N_y \cdot \Phi_{год}(1 + \alpha_{соц})}{N_y \cdot h_y(1 - K_{сн})} = \frac{\bar{n} \cdot \Phi_{год}(1 + \alpha_{соц})}{h_y(1 - K_{сн})} \text{ (руб./кВт} \cdot \text{ч)}.$$

Из формулы следует, что годовые затраты на оплату труда не зависят от объема производства энергии, в то время как составляющая себестоимости по оплате труда с социальными начислениями обратно пропорциональна объему передаваемой с шин КЭС энергии и является переменной составляющей себестоимости.

Снижение составляющей себестоимости по оплате труда достигается увеличением передачи электроэнергии с шин КЭС или сокращением штатного коэффициента.

В свою очередь увеличить передачу электроэнергии с шин КЭС возможно или путем сокращения расхода электроэнергии на собственные нужды (оптимизируя режим загрузки механизмов собственных нужд) и (или) путем увеличения выработки электроэнергии. Однако изменить выработку по собственному усмотрению КЭС (как и любая другая электростанция, работающая в составе электроэнергетической системы) не вправе, так как диспетчер энергосистемы распределяет выработку электроэнергии, между электростанциями системы. Вместе с тем, если КЭС будет поставлять на рынок электроэнергию по более низкому тарифу, нежели ее конкуренты, это увеличит объем продаж электроэнергии от КЭС и обеспечит снижение составляющей себестоимости по оплате труда с социальными отчислениями.

Расходы на оплату труда в существенной степени зависят от штатного коэффициента, на величину которого влияют факторы, указанные в параграфе 6.6.

Амортизационные отчисления на КЭС определяются по формуле:

$$И_{ам} = P_{ам} \cdot \overline{ОПС} \cdot N_y \text{ (руб./год)},$$

где  $P_{ам}$  — норма амортизационных отчислений;  $\overline{ОПС}$  — удельная стоимость ОПС на КЭС, руб./кВт;  $N_y$  — установленная мощность на КЭС, кВт.

Соответственно, амортизационная составляющая себестоимости рассчитывается так:

$$S_{ам} = \frac{И_{ам}}{\mathcal{E}_{шт.}^{КЭС}} = \frac{P_{ам} \cdot \overline{ОПС} \cdot N_y}{N_y \cdot h_y(1 - K_{сн})} = \frac{P_{ам} \cdot \overline{ОПС}}{h_y(1 - K_{сн})} \text{ (руб./кВт} \cdot \text{ч)}.$$

Годовые амортизационные отчисления являются постоянными затратами, не зависящими от выработки электроэнергии, в то время, как амортизационная составляющая себестоимости обратно пропорциональна выработке и, соответственно, передаче электроэнергии с шин станции. Чем больше передача электроэнергии с шин КЭС, тем меньше величина амортизационных затрат, приходящихся на каждый отпущенный с шин кВт · ч электроэнергии, тем ниже себестоимость электроэнергии на КЭС.

При неизменном составе оборудования КЭС амортизационные отчисления по годам могут меняться лишь при переоценке ОПС и/или использовании нелинейных методов начисления амортизации от стоимости активных ОПС. Однако изменение амортизации за счет этих факторов не связано с размером выработки электроэнергии; оно определяется политикой управления активами компании.

Добиться снижения амортизационной составляющей себестоимости возможно:

- а) воздействуя на увеличение передачи электроэнергии с шин КЭС путем:
  - снижения расхода электроэнергии на собственные нужды;
  - поставки на рынок энергии по низким тарифам и увеличением объема продаж электроэнергии;
- б) снижая удельную стоимость основных производственных средств, реализуя в проекте строительства КЭС мероприятия, влияющие на снижение удельных капитальных затрат.

В составе прочих расходов присутствуют затраты как зависящие (экологические платежи, водный налог, расходы на рекламу), так и не зависящие (командировочные расходы, страховые платежи) от объема производимой электроэнергии. С учетом этого деления на снижение составляющей себестоимости прочих затрат влияют все вышеперечисленные факторы, действующие на снижение постоянных и переменных затрат на КЭС.

В итоге структура сметы затрат и себестоимости переданного в сеть с шин КЭС киловатт-часа электроэнергии составляет:

|                                               |                                        |
|-----------------------------------------------|----------------------------------------|
| Материальные затраты .....                    | 60–70% (в зависимости от цены топлива) |
| Оплата труда с социальными отчислениями ..... | 5–10%                                  |
| Амортизация .....                             | 5–8%                                   |
| Прочие .....                                  | 15–25%                                 |

Следует отметить, что при всех прочих равных условиях (одинаковой мощности электростанций, для ТЭС — одинаковых начальных параметрах пара, при одинаковом виде топлива и цене на топливо) себестоимость электроэнергии на КЭС выше по сравнению с себестоимостью электроэнергии на ТЭЦ, АЭС и тем более ГЭС, ввиду больших расходов топлива и, как следствие, значительных топливных затрат.

#### *Особенности определения себестоимости электроэнергии и тепла на ТЭЦ*

Доля теплофикационных агрегатов в установленной мощности электростанций России составляет около 35%. Теплоэлектроцентраль (ТЭЦ) — двухцелевое производство, на котором в результате комбинированного использования топлива производятся два вида продукции — электроэнергия и тепло. При этом во время отпуска тепла потребителям из отборов турбин вырабатывается электроэнергия по теплофикационному режиму, обеспечивающая экономию топлива на ТЭЦ по сравнению со схемой раздельного энергоснабжения (КЭС + котельная).

Производство двух видов продукции требует распределения расхода топлива, экономии топлива и затрат на ТЭЦ между электроэнергией и теплом, в результате ключевым моментом при калькулировании себестоимости переданного с шин станции кВт · ч и отпущенной в теплосеть с коллекторов ТЭЦ гигакалории тепла является выбор экономически обоснованного метода распределения затрат.

Распределение затрат на ТЭЦ осложняется спецификой технологии производства и потребления электроэнергии и тепла, заключающейся в следующем:

1. Оборудование, на котором производится электроэнергия, значительно сложнее теплогенерирующего оборудования. Тепло производится в парогенераторах, пиковых водогрейных котлах, которые по своей конструкции (особенно последние) значительно проще по сравнению с турбинами и электрогенераторами. В результате при распределении затрат ТЭЦ между электроэнергией и теплом следует принять во внимание разный уровень затрат на эксплуатацию и техобслуживание теплогенерирующего и электрогенерирующего оборудования.

2. Технологии производства тепла и электроэнергии обладают существенными различиями. Процесс производства тепла представляет собой преобразование в парогенераторах или котлах химической энергии топлива в тепло (путем сжигания, то есть окисления топлива). Производство электроэнергии включает преобразование произведенного в парогенераторах тепла высокого по-

тенциала в механическую энергию, а механической в электрическую энергию, что приводит к дополнительным потерям энергии при производстве электроэнергии.

3. Для теплоснабжения потребителей используется пар низкого потенциала: для покрытия производственной нагрузки требуется пар с давлением  $1,0 \div 1,3$  МПа, а для покрытия нагрузки отопления и горячего водоснабжения — от 0,05 до 0,5 МПа. В производстве электроэнергии используется высокопотенциальный пар с давлением 13, 24 МПа и с температурой  $540^\circ\text{C}$ . Различие параметров используемого теплоносителя приводит к необходимости учета энергетической ценности тепла при распределении расхода топлива и затрат между электроэнергией и теплом.

4. Потребление и, соответственно, отпуск тепла потребителям имеет резкие сезонные колебания в течение года. Отопительная нагрузка максимальна зимой в период низких температур наружного воздуха и отсутствует в летний период. Режим потребления электрической энергии неравномерен в течение суток (ночной провал, утренний и вечерний максимумы), при существенных колебаниях нагрузки по дням недели.

Неравномерность потребления тепла вызывает дополнительные затраты на ТЭЦ из-за необходимости содержания пиковых котлов для покрытия максимальных отопительных нагрузок в зимний период. В летний период уменьшение отпуска тепла из отборов турбин сокращает выработку электроэнергии на ТЭЦ по теплофикационному режиму и увеличивает долю выработки электроэнергии по конденсационному режиму, что приводит к росту топливных затрат на производство электроэнергии и утрате конкурентоспособности ТЭЦ на рынке электрической энергии.

5. Отпуск тепла с коллекторов ТЭЦ жестко диктуется режимом потребления тепла промышленными, коммунально-бытовыми потребителями и температурой наружного воздуха, в то время как потребление электроэнергии в меньшей степени зависит от погодных условий.

Выработка на ТЭЦ двух видов продукции осложняет расчет себестоимости энергии, ввиду необходимости распределения затрат между электроэнергией и теплом, что связано с определенными условностями, имеющими место при использовании любого метода распределения затрат.

#### *Методы распределения затрат между электроэнергией и теплом при их комбинированном производстве на ТЭЦ*

Проблема распределения затрат между электроэнергией и теплом на ТЭЦ возникла с момента зарождения теплофикации и не утратила актуальности вплоть до настоящего времени, так как от метода распределения зависит уровень себестоимости и тарифов на электрическую и тепловую энергию и конкурентоспособность продукции ТЭЦ на рынке энергии.

С учетом важности данной проблемы ниже рассмотрены методы распределения затрат на ТЭЦ, которые использовались и используются (нормативный метод) в отечественной практике.

#### *Метод коэффициентов удешевления*

Одним из методов распределения затрат в комбинированном производстве является метод коэффициентов удешевления, сущность которого сводится к распределению общих затрат комбинированного производства между электроэнергией и теплом, пропорционально их себестоимости при раздельном производстве.

Данный метод базируется на принципе равноценности электрической и тепловой энергии как товара и исходит из того, что экономия топлива на ТЭЦ по сравнению с раздельной схемой энергоснабжения и снижение себестоимости энергии в результате комбинированной выработки электроэнергии и тепла должны относиться к обоим видам энергии.

Использование этого метода предполагает энергетическую тождественность раздельной и комбинированной схем энергоснабжения, то есть равенство полезного отпуска электроэнергии и тепла в комбинированной и раздельной схемах энергоснабжения.

При условии одинакового отпуска энергии потребителям обозначим:

$I_{\text{кэс}}, I_{\text{тэц}}^{\text{э}}$  — соответственно, затраты на производство электроэнергии на КЭС и ТЭЦ;

$I_{\text{кот}}, I_{\text{тэц}}^{\text{т}}$  — соответственно, затраты, относимые на отпускаемое тепло с коллекторов ТЭЦ и котельной.

Экономия затрат на ТЭЦ по сравнению с раздельной схемой энергоснабжения составит:

$$I_{\text{ТЭЦ}}^{\text{эк}} = I_{\text{разд.}} - I_{\text{ТЭЦ}} \text{ (руб./год);}$$

$$I_{\text{ТЭЦ}}^{\text{эк}} = (I_{\text{КЭС}} + I_{\text{кот.}}) - I_{\text{ТЭЦ}} \text{ (руб./год).}$$

Коэффициент удешевления, характеризующий экономию затрат на ТЭЦ относительно затрат в раздельной схеме энергоснабжения, составит:

$$K = \frac{(I_{\text{КЭС}} + I_{\text{кот.}}) - I_{\text{ТЭЦ}}}{(I_{\text{КЭС}} + I_{\text{кот.}})} = \frac{I_{\text{ТЭЦ}}^{\text{эк}}}{I_{\text{разд.}}}$$

Затраты, относимые на ТЭЦ на производство электроэнергии, определяются, как:

$$I_{\text{ТЭЦ}}^{\text{э}} = I_{\text{КЭС}} (1 - K) \text{ (руб./год).}$$

Себестоимость кВт · ч электроэнергии, переданного в сеть с шин ТЭЦ, составит:

$$S_{\text{ТЭЦ}}^{\text{э}} = \frac{I_{\text{ТЭЦ}}^{\text{э}}}{\mathcal{E}_{\text{ш.ст.}}^{\text{ТЭЦ}}} \text{ (руб./кВт · ч),}$$

где  $\mathcal{E}_{\text{ш.ст.}}^{\text{ТЭЦ}}$  — электроэнергия, передаваемая с шин ТЭЦ в сеть, кВт · ч/год.

Затраты, относимые на ТЭЦ на отпуск тепла и себестоимость отпущенной с коллекторов ТЭЦ Гкал тепла, определяются, как

$$I_{\text{ТЭЦ}}^{\text{т}} = I_{\text{к}} (1 - K) \text{ (руб./год),}$$

$$S_{\text{ТЭЦ}}^{\text{т}} = \frac{I_{\text{ТЭЦ}}^{\text{т}}}{Q_{\text{отп с колл}}^{\text{ТЭЦ}}} \text{ (руб./Гкал).}$$

Данный метод распределения комплексных затрат имеет ряд недостатков, основными из которых являются:

- достаточная условность в определении коэффициента удешевления, так как показатели производства энергии, как в раздельной, так и в комбинированной схеме с течением времени изменяются, что требует уточнения величины коэффициента удешевления;
- условность в выборе КЭС и котельной, с показателями которых сравниваются затраты ТЭЦ;
- наблюдается разрыв между экономическими и техническими показателями работы ТЭЦ, так как при отнесении по данному методу части экономии топлива на тепло и части на электроэнергию, коэффициент полезного действия ТЭЦ по отпуску тепла может превысить 100%.

#### Эксергетический метод

В соответствии с эксергетическим\* методом распределение затрат на ТЭЦ между электроэнергией и теплом осуществляется пропорционально термодинамической ценности тепла и его потенциальной способности к производству работы.

По этому методу тепло оценивается по количеству работы, которая может быть получена в идеальном цикле Карно при сработке пара до параметров окружающей среды.

Согласно этому методу на производство электроэнергии потребляется пар высокого потенциала с большей эксергией, поэтому на электроэнергию относится большая доля затрат, чем на тепло, отпускаемое низкпотенциальным паром с меньшей эксергией. Использование эксергетического метода приводит к существенному снижению себестоимости тепла за счет увеличения себестоимости электроэнергии.

Эксергетический метод распределения затрат на ТЭЦ, учитывающий термодинамическую ценность тепла, имеет ряд недостатков:

- занижение удельного расхода топлива на производство тепла и увеличение КПД по производству тепла свыше 100%, что противоречит основным законам термодинамики;

\* От греч. слова *эксергия*, одно из значений которого обозначает *работоспособность*.

- применение эксергетического метода в летний период при незначительном отпуске тепла от ТЭЦ приводит к резкому увеличению себестоимости электроэнергии.

### Метод отключения

Метод отключения предполагает отключение (исключение) из общей суммы затрат на производство всех видов продукции, затрат на производство побочных (некалькулируемых) видов продукции, оцениваемых по твердым значениям себестоимости.

Согласно данному методу, получившему в электроэнергетике название «Треугольника Гинтера», себестоимость одного вида энергии на ТЭЦ будет зависеть от условно принятой себестоимости другого вида энергии. При этом некалькулируемый вид энергии, себестоимость которого принимается в виде однозначной оценки, считается побочным, а другой вид энергии — основным.

Годовые затраты на производство электроэнергии и тепла на ТЭЦ можно представить, как:

$$И_{ТЭЦ} = S_{\mathcal{E}}^{ТЭЦ} \cdot \mathcal{E}_{ш.ст.}^{ТЭЦ} + S_q^{ТЭЦ} \cdot Q_{отп.с.колл.}^{ТЭЦ} \quad (\text{руб./год}),$$

где  $S_{\mathcal{E}}^{ТЭЦ}$  и  $S_q^{ТЭЦ}$  — соответственно, себестоимость электроэнергии и тепла на ТЭЦ;  $\mathcal{E}_{ш.ст.}^{ТЭЦ}$  и  $Q_{отп.с.колл.}^{ТЭЦ}$  — электроэнергия, переданная с шин ТЭЦ в сеть и тепло, отпущенное с коллекторов ТЭЦ.

Если условно принять, что отпуск тепла от ТЭЦ не производится, то есть  $Q_{отп.с.колл.}^{ТЭЦ} = 0$  и  $S_q^{ТЭЦ} = 0$ , имеет место чисто конденсационный режим производства электроэнергии на ТЭЦ, при котором все затраты ТЭЦ относятся на производство электроэнергии, а также имеет место максимально возможная себестоимость электроэнергии, равная  $S_{\mathcal{E}}^{ТЭЦ} = И_{ТЭЦ} / \mathcal{E}_{ш.ст.}^{ТЭЦ}$ . И наоборот, если электроэнергия на ТЭЦ не производится, а отпуск тепла осуществляется редуцированием свежего пара и от пиковых котлов, то  $\mathcal{E}_{ш.ст.}^{ТЭЦ} = 0$ ,  $S_{\mathcal{E}}^{ТЭЦ} = 0$ , все затраты ТЭЦ относятся на отпуск тепла, при этом себестоимость отпущенной с коллекторов Гкал тепла максимальна, то есть  $S_q^{ТЭЦ} = И_{ТЭЦ} / Q_{отп.с.колл.}^{ТЭЦ}$ .

Нанесем на график (рис. 8.1) полученные максимальные граничные значения себестоимости тепла (точка B) и электроэнергии (точка A) на ТЭЦ, и соединив точки A и B, построим треугольник Гинтера, особенность которого заключается в том, что задаваясь значениями либо величины  $S_{\mathcal{E}}$ , либо  $S_q$ , можно определить (восстановив перпендикуляр до пересечения с линией AB) значения величин  $S_{\mathcal{E}}$  или  $S_q$ .

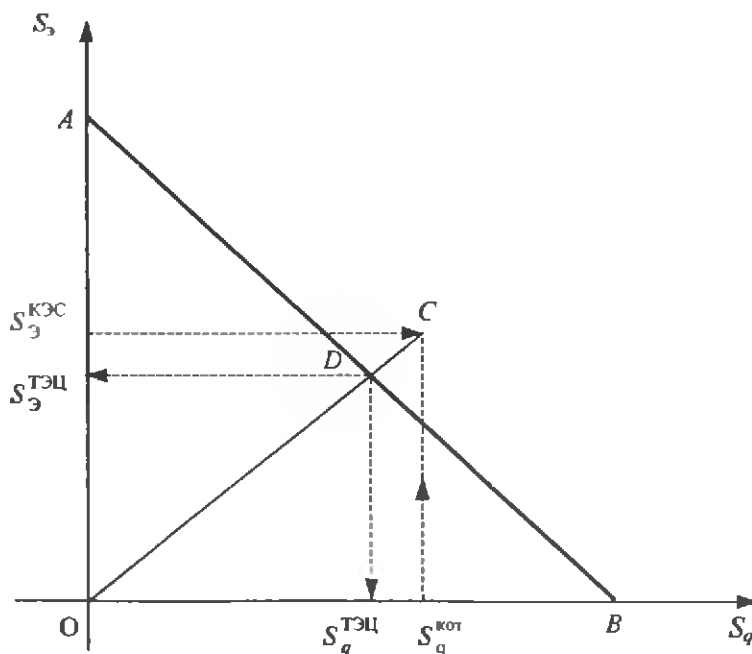


Рис. 8.1. Треугольник Гинтера



Отложив по катетам треугольника значения себестоимости электроэнергии на КЭС ( $S_3^{КЭС}$ ) и себестоимости отпуска тепла с коллекторов котельной ( $S_q^{кот}$ ), можно найти точку пересечения (точка  $C$ ) перпендикуляров, восстановленных из точек, соответствующих  $S_3^{КЭС}$  и  $S_q^{кот}$ . При одинаковом полезном отпуске тепла и электроэнергии от раздельной и комбинированной схемы энергоснабжения, если  $I_{разд.} > I_{ТЭЦ}$ , эта точка всегда будет лежать вне треугольника  $OAB$ . Соединив точку  $C$  с началом координат и опустив из точки  $D$  перпендикуляры, получим на осях значения себестоимости электроэнергии  $S_3^{ТЭЦ}$  и тепла  $S_q^{ТЭЦ}$ , при которых ТЭЦ конкурентна с раздельной схемой.

Степень удаленности точки  $C$  от линии  $AB$  (отрезок  $CD$ ) характеризует величину экономии годовых затрат ( $I_{разд.} - I_{комб.}$ ), получаемой от комбинированного производства электроэнергии и тепла.

Метод треугольника Гинтера прост и нагляден, но при этом он обладает следующими недостатками:

- при распределении затрат на ТЭЦ по данному методу один вид энергии считается основным, другой – побочным. Хотя с точки зрения потребителей эти виды энергии равнозначны, так как оба имеют потребительскую ценность;
- себестоимость основного вида энергии полностью зависит от того, какой принимается себестоимость побочного вида энергии.

Следует отметить, что в условиях конкуренции на рынке тепла и электроэнергии этот метод позволяет определить, при каких величинах себестоимости (и тарифа) тепла и электроэнергии энергия от комбинированной схемы выдержит конкуренцию с энергией, получаемой от раздельной схемы. Если себестоимость электроэнергии на ТЭЦ значительно ниже себестоимости электроэнергии, вырабатываемой на КЭС, а себестоимость тепла на ТЭЦ выше, чем в котельной, то, принимая более высокую себестоимость электроэнергии на ТЭЦ, можно определить соответствующую ей себестоимость тепла на ТЭЦ и узнать, будет ли при данной себестоимости, а значит и соответствующем тарифе, тепло, отпускаемое от ТЭЦ, востребовано на рынке тепла.

Метод отключения также может применяться для распределения затрат на электростанциях, имеющих небольшой отпуск тепла потребителям, например, при отпуске тепла из нерегулируемых отборов турбин КЭС и АЭС или редуцированием острого пара.

Если в производстве можно четко разграничить виды продукции на основную продукцию (например, электроэнергию на КЭС) и попутную (зола и шлак, продаваемые КЭС строительным организациям), распределение затрат осуществляется, как правило, по методу отключения.

#### Физический метод

Физический метод распределения затрат на ТЭЦ между электрической и тепловой энергией основывается на том, что удельный расход топлива на отпущенную с коллекторов ТЭЦ гигакалорию тепла одинаков, независимо от того, откуда поступает тепло внешним потребителям: из отборов турбин, или из пиковых водогрейных котлов, либо непосредственно из парогенераторов через РОУ. В любом случае удельный расход топлива на отпущенную с коллекторов ТЭЦ гигакалорию не учитывает различную энергетическую ценность пара.

- При отпуске тепла из производственного отбора турбин ( $p_{отб}^{пр} = 1,0 \div 1,3$  МПа) или из парогенератора ( $p_0 = 13$  или  $24$  МПа) через РОУ (рис. 8.2,а), несмотря на разный энергетический потенциал острого и отборного пара, удельный расход топлива на одну гигакалорию тепла, отпущенную с коллекторов ТЭЦ будет одинаковым и составит:

$$b_q^{пр} = \frac{0,143}{\eta_{п.г.}^H} \text{ (т у.т./Гкал),}$$

где  $\eta_{п.г.}^{нетто}$  — КПД нетто парогенератора.

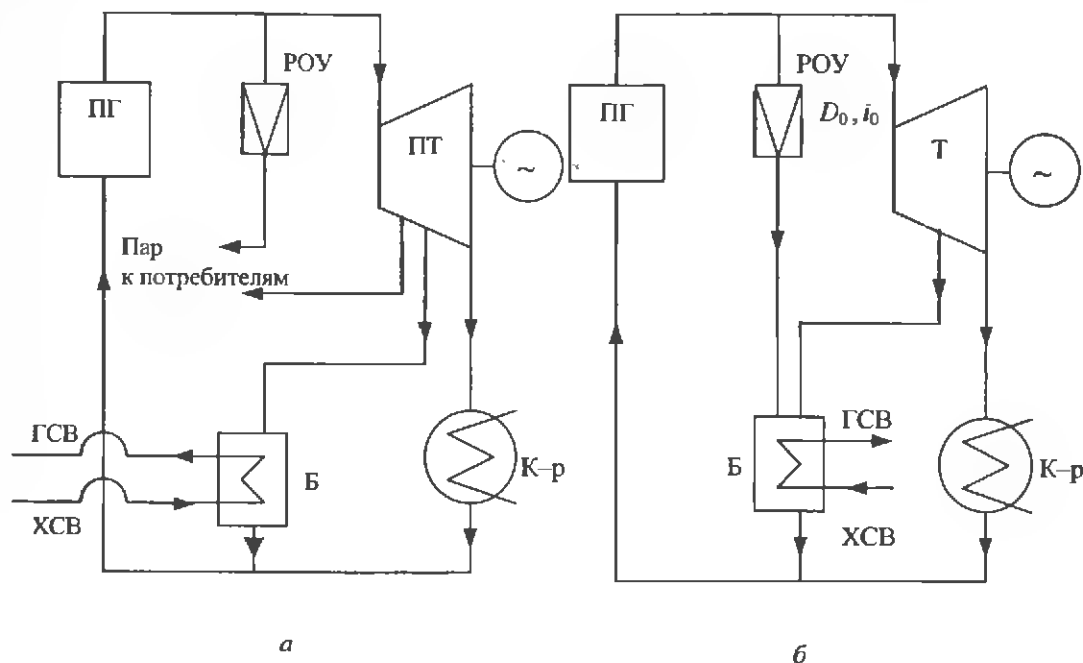


Рис. 8.2. Схема передачи тепла с коллекторов ТЭС: ПГ — парогенератор; РОУ — редуционно-охлаждающая установка; ПТ, Т — турбины; К-р — конденсатор; ХСВ, ГСВ — соответственно, холодная и горячая сетевая вода; Б — бойлер

Аналогичная ситуация наблюдается при отпуске тепла из теплофикационного отбора или непосредственно из парогенератора через РОУ (рис. 8.2,б). В этом случае удельный расход топлива на отпущенную гигакалорию тепла внешним потребителям будет одинаков, несмотря на разный энергетический потенциал острого пара ( $p_0 = 13$  или  $24$  МПа) и пара, отпущенного из теплофикационного отбора ( $p_{отб}^T = 0,05 \div 0,5$  МПа):

$$b_q = \frac{0,143}{\eta_{п.г.}^H \cdot \eta_{то}^H} \quad (\text{т у.т./Гкал}),$$

где  $\eta_{то}^{\text{нетто}}$  — КПД теплофикационного отделения ТЭС (бойлера), равный  $0,97-0,98$ .

При отпуске тепла на отопление и горячее водоснабжение от пиковых водогрейных котлов (рис. 8.3), удельный расход топлива на отпущенную гигакалорию тепла равен:

$$b_q^{\text{пвк}} = \frac{0,143}{\eta_{\text{пвк}}^H} \quad (\text{т у.т./Гкал}),$$

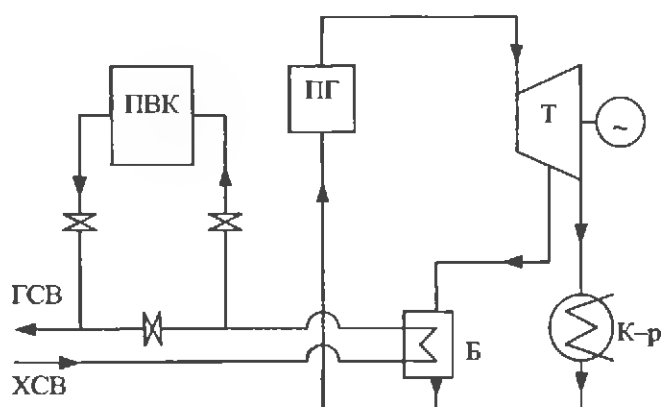


Рис. 8.3. Схема отпуски тепла на отопление из отборов турбины и пикового водогрейного котла: ПВК — пиковый водогрейный котел

В случае равенства КПД нетто парогенератора и пикового водогрейного котла удельные расходы топлива на одну гигакалорию тепла, отпущенную из пикового котла или непосредственно от парогенератора через РОУ, будут одинаковы, хотя энергетический потенциал ( $p$ ,  $t$ ,  $i$ ) пара, произведенного в ПВК, значительно ниже, чем пара, произведенного в парогенераторе (здесь  $p$  — давление,  $t$  — температура,  $i$  — энтальпия).

При одинаковом удельном расходе топлива на одну, используемую для производства электроэнергии высокопотенциальную гигакалорию свежего пара и гигакалорию тепла со средним и низким потенциалом, отпущенную из отборов турбин или ПВК, налицо завышение удельного расхода топлива на отпуск тепла от ТЭЦ и занижение удельного расхода топлива на производство электроэнергии.

Вторым недостатком физического метода является отнесение потерь в турбинном цехе полностью на производство электроэнергии, так как данный метод предполагает, что тепло проходит через проточную часть турбины от входа в цилиндр высокого давления до выхода из отборов без каких-либо потерь. В реальности потери тепла при производстве электроэнергии на ТЭЦ изменяются в зависимости от соотношения пропуска пара в отбор и через конденсатор турбин, то есть от соотношения выработки электроэнергии по теплофикационному и конденсационному режиму. Увеличение отпуска тепла из отборов при соответствующем снижении потока пара через конденсатор (при неизменном расходе пара на турбину) сокращает потери тепла с конденсацией пара, увеличивает КПД турбины, что снижает удельный расход топлива на произведенный кВт · ч электроэнергии, при неизменном удельном расходе топлива на отпущенную из отбора гигакалорию тепла.

Таким образом эффект от комбинированного производства электроэнергии и отпуска тепла из отборов турбин, выражающийся в экономии топлива и, соответственно, уменьшении издержек ТЭЦ, полностью относится к производству электроэнергии.

Распределение затрат по физическому методу между двумя видами продукции и определение себестоимости электроэнергии и тепла на ТЭЦ производится в три этапа:

- на первом рассчитываются затраты в целом по ТЭЦ;
- на втором затраты по ТЭЦ распределяются по стадиям производства (по цехам);
- на третьем затраты по цехам распределяются между видами продукции: электроэнергией и теплом и определяется себестоимость электроэнергии и тепла.

На первом этапе рассчитываются затраты ТЭЦ по элементам сметы затрат: материальные (топливные) затраты ( $I_{\text{топл}}$ ), амортизация ( $I_{\text{ам}}$ ), затраты на оплату труда с социальными начислениями ( $I_{\text{от+сн}}$ ), прочие затраты ( $I_{\text{проч}}$ ).

На втором этапе затраты по элементам сметы затрат распределяются по стадиям производства (цехам) (табл. 8.10).

Таблица 8.10

Распределение затрат по цехам ТЭЦ и видам продукции (в %)

| Стадии производства<br>(цеха ТЭЦ) | Элементы сметы затрат |                 |                    |                   | Всего затраты по<br>стадиям производ-<br>ства (цеху) | Распределение затрат по стадиям<br>производства между электро-<br>энергией и теплом |                    |
|-----------------------------------|-----------------------|-----------------|--------------------|-------------------|------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|--------------------|
|                                   | $I_{\text{топл}}$     | $I_{\text{ам}}$ | $I_{\text{от+сн}}$ | $I_{\text{проч}}$ |                                                      | $I_{\text{ТЭЦ}}^3$                                                                  | $I_{\text{ТЭЦ}}^q$ |
| 1. Топливо-транспортный цех       | —                     | 10              | 5                  | —                 | $I_{\text{тти}}$                                     | $I_{\text{тти}}^3$                                                                  | $I_{\text{тти}}^q$ |
| 2. Котельный цех                  | 100                   | 40              | 30                 | —                 | $I_{\text{кот}}$                                     | $I_{\text{кот}}^3$                                                                  | $I_{\text{кот}}^q$ |
| 3. Турбинный цех                  | —                     | 30              | 25                 | —                 | $I_{\text{турб}}$                                    | $I_{\text{турб}}^3$                                                                 | —                  |
| 4. Теплофикационное отделение     | —                     | 5               | 5                  | —                 | $I_{\text{то}}$                                      | —                                                                                   | $I_{\text{то}}^q$  |
| 5. Электрический цех              | —                     | 10              | 5                  | —                 | $I_{\text{эл}}$                                      | $I_{\text{эл}}^3$                                                                   | —                  |
| 6. Общестанционные объекты        | —                     | 5               | 30                 | 100               | $I_{\text{общ}}$                                     | $I_{\text{общ}}^3$                                                                  | $I_{\text{общ}}^q$ |

Распределение затрат между цехами осуществляется следующим образом:

- Топливные затраты полностью относятся на котельный цех, так как именно в данном цехе происходит использование (сжигание) топлива в парогенераторах и пиковых котлах.
- Амортизационные отчисления распределяются между цехами в соответствии с составом, стоимостью и нормами амортизации по основным производственным средствам каждого цеха. В общем случае распределение амортизации производится пропорционально стоимости ОПС цехов ТЭЦ.
- Затраты по оплате труда с социальными отчислениями распределяются между цехами в соответствии со штатным расписанием цехов и тарифными ставками и окладами промышленно-производственного персонала каждого цеха. В общем случае распределение затрат по оплате труда с социальными отчислениями следует производить пропорционально численности промышленно-производственного персонала цехов ТЭЦ.
- Прочие затраты ТЭЦ полностью относятся на общестанционные объекты.

После распределения элементов сметы затрат по стадиям производства определяются суммарные затраты по каждой стадии (по каждому цеху).

Затраты по топливно-транспортному цеху ( $I_{\text{тп}}$ ) рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{тп}} = 0,1 I_{\text{ам}}^{\text{ТЭЦ}} + 0,05 I_{\text{от+соц}}^{\text{ТЭЦ}},$$

где  $I_{\text{ам}}^{\text{ТЭЦ}}$  — годовые амортизационные отчисления по ТЭЦ;  $I_{\text{от+соц}}^{\text{ТЭЦ}}$  — годовые затраты на оплату труда и социальные отчисления по ТЭЦ.

В затратах по котельному цеху ( $I_{\text{кот.}}$ ) учитываются: топливные затраты, затраты на эксплуатацию, текущий ремонт и амортизацию зданий и оборудования цеха, оплата труда производственных рабочих и цехового персонала, а также другие расходы, связанные с содержанием котельного цеха, расходы по химводоочистке:

$$I_{\text{кот.}} = I_{\text{топл.}}^{\text{ТЭЦ}} + 0,4 I_{\text{ам}}^{\text{ТЭЦ}} + 0,3 I_{\text{от+соц}}^{\text{ТЭЦ}},$$

где  $I_{\text{топл.}}^{\text{ТЭЦ}}$  — годовые топливные затраты ТЭЦ.

По турбинному цеху ( $I_{\text{турб.}}$ ) учитываются затраты на эксплуатацию, ремонт и амортизацию зданий и оборудования цеха, оплату труда обслуживающего персонала и прочие расходы, связанные с содержанием цеха:

$$I_{\text{турб.}} = 0,3 I_{\text{ам}}^{\text{ТЭЦ}} + 0,25 I_{\text{от+соц}}^{\text{ТЭЦ}}.$$

В затратах по теплофикационному отделению ( $I_{\text{то}}$ ) учитываются расходы на ремонт и амортизацию бойлерных и паропреобразовательных установок, а также расходы на оплату труда персонала, обслуживающего теплофикационное отделение:

$$I_{\text{то}} = 0,05 I_{\text{ам}}^{\text{ТЭЦ}} + 0,05 I_{\text{от+соц}}^{\text{ТЭЦ}}.$$

По электрическому цеху ( $I_{\text{эл.}}$ ) учитываются расходы, связанные с эксплуатацией и ремонтом генераторов, трансформаторов, распределительных устройств высокого и низкого напряжения, а также расходы по содержанию электролаборатории:

$$I_{\text{эл.}} = 0,1 I_{\text{ам}}^{\text{ТЭЦ}} + 0,05 I_{\text{от+соц}}^{\text{ТЭЦ}}.$$

В общестанционные расходы ( $I_{\text{общ.}}$ ) в основном включаются затраты на оплату труда общестанционного и административно-управленческого персонала, обслуживание и амортизацию основных средств общестанционного назначения:

$$I_{\text{общ.}} = 0,05 I_{\text{ам}}^{\text{ТЭЦ}} + 0,3 I_{\text{от+соц}}^{\text{ТЭЦ}} + I_{\text{проч.}}$$

На третьем этапе затраты каждой стадии распределяются между электроэнергией и теплом (табл. 8.10). Затраты по основным цехам ТЭЦ распределяются между электроэнергией и теплом в зависимости от степени участия того или иного цеха в производстве этих видов энергии. В соот-

ветствии с физическим методом затраты цехов, участвующих в выработке двух видов энергии, распределяются между электроэнергией и теплом пропорционально расходам условного топлива на производство электроэнергии и отпуск тепла. Затраты цехов, участвующих в выработке только одного вида энергии, полностью относятся на соответствующий вид энергии.

- Затраты по топливно-транспортному и котельному цехам распределяются между электроэнергией и теплом пропорционально израсходованному на их производство условному топливу:

$$I_{\text{ТТЦ}}^3 = I_{\text{ТТЦ}} \cdot \frac{B_{\text{ТЭЦ}}^3}{B_{\text{ТЭЦ}}^{\text{год}}}; \quad I_{\text{ТТЦ}}^q = I_{\text{ТТЦ}} \cdot \frac{B_{\text{ТЭЦ}}^q}{B_{\text{ТЭЦ}}^{\text{год}}},$$

где  $I_{\text{ТТЦ}}^3$ ,  $I_{\text{ТТЦ}}^q$  — затраты топливно-транспортного цеха, относимые соответственно на производство электроэнергии и отпуск тепла, руб./год;  $B_{\text{ТЭЦ}}^{\text{год}}$  — годовой расход топлива на ТЭЦ;  $B_{\text{ТЭЦ}}^3$  — годовой расход топлива на производство электроэнергии на ТЭЦ;  $B_{\text{ТЭЦ}}^q$  — годовой расход топлива на тепло, отпускаемое в сеть с коллекторов ТЭЦ.

Аналогично затраты котельного цеха распределяются между электроэнергией и теплом:

$$I_{\text{кот.}}^3 = I_{\text{кот.}} \cdot \frac{B_{\text{ТЭЦ}}^3}{B_{\text{ТЭЦ}}^{\text{год}}}; \quad I_{\text{кот.}}^q = I_{\text{кот.}} \cdot \frac{B_{\text{ТЭЦ}}^q}{B_{\text{ТЭЦ}}^{\text{год}}}.$$

- Расходы турбинного и электрического цехов полностью относятся на производство электроэнергии, так как работа этих цехов связана исключительно с производством электроэнергии.
- Расходы по содержанию теплофикационного отделения ( $I_{\text{то}}$ ) вызванные отпуском тепла от ТЭЦ, полностью относятся на отпуск тепла.
- Общестанционные расходы ( $I_{\text{общ.}}$ ), являясь накладными, общими для двух видов продукции, распределяются между электрической и тепловой энергией пропорционально затратам цехов, относимым на производство соответствующего вида продукции. Затратами цехов, относимыми на производство электроэнергии, являются  $I_{\text{ТТЦ}}^3$ ,  $I_{\text{кот.}}^3$ ,  $I_{\text{турб.}}$ ,  $I_{\text{эл.}}$ ; на отпуск тепла —  $I_{\text{ТТЦ}}^q$ ,  $I_{\text{кот.}}^q$ ,  $I_{\text{то}}$ .

Общестанционные затраты, относимые на производство электроэнергии, составляют:

$$I_{\text{общ.}}^3 = I_{\text{общ.}} \cdot \frac{I_{\text{ТТЦ}}^3 + I_{\text{кот.}}^3 + I_{\text{турб.}} + I_{\text{эл.}}}{I_{\text{ТТЦ}} + I_{\text{кот.}} + I_{\text{турб.}} + I_{\text{эл.}}} \quad (\text{руб./год});$$

— относимые на отпуск тепла:

$$I_{\text{общ.}}^q = I_{\text{общ.}} \cdot \frac{I_{\text{ТТЦ}}^q + I_{\text{кот.}}^q + I_{\text{то}}}{I_{\text{ТТЦ}} + I_{\text{кот.}} + I_{\text{турб.}} + I_{\text{эл.}}} \quad (\text{руб./год}).$$

Соответственно, себестоимость кВт · ч, ( $S_{\text{ТЭЦ}}^3$ ) и себестоимость Гкал тепла ( $S_{\text{ТЭЦ}}^q$ ) на ТЭЦ определяются, как:

$$S_{\text{ТЭЦ}}^3 = \frac{I_{\text{ТТЦ}}^3 + I_{\text{кот.}}^3 + I_{\text{турб.}} + I_{\text{эл.}} + I_{\text{общ.}}^3}{\mathcal{E}_{\text{ш.ст.}}^{\text{ТЭЦ}}} \quad (\text{руб./кВт} \cdot \text{ч});$$

$$S_{\text{ТЭЦ}}^q = \frac{I_{\text{ТТЦ}}^q + I_{\text{кот.}}^q + I_{\text{то}} + I_{\text{общ.}}^q}{Q_{\text{отп.с.колл}}^{\text{ТЭЦ}}} \quad (\text{руб./Гкал}),$$

где  $\mathcal{E}_{\text{ш.ст.}}^{\text{ТЭЦ}}$  — электроэнергия, передаваемая в сеть с шин ТЭЦ, кВт · ч/год;  $Q_{\text{отп.с.колл}}^{\text{ТЭЦ}}$  — тепло, отпущенное с коллекторов ТЭЦ в тепловую сеть, Гкал/год.

### Котловой метод

Для ТЭЦ с бесцеховой структурой управления применяется упрощенный (по сравнению с физическим методом) котловой способ калькулирования себестоимости, при котором все без исключения затраты ТЭЦ распределяются между электроэнергией и теплом пропорционально расходу топлива:

$$И_{\text{ТЭЦ}}^{\text{э}} = И_{\text{ТЭЦ}} \cdot \frac{B_{\text{ТЭЦ}}^{\text{э}}}{B_{\text{ТЭЦ}}^{\text{э}} + B_{\text{ТЭЦ}}^{\text{т}}} \quad (\text{руб./год});$$

$$И_{\text{ТЭЦ}}^{\text{т}} = И_{\text{ТЭЦ}} \cdot \frac{B_{\text{ТЭЦ}}^{\text{т}}}{B_{\text{ТЭЦ}}^{\text{э}} + B_{\text{ТЭЦ}}^{\text{т}}} \quad (\text{руб./год}).$$

В соответствии с котловым методом часть затрат турбинного и электрического цехов относится на отпуск тепла, хотя конечной продукцией этих цехов является исключительно электроэнергия.

На отопительных ТЭЦ, для которых максимальный отпуск тепла характерен во время отопительного сезона и минимальный — в летнее время, постоянные расходы топливно-транспортного и котельного цехов будут перераспределяться между электрической и тепловой энергией на протяжении отопительного сезона, а в летний период они почти целиком будут относиться на производство электроэнергии. Аналогичная ситуация будет иметь место при увеличении выработки электроэнергии на ТЭЦ по конденсационному циклу.

Котловой метод приводит к еще большему, чем при физическом методе, увеличению себестоимости тепла и занижению себестоимости электроэнергии.

К преимуществам физического и котлового методов распределения затрат относятся:

- простота калькулирования себестоимости продукции;
- прямая зависимость себестоимости электрической энергии и тепла от производственных и технических показателей работы ТЭЦ.

В то же время физический и котловой методы не лишены недостатков, к которым относятся:

- принимаемая условно равноценность тепла разной энергетической и потребительской ценности: низкопотенциального, используемого для теплоснабжения потребителей, и высокопотенциального, используемого для производства электроэнергии;
- отнесение экономии топлива на ТЭЦ полностью на производство электроэнергии. Этот факт приводит к занижению себестоимости электроэнергии за счет повышения себестоимости тепла, что может привести к утрате конкурентоспособности тепла, отпускаемого от ТЭЦ, по отношению к теплу, отпускаемому от котельных. Завышение себестоимости тепла особенно сильно проявляется при использовании котлового метода распределения затрат на ТЭЦ.

### Нормативный метод

В настоящее время на рынок тепла наряду с теплом, отпускаемым с коллекторов ТЭЦ, поставляется тепло от альтернативных теплогенерирующих установок, в том числе от крупных высокотехнологичных котельных, у которых себестоимость и тариф на тепло ниже по сравнению с тарифами на тепло, отпускаемое от ТЭЦ. Соотношение себестоимости и тарифа на тепло не в пользу ТЭЦ обусловлено:

- во-первых, использованием вплоть до 1996 года, физического метода распределения затрат на ТЭЦ, завышающего себестоимость отпускаемого тепла внешним потребителям,
- во-вторых, ухудшением технико-экономических показателей действующих ТЭЦ, вследствие высокого физического и морального износа основных средств и использованием на ТЭЦ устаревших энергетических технологий.

В создавшихся условиях для обеспечения конкурентоспособности тепла, отпускаемого от ТЭЦ, с 1996 года при распределении затрат между электроэнергией и теплом используется метод, ана-

логичный физическому, когда комплексные затраты разносятся между видами продукции пропорционально расходу топлива на их производство, но при этом расход топлива на ТЭЦ распределяется между электроэнергией и теплом в соответствии с эксергетическим методом, учитывающим энергетическую ценность тепла разного потенциала. В соответствии с данным методом, распределение расхода топлива на ТЭЦ между электроэнергией и теплом производится пропорционально расходу тепла на выработку электроэнергии и отпуск тепла внешним потребителям, при условии их отдельного производства на конкретной ТЭЦ.

В результате при производстве электроэнергии и условном отсутствии отпуска тепла из отборов и из конденсаторов турбин (при работе турбин с ухудшенным или нормальным вакуумом), расход тепла на производство электроэнергии увеличивается на величину, определяемую по формуле:

$$\Delta Q_{\text{отр.}} = \frac{[\sum Q_{\text{отб.}i} \cdot (1 - \xi_i) + Q_{\text{ув.}} \cdot (1 - \xi_{\text{ув.}}) + (Q_{\text{конд.}} - Q_{\text{ув.}})] \cdot 10^{-3} \cdot Q_{\text{от.}}^{\text{отр.}}}{Q_{\text{отп.}}},$$

где  $Q_{\text{отп.}}$  и  $Q_{\text{отб.}i}$  — соответственно, отпуск тепла от ТЭЦ внешним потребителям и из отборов турбин;  $Q_{\text{конд.}}$  и  $Q_{\text{ув.}}$  — отпуск тепла внешним потребителям из конденсаторов, в том числе при работе с ухудшенным вакуумом;  $Q_{\text{от.}}^{\text{отр.}}$  — отпуск тепла отработавшим в турбине паром;  $\xi_i$  и  $\xi_{\text{ув.}}$  — коэффициенты ценности тепла, отпускаемого из каждого отбора и из конденсатора при работе турбин с ухудшенным вакуумом:

$$\xi_i = \frac{i_{\text{отб.}i} + \Delta i_{\text{нт}} - i_{2\kappa}}{i_0 + \Delta i_{\text{нт}} - i_{2\kappa}} \cdot \left( 1 + \kappa \cdot \frac{i_0 + \Delta i_{\text{нт}} - i_{\text{отб.}i}}{i_0 + \Delta i_{\text{нт}} - i_{2\kappa}} \right),$$

где  $i_0$  и  $i_{\text{отб.}i}$  — энтальпия\* пара перед турбоагрегатом и в каждом из отборов, ккал/кг;  $\Delta i_{\text{нт}}$  — повышение энтальпии пара в промежуточном пароперегревателе, ккал/кг;  $i_{2\kappa}$  — энтальпия пара в конденсаторе при развиваемой электрической мощности турбоагрегата, но при условии его работы в конденсационном режиме, ккал/кг;  $\kappa$  — коэффициент, зависящий от давления пара перед турбоагрегатом, величина которого принимается, исходя из следующих значений:

| Давление пара перед турбиной, МПа | Значение «κ» |
|-----------------------------------|--------------|
| до 3,5                            | 6,25         |
| 9                                 | 0,30         |
| 13                                | 0,40         |
| 24                                | 0,42         |

Коэффициент отнесения расхода топлива на производство электроэнергии определяется, как:

$$K_3 = \frac{Q_3 + Q_{\text{сн}}^{\text{т}} + Q_{\text{отр.}}}{Q_3 + Q_{\text{сн}}^{\text{т}} + \Delta Q_{\text{отр.}} + Q_{\text{отп.}} (100 - \alpha_{\text{пвк}} - \alpha_{\text{нас.}} + \alpha_{\text{пот.}}) \cdot 10^{-2}},$$

где  $\alpha_{\text{пвк}}$  и  $\alpha_{\text{нас.}}$  — доля отпуска тепла, обеспечиваемая, соответственно, ПВК и нагревом сетевой воды в насосах теплофикационной установки, %;

$\alpha_{\text{пот.}}$  — потери, связанные с отпуском тепла от парогенераторов, %.

$Q_3$  — расход тепла на производство электроэнергии;  $Q_{\text{сн}}^{\text{т}}$  — расход тепла на собственные нужды турбоагрегатов;  $Q_{\text{отп.}}$  — суммарный отпуск тепла внешним потребителям.

\* Энтальпия — здесь: теплосодержание (зреч.).

Отпуск тепла внешним потребителям включает: отпуск тепла с паром различных параметров, сетевой водой и химически очищенной водой, конденсатом и дистиллятом, за вычетом тепла, возвращенного в цикл с отработавшим паром, конденсатом, сетевой водой, а также исходной водой, восполняющей потери сетевой воды. К отпуску тепла внешним потребителям относится также отпуск его на хозяйственные нужды электростанции (отопление и вентиляцию зданий, находящихся на территории электростанции), не включенный в собственные нужды и потери тепла, связанные с его отпуском.

Расход условного топлива, относимый на производство электроэнергии на ТЭЦ, определяется по формуле:

$$B_{\text{ТЭЦ}}^{\text{з}} = B_{\text{ТЭЦ}}^{\text{п.г.}} \cdot K, \cdot \frac{\mathcal{E}_{\text{ш.ст.}}^{\text{ТЭЦ}}}{\mathcal{E}_{\text{выр.}}^{\text{ТЭЦ}} - \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{з}}} \text{ (т у.т./год)},$$

где  $\mathcal{E}_{\text{ш.ст.}}^{\text{ТЭЦ}}$  — электроэнергия, переданная в сеть с шин ТЭЦ;  $\mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{з}}$  — расход электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ, относимый на производство электроэнергии;  $\mathcal{E}_{\text{выр.}}^{\text{ТЭЦ}}$  — выработка электроэнергии на ТЭЦ;  $B_{\text{ТЭЦ}}^{\text{п.г.}}$  — расход топлива парогенераторами ТЭЦ.

Расход топлива, относимый на отпуск тепла с коллекторов ТЭЦ, рассчитывается, как:

$$B_{\text{ТЭЦ}}^{\text{з}} = B_{\text{ТЭЦ}}^{\text{п.г.}} - B_{\text{ТЭЦ}}^{\text{з}} + B_{\text{пвк}} \text{ (т у.т./год)},$$

где  $B_{\text{пвк}}$  — расход топлива пиковыми водогрейными котлами.

После распределения расхода топлива между отпуском тепла с коллекторов ТЭЦ и производством электроэнергии, осуществляется разнесение затрат ТЭЦ между электроэнергией и теплом, аналогично способу распределения затрат на производство энергии по физическому методу, включающему три этапа распределения.

Данный метод, сочетающий элементы эксергетического и физического методов, позволяет:

- учесть энергетическую ценность тепла, используемого для производства электроэнергии и отпуску тепла внешним потребителям;
- перераспределить расход топлива на ТЭЦ, увеличив, по сравнению с физическим методом, расход топлива на производство электроэнергии и уменьшив расход топлива на отпуск тепла от ТЭЦ;
- обеспечить, по сравнению с физическим методом, снижение удельного расхода топлива на отпущенную с коллекторов ТЭЦ гигакалорию тепла и увеличение удельного расхода топлива на выработанный киловатт-час электроэнергии; что обеспечивает снижение себестоимости гигакалории тепла, отпущенной с коллекторов ТЭЦ при увеличении себестоимости электроэнергии.

К недостаткам нормативного метода можно отнести:

- большую, по сравнению с физическим методом, сложность расчетов;
- занижение удельного расхода топлива на отпуск тепла, при соответствующем росте КПД ТЭЦ по отпуску тепла до 100% и более.

Сравнительный анализ методов распределения затрат между электроэнергией и теплом (табл. 8.11) подтверждает условность распределения затрат всеми методами и отсутствие метода, который бы идеально справедливо распределял затраты и экономию топлива, полученную за счет теплофикации, между электроэнергией и теплом, отпускаемыми от ТЭЦ. В условиях меняющейся конъюнктуры на рынке электроэнергии и тепла энергетическим компаниям при выборе учетной политики, следует выбрать такой метод, который позволил бы обеспечить конкурентоспособность электроэнергии и тепла, отпускаемых от ТЭЦ, с электроэнергией, вырабатываемой другими типами электростанций и с теплом, вырабатываемым котельными.



**Сравнительная таблица методов распределения затрат  
на ТЭЦ между электроэнергией (Э) и теплом (Q)**

| Методы распределения затрат на ТЭЦ между Э и Q | Учитывает ли равнозначность Э и Q для потребителей | Учитывает ли энергетическую ценность тепла | Распределение затрат между Э и Q                                                                                                                                                  | Основные недостатки метода                                                                                                                     |
|------------------------------------------------|----------------------------------------------------|--------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Метод коэффициентов удешевления                | да                                                 | нет                                        | Пропорционально коэффициенту удешевления                                                                                                                                          | 1. Разрыв между экономическими и техническими показателями ТЭЦ.<br>2. КПД ТЭЦ по отпуску тепла $\geq 100\%$                                    |
| Эксергетический метод                          | да                                                 | да                                         | Пропорционально эксергии                                                                                                                                                          | 1. КПД ТЭЦ по отпуску тепла $\geq 100\%$                                                                                                       |
| Метод отключения                               | нет                                                | нет                                        | На побочный вид энергии затраты принимаются фиксированно; на основную продукцию рассчитываются                                                                                    | 1. Себестоимость основного вида энергии полностью зависит от себестоимости побочного вида энергии                                              |
| Физический метод                               | да                                                 | нет                                        | Комплексные затраты распределяются пропорционально расходу топлива; прямые затраты относятся на соответствующий вид энергии                                                       | 1. Экономия топлива, получаемая за счет теплофикации, полностью относится на производство электроэнергии.<br>2. Завышается себестоимость тепла |
| Котловой метод                                 | да                                                 | нет                                        | Пропорционально расходу топлива                                                                                                                                                   | 1. Завышается себестоимость тепла значительно, чем при физическом методе.                                                                      |
| Нормативный метод                              | да                                                 | нет                                        | Комплексные затраты распределяются пропорционально расходу топлива, рассчитанному с учетом энергетической ценности тепла; прямые затраты относятся на соответствующий вид энергии | 1. КПД ТЭЦ по отпуску тепла $\geq 100\%$<br>2. Повышается себестоимость электроэнергии                                                         |

### *Затраты на производство электроэнергии на АЭС*

Атомные конденсационные станции (АЭС) по характеру производственного процесса относятся к одноцелевому производству, продукцией которого является электрическая энергия, в результате чего затраты полностью относятся на себестоимость электроэнергии.

В составе затрат на производство и реализацию электроэнергии на АЭС выделяются экономические элементы затрат, аналогичные составляющим затрат на ТЭС с учетом дополнений, обусловленных ядерной спецификой.

### *Материальные затраты*

Материальные затраты включают:

1) Стоимость сырья, основных и вспомогательных материалов. Для целей бухгалтерского учета эти затраты учитываются по фактическим затратам; при планировании — исходя из действующих на период планирования норм и прогнозируемых цен на сырье и материалы.

2) Стоимость работ (услуг) производственного характера, исходя из необходимости проведения регламентных работ (ремонтных, наладочных и других работ), цен и тарифов на указанные работы и услуги, в том числе:

- услуги, оказываемые атомным электростанциям сторонними организациями, включают разработку и обеспечение АЭС эксплуатационной и ремонтной документацией, выполнение расчетов по обоснованию режимов работы и использованию оборудования, загрузки и перегрузки

активной зоны (АЗ) реактора, проведение технического обслуживания оборудования, услуги по ведению лицензионного процесса, по проверке приборов и т.п.

3) Затраты на ядерное топливо включают:

- стоимость свежего ядерного топлива, определяемую в соответствии с расходом топлива в отчетном периоде, зависящем от режима работы реактора, ядерно-физических характеристик активной зоны (АЗ) реактора, глубины выгорания топлива и цен на ядерное топливо:

$$И_{\text{топл.}} = G_{\text{топл.}} \cdot C_{\text{топл.}} \text{ (руб./год),}$$

где  $G_{\text{топл.}}$  — годовой расход ядерного топлива т/год;  $C_{\text{топл.}}$  — цена ядерного топлива руб./т.

Учет топливных затрат на АЭС имеет свои особенности:

- нормативный расход эквивалентных свежих тепловыделяющих сборок (ТВС), используемых для производства электроэнергии, устанавливается исходя из нормативной глубины выгорания ядерного топлива;
- стоимость ТВС, досрочно выгруженных из активной зоны реактора и непригодных для дальнейшего использования, независимо от глубины их выгорания, полностью переносится на себестоимость отпущенной электроэнергии;
- стоимость топлива, остающегося в активной зоне реактора к концу его кампании списывается на топливную составляющую равномерно в течение периода эксплуатации.

Основными факторами снижения затрат на ядерное топливо является увеличение глубины выгорания ядерного топлива, зависящей от степени обогащения топлива, вида топливных композиций, качества регулирования реактора и действий персонала по управлению работой реактора.

Стоимость свежего ядерного топлива в плановых расчетах оценивается на основании нормативного расхода ядерного топлива, определяемого на базе утвержденных в установленном порядке характеристик активной зоны реакторной установки, режима работы оборудования в плановом периоде с учетом стоимости ТВС, уже загруженных в реактор или загружаемых в период регулирования;

4) Стоимость покупной энергии, в том числе электрической, расходуемой на хозяйственные нужды, рассчитывается, исходя из нормативных объемов потребления энергии в плановом периоде, фактических объемов потребления в отчетном периоде внутренних для компании тарифов на электроэнергию.

5) Расходы на обращение с отработавшим ядерным топливом (ОЯТ), в составе которых учитываются:

- расходы на услуги сторонних организаций по приему, хранению, транспортировке и утилизации ОЯТ и радиоактивных отходов (РО).

Стоимость товарно-материальных ценностей, учитываемых в составе материальных расходов, определяется, исходя из цен их приобретения, включая комиссионные вознаграждения, уплачиваемые посредническим организациям, ввозные таможенные пошлины и сборы, а также расходы на транспорт и иные затраты, связанные с их приобретением.

Усредненная структура материальных затрат для АЭС, указанная в таблице 8.12, свидетельствует, что более 60% в составе материальных затрат приходится на ядерное топливо.

Таблица 8.12

Структура материальных затрат на АЭС

| Элементы затрат                                                                | Доля в % |
|--------------------------------------------------------------------------------|----------|
| 1. Ядерное топливо                                                             | 60       |
| 2. Основные и вспомогательные материалы                                        | 15–20    |
| 3. Услуги производственного характера, включая затраты на обращение с ОЯТ и РО | 15–20    |
| 4. Покупная энергия                                                            | 1        |

### *Затраты на оплату труда и социальные отчисления для производственного персонала*

Затраты на оплату труда производственного персонала, занятого в регулируемой (основной) деятельности, включаются в себестоимость в соответствии с отраслевыми тарифными соглашениями. Состав затрат на оплату труда на АЭС аналогичен составу затрат на ТЭС.

Отчисления на социальные нужды включают отчисления, учитываемые в составе Единого социального налога, в том числе отчисления на государственное социальное страхование, обязательное медицинское страхование, отчисления в пенсионный фонд и другие отчисления, предусмотренные законодательством и учитываемые в смете затрат в размерах, установленных нормативными правовыми актами Российской Федерации.

### *Амортизация основных производственных средств*

Амортизация основных средств осуществляется по нормам амортизационных отчислений, определяемым в установленном нормативными правовыми актами Российской Федерации порядке от стоимости ОПС атомных электростанций.

### *Прочие затраты*

В составе прочих затрат учитываются и планируются:

- 1) затраты и расходы;
- 2) отчисления на формирование резервов;
- 3) налоги.

*В состав прочих затрат и расходов* включаются:

- затраты на ремонт основных средств (оборудования, зданий и сооружений), определяемые в соответствии с графиком и объемом проведения ремонтов, видом ремонта (капитальный, средний, текущий ремонт) и стоимостью услуг по проведению ремонтов. Сюда же включаются затраты на проведение текущих осмотров оборудования АЭС;
- расходы на НИОКР;
- расходы на обязательное и добровольное страхование имущества, ответственности и источников повышенной опасности (страхование имущества, ядерной ответственности, страхование ответственности при эксплуатации опасных производств, страхование грузов при транспортировке ядерного топлива), страхование экологической ответственности;
- арендные (лизинговые) платежи за арендуемое (принятое в лизинг) имущество;
- услуги по охране, в том числе услуги отделов военизированной охраны, воинских, пожарных частей, частных охранных предприятий;
- командировочные расходы;
- расходы по подготовке и переподготовке кадров, в том числе работников ядерных установок в специализированных центрах;
- представительские, рекламные, командировочные расходы в пределах норматива;
- услуги связи (аренда каналов связи, услуги специальной связи, услуги Интернет, электросвязи, почтовые телеграфные расходы);
- экологические платежи (в пределах допустимых выбросов и сбросов загрязняющих веществ);
- другие прочие затраты, в том числе:
  - расходы на оплату юридических, информационных, консультационных, нотариальных услуг;
  - расходы по набору персонала;
  - проценты за кредит;
  - расходы на текущее изучение конъюнктуры рынка, сбор информации, непосредственно связанной с производством и реализацией продукции;
  - расходы на подготовку новых производств и цехов (в том числе расходы на пусконаладочные работы, выполняемые сторонними организациями);
  - расходы на оплату диспетчерских услуг (СО-ЦДУ).

*Отчисления на формирование резервов (фондов)* включают:

- отчисления на формирование резерва по обеспечению безопасности (ядерной, радиационной, технической, пожарной);

- отчисления на формирование резерва по обеспечению физической защиты, учета и контроля ядерных материалов;
- отчисления на формирование резерва по обеспечению развития атомных станций (отчисления в инвестиционных фонд);
- отчисления на формирование резерва по обеспечению вывода из эксплуатации атомных станций;
- отчисления в фонд конверсии.

В состав налогов и сборов, учитываемых в прочих затратах, входят:

- водный налог;
- налог на землю;
- транспортный налог.

Структура себестоимости электроэнергии на АЭС отлична от структуры себестоимости электроэнергии, вырабатываемой на КЭС, использующих органическое топливо. Соотношение постоянных и переменных затрат на АЭС, практически обратно соотношению этих затрат на КЭС. Удельный вес переменных затрат на КЭС — 60–70%, на АЭС — 30–40%, удельный вес постоянных затрат, соответственно, составляет — 30–40% на КЭС и 60–70% на АЭС (табл. 8.13).

Таблица 8.13

#### Структура затрат на производство электроэнергии на АЭС

| № | Элементы затрат                                 | %     |
|---|-------------------------------------------------|-------|
| 1 | Материальные затраты                            | 30–40 |
| 2 | Затраты на оплату труда                         | 10–15 |
| 3 | Отчисления на социальные нужды                  | 5–6   |
| 4 | Амортизация основных производственных средств   | 7–10  |
| 5 | Прочие затраты                                  | 30–40 |
|   | в том числе отчисления на формирование резервов | 20–25 |

Затраты на ядерное топливо на АЭС составляют меньшую долю (20–30%) по сравнению с топливными затратами на КЭС (60–70%), что обусловлено значительной энергоемкостью ядерного горючего (теплотворная способность килограмма ядерного топлива в миллионы раз больше  $Q_p$  килограмма условного топлива) при существенном превышении цен на ядерное топливо по сравнению с ценами на органическое топливо. Ввиду высокой энергоемкости ядерного топлива, его годовой расход, необходимый для перегрузки активной зоны реактора ВВЭР — 1000, составляет порядка 100 тонн урана двухпроцентного обогащения по урану 235. При аналогичной мощности и выработке электроэнергии на КЭС годовой расход органического топлива составляет около 2 млн т у.т. в год. В результате большой разницы в годовом расходе топлива затраты на транспорт ядерного топлива в несколько раз меньше по сравнению с КЭС.

Включение в себестоимость электроэнергии АЭС отчислений на формирование резервов, аккумулирующих средства для обеспечения безопасной эксплуатации и развития АЭС, а также учет специфических для АЭС затрат, связанных с обращением отработавшего ядерного топлива и радиоактивных отходов, увеличивают на АЭС удельный вес прочих затрат. Однако в целом в силу более низкой величины топливных затрат себестоимость производства электроэнергии на АЭС меньше по сравнению с аналогичным показателем на КЭС, работающих на дорогом топливе.

#### Затраты на производство электроэнергии на ГЭС

Гидроэлектростанции являются источником самой дешевой энергии, так как электроэнергия на ГЭС производится без затрат топлива путем преобразования энергии движения воды в электрическую энергию.

В составе затрат, связанных с производством электроэнергии на ГЭС, в статье «Материальные затраты» отсутствуют затраты на топливо. Вместе с тем в затратах в виде водного налога учитывается плата за использование гидроэлектростанциями водных ресурсов для производства электроэнергии, определяемая по формуле:

$$H_{\text{вод}}^{\text{ГЭС}} = H_m^{\text{ГЭС}} \cdot \mathcal{E}_{\text{выр.}m}^{\text{ГЭС}} \text{ (руб./год)},$$

где  $H_m^{\text{ГЭС}}$  — ставка водного налога за одну тысячу кВт · ч выработанной электроэнергии при использовании воды  $m$ -го водного объекта, в руб./тыс. кВт · ч;  $\mathcal{E}_{\text{выр.}m}^{\text{ГЭС}}$  — выработка электроэнергии ГЭС, расположенной на  $m$ -й реке, тыс. кВт · ч/год.

Данные затраты относятся к переменным затратам, так как прямо пропорциональны выработке электроэнергии на ГЭС, в то время как составляющая себестоимости является постоянной величиной, не зависящей от объема производства электроэнергии

$$S_{\text{вод}} = \frac{H_{\text{вод}}^{\text{ГЭС}}}{\mathcal{E}_{\text{шт.}}^{\text{ГЭС}}} = \frac{H_m^{\text{ГЭС}} \cdot \mathcal{E}_{\text{выр.}m}^{\text{ГЭС}}}{\mathcal{E}_{\text{выр.}m}^{\text{ГЭС}} \cdot (1 - K_{\text{сн}})} = \frac{H_m^{\text{ГЭС}}}{(1 - K_{\text{сн}})} \text{ (руб./кВт · ч)}.$$

В затратах на производство электроэнергии на ГЭС водный налог составляет не более 10–15%, около 90% приходится на постоянные затраты (в том числе — амортизация, оплата труда с социальными отчислениями и часть постоянных прочих затрат, в том числе расходы на ремонтное обслуживание), в составе которых около 70% составляют амортизационные отчисления. Такая структура затрат обусловлена:

- отсутствием в их составе топливных затрат;
- высоким уровнем автоматизации производственных процессов и, как результат, низкой численностью персонала и незначительным (3–5%) удельным весом затрат на оплату труда с социальными отчислениями;
- высокой удельной стоимостью основных производственных средств ГЭС, более чем в два раза превышающей аналогичный показатель для ТЭС, что увеличивает абсолютную и относительную величину амортизационных затрат.

Отсутствие топливных затрат обеспечивает самую низкую себестоимость производства электроэнергии на гидроэлектростанциях по сравнению с тепловыми и атомными электростанциями.

Состав затрат на ГАЭС отличается от ГЭС лишь тем, что в смете затрат на ГАЭС учитываются затраты на электроэнергию, расходуемую для перекачки воды при работе ГАЭС в насосном режиме (затраты на покупную энергию).

#### *Затраты на передачу и распределение электроэнергии по сетям*

Миссия электросетевой компании заключается в надежном снабжении потребителей электроэнергией с минимальными затратами на ее передачу и распределение по сетям, в том числе с минимальными потерями энергии при передаче.

Следует отметить, что понятие «передача» электроэнергии по сетям, предполагает передачу ее по электрическим сетям высокого напряжения, относящимся к Единой национальной электрической сети. Услуги по передаче электроэнергии оказывает Федеральная сетевая компания.

Понятие «распределение» электроэнергии подразумевает распределение электроэнергии по сетям среднего и низкого напряжения и доведение электроэнергии непосредственно до потребителей. Услуги по распределению электроэнергии оказывают сетевые подразделения АО-энерго, преобразуемые в процессе реформирования электроэнергетики в распределительные (РСК) и межрегиональные сетевые компании (МРСК).

Под услугами по передаче электрической энергии понимаются комплексные услуги организаций, имеющих в собственности или на иных законных основаниях электрические сети; при оказании таких услуг обеспечивается:

- соблюдение единых условий подачи потребителю электрической энергии (мощности);

- поддержание качества отпускаемой электроэнергии в пределах государственных стандартов;
- содержание технологического оборудования, зданий и энергетических сооружений электросетевых организаций в состоянии эксплуатационной готовности;
- обеспечение требуемых параметров надежности электроснабжения потребителей;
- участие в оперативно-диспетчерском управлении процессом передачи электрической энергии (мощности) электросетевой компании.

Затраты сетевых компаний, исходя из производственной структуры, включают затраты по ЛЭП (И<sub>ЛЭП</sub>) и трансформаторным подстанциям (И<sub>п</sub>)

$$И_{\text{сет.комп.}} = И_{\text{ЛЭП}} + И_{\text{п.}}$$

Совокупные затраты сетевой компании отражаются в смете затрат и калькуляции.

В составе материальных затрат учитываются и планируются:

- затраты на вспомогательные материалы, в том числе затраты на смазочные, изоляционные, обтирочные материалы, трансформаторное масло для заливки трансформаторов и масляных выключателей, а также быстроизнашивающиеся предметы;
- стоимость услуг производственного характера, объединяющая расходы по оплате работ, выполняемых вспомогательными службами и сторонними организациями, в том числе по перевозке материалов, испытанию оборудования, обработке, сушке и испытанию трансформаторного масла. В составе данных затрат в смете затрат ФСК отражается стоимость услуг АО-энерго по ремонтно-эксплуатационному обслуживанию высоковольтных ЛЭП, переданных в имущественный комплекс ФСК, а также стоимость услуг ОРУ атомных электростанций;
- затраты на топливо, включающие стоимость горючего для обычных автотранспортных средств, а также автотранспортных средств и механизмов специализированных для проведения эксплуатационных работ в полевых условиях (осмотр трасс ЛЭП, производство коммутационных переключений на необслуживаемых трансформаторных подстанциях);
- стоимость потерь при передаче электроэнергии по электрическим сетям, определяемая по формуле:

$$И_{\text{пот}} = \mathcal{E}_{\text{пот}}^{\text{норм}} \cdot T_{\mathcal{E}},$$

где  $\mathcal{E}_{\text{пот}}^{\text{норм}}$  — нормативные потери при передаче и трансформации энергии;  $T_{\mathcal{E}}$  — тариф на электроэнергию.

В расходах сетевых компаний, относимых на себестоимость, данные затраты учитываются в размере нормативных потерь электроэнергии, в то время как источником покрытия сверхнормативных потерь является прибыль.

Стоимость потерь при передаче электроэнергии по высоковольтным сетям ЕНЭС оценивается по тарифу на покупку электроэнергии с оптового рынка. Стоимость потерь в сетях распределительных электросетевых компаний — по тарифу на электроэнергию на розничном рынке.

Амортизационные отчисления на реновацию ОПС сетевых компаний учитываются и планируются, в соответствии с первоначальной (восстановительной) стоимостью ОПС и нормами амортизации, определяемыми по сроку полезного использования сетевых объектов. Основные производственные средства сетевых компаний относятся к категории пассивных ОПС, вследствие чего по ним начисляется обычная (не ускоренная) амортизация.

Нормы амортизационных отчислений по электрическим сетям зависят:

- по воздушным ЛЭП — от вида опор (деревянные, железобетонные, металлические), которые в свою очередь определяют уровень напряжения передачи: по ЛЭП на деревянных опорах, как правило, осуществляется передача электроэнергии на напряжении 0,2–10 кВ, железобетонных — 10–35 кВ, на металлических — 110 кВ и выше;
- по кабельным сетям — от характера прокладки кабелей (в земляных траншеях, в трубах, в кабельных туннелях) и от уровня напряжения передачи.

Ввиду высокой капиталоемкости сетевых объектов амортизационные отчисления в затратах на передачу и распределение энергии составляют до 30% и более.

Прочие затраты в основном включают административно-управленческие расходы, расходы по содержанию и амортизации ОПС общесетевого назначения, экологические платежи, налог на землю, величина которого зависит от площади земельных участков, занятых под опоры ЛЭП и подстанции.

В общем случае себестоимость услуг по передаче электроэнергии по воздушным и кабельным сетям рассчитывается на киловаттчас переданной в сеть:

$$S_{\text{пер. в сеть}}^{\text{э}} = \frac{I_{\text{мат}}^{\text{безпот.}} + I_{\text{пот.}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{от.}} + I_{\text{соц.н.}} + I_{\text{проч.}}}{\mathcal{E}_{\text{пер. в сеть}}} \text{ (руб./кВт} \cdot \text{ч)},$$

где  $\mathcal{E}_{\text{пер. в сеть}}$  — электроэнергия, переданная в сеть;  $I_{\text{мат}}^{\text{безпот.}}$  — материальные затраты без учета стоимости потерь электроэнергии при передаче;  $I_{\text{пот.}}$  — стоимость потерь электроэнергии при передаче по электрическим сетям.

В структуре затрат на передачу электроэнергии, доминируют расходы по содержанию и эксплуатации оборудования, общехозяйственные и цеховые расходы (табл. 8.14).

Таблица 8.14

Структура затрат на передачу электроэнергии  
по воздушным и кабельным сетям ОАО «Мосэнерго» за 2002 г.

| № | Затраты                                                                              | Удельный вес затрат, % |
|---|--------------------------------------------------------------------------------------|------------------------|
| 1 | Основная и дополнительная оплата производственных рабочих с социальными начислениями | 7,66                   |
| 2 | Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования                                    | 43,32                  |
| 3 | Цеховые расходы                                                                      | 13,48                  |
| 4 | Общехозяйственные расходы                                                            | 35,54                  |
| 5 | Итого:                                                                               | 100                    |

Следует отметить, что себестоимость услуг по передаче электроэнергии по сетям зависит от уровня напряжения и, что особенно важно, от числа ступеней трансформации электроэнергии.

При этом себестоимость услуг по передаче электроэнергии тем меньше, чем выше напряжение передачи, так как при этом сокращаются потери энергии при трансформации и передаче, а также затраты на обслуживание меньшего числа трансформаторных подстанций. Передача энергии промышленным предприятиям осуществляется на более высоком напряжении, по сравнению с коммунально-бытовыми потребителями, поэтому себестоимость и тариф на передачу энергии промышленным потребителям, должны быть ниже.

#### Затраты на транспорт тепла по тепловым сетям

Ключевыми составляющими затрат на передачу тепла являются расходы по содержанию и эксплуатации тепловых сетей, в том числе амортизационные отчисления, затраты на ремонт тепловых сетей, а также общехозяйственные затраты (табл. 8.15).

В составе материальных затрат учитываются:

- затраты на покупку воды в объеме ее расхода на «разовое» наполнение систем отопления и внешних трубопроводов тепловых сетей и на подпитку сетей;
- затраты на химические реагенты, необходимые для обработки воды и доведения ее до требуемого качества (при условии наличия собственной химводоочистки);
- стоимость электроэнергии на перекачку теплоносителя (горячей воды) по трубопроводам.

Перекачка горячей воды по тепловым сетям сопряжена с расходом электроэнергии насосными установками теплосети, определяемыми по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{нас}} = \frac{10^{-3}}{\rho \cdot \eta_{\text{н.у}}} \cdot \sum_{i=1}^n G_i \cdot H_i \cdot h_i \text{ (кВт} \cdot \text{ч/год)},$$

где  $\rho$  — плотность воды (в среднем  $975 \text{ кг/м}^3$ );  $\eta_{\text{н.у}}$  — КПД насосной установки (в среднем 0,6–0,7);  $G_i$  — секундный расход воды на  $i$ -м участке тепловой сети,  $\text{кг/с}$ ;  $H_i$  — напор воды на  $i$ -м участке тепловой сети,  $\text{Па}$ ;  $h_i$  — число часов работы системы при напоре  $H_i$  и расходе  $G_i$ ,  $\text{ч/год}$ .

Стоимость электроэнергии, расходуемой на перекачку теплоносителя, определяется, как:

$$И_3 = \mathcal{E}_{\text{нас}} \cdot T_3 \text{ (руб./год)},$$

где  $\mathcal{E}_{\text{нас}}$  — расход электроэнергии на привод насосных установок теплосети,  $\text{кВт} \cdot \text{ч/год}$ ;  $T_3$  — тариф на электроэнергию на розничном рынке энергии,  $\text{руб./кВт} \cdot \text{ч}$ .

- Транспорт пара и горячей воды по тепловым сетям сопряжен с потерями тепла через стенки трубопроводов и потерями теплоносителя, вызванными утечками пара и воды через неплотности в теплосети. Стоимость нормативных потерь тепла и теплоносителя следует включать в себестоимость передачи тепла, сверхнормативные потери должны возмещаться за счет чистой прибыли компании.
- Амортизационные отчисления по тепловым сетям определяются, исходя из норм амортизации и стоимости основных средств тепловой сети (трубопроводов, сетевых насосов, абонентских установок). От стоимости трубопроводов, относящихся к пассивным ОПС, начисляется обычная (не ускоренная) амортизация, от стоимости насосов и другого оборудования — или обычная или ускоренная.
- Затраты на ремонт тепловых сетей в себестоимости транспорта тепла сравнительно высоки (30–50%) и имеют тенденцию к дальнейшему росту. Такое положение объясняется высокой изношенностью тепловых сетей, а также тем, что проводившаяся ранее в области строительства тепловых сетей техническая политика была направлена в основном на минимизацию капитальных вложений, что в свою очередь вызывало снижение надежности систем транспорта тепла. Тепловые сети — наиболее сложные сооружения в городской инфраструктуре. Значительная часть (80%) тепловых сетей эксплуатируется в тяжелых условиях подземной прокладки, 90% тепловых сетей имеют изоляцию на основе минеральной ваты, легко увлажняемой и не защищающей металл от коррозии, мал удельный вес тепловых сетей, прокладываемых в железобетонных каналах. Все это приводит к высокой повреждаемости тепловых сетей, достигающей величины от 0,5 до одного случая на один километр трассы в год.

В расчетах по обоснованию экономической эффективности строительства тепловых сетей ориентировочные затраты на ремонт тепловых сетей принимаются 1–2% от капитальных вложений в сети, а затраты на ремонт абонентских установок — 5–7% от капитальных затрат в абонентские установки. В реальной практике при эксплуатации систем транспорта тепла затраты на ремонт значительно превышают нормативные.

- Затраты на оплату труда и социальные отчисления определяются, исходя из численности персонала, тарифных ставок, компенсирующих и стимулирующих выплат.

Себестоимость услуг по передаче тепла по тепловым сетям в расчете на одну  $\text{Гкал}$  тепла, переданную в тепловую сеть, составляет:

$$S_{\text{пер. в сеть}}^q = \frac{И_{\text{тс}}}{Q_{\text{отп.с.колл.}}^{\text{ТЭЦ}} + Q_{\text{отп.с.колл.}}^{\text{к}}} \text{ (руб./Гкал)},$$

где  $И_{\text{тс}}$  — затраты на передачу тепла по тепловым сетям, с учетом стоимости нормативных потерь тепла и теплоносителя,  $\text{руб./год}$ ;  $Q_{\text{отп.с.колл.}}^{\text{ТЭЦ}}$ ,  $Q_{\text{отп.с.колл.}}^{\text{к}}$  — тепло, отпускаемое с коллекторов ТЭЦ и котельных в тепловую сеть,  $\text{Гкал/год}$ .



В структуре затрат на транспорт тепла по тепловым сетям (табл. 8.15) наибольший удельный вес принадлежит расходам на ремонтное обслуживание.

Таблица 8.15

Структура затрат на транспорт тепла по тепловым сетям ОАО «Мосэнерго» за 2002 г.

| № | Затраты                                                                                    | Удельный вес, % |
|---|--------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------|
| 1 | Вода на технологические нужды                                                              | 3,5             |
| 2 | Основная и дополнительная оплата труда производственных рабочих с социальными отчислениями | 3,86            |
| 3 | Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования в том числе:                             | 78,2            |
|   | Амортизация производственного оборудования                                                 | 20,6            |
|   | Расходы на ремонтное обслуживание                                                          | 45,5            |
| 4 | Цеховые расходы                                                                            | 2,22            |
| 5 | Общехозяйственные расходы                                                                  | 12,22           |
| 6 | Итого:                                                                                     | 100             |

Сокращение расходов на ремонт тепловых сетей, а также потерь тепла в тепловых сетях достигается благодаря:

- использованию при прокладке тепловых сетей полиуретановых и чугунных эмалированных труб;
- прокладке трубопроводов в железобетонных каналах;
- проведению ремонтов тепловых сетей в летний период;
- испытанию тепловых сетей подачей теплоносителя повышенного давления и своевременному обнаружению мест разрывов трубопроводов;
- премированию персонала за снижение тепловых потерь и сокращение аварийности тепловых сетей.

*Полная коммерческая себестоимость энергии в АО-энергетики и электрификации*

АО-энергетики и электрификации, являясь вертикально-интегрированными компаниями, выполняют функции по производству, распределению и сбыту тепловой и электрической энергии.

В условиях технологического единства указанных процессов важное значение имеет учет и планирование затрат в целом по АО-энерго и по отдельным видам деятельности в, том числе:

- по производству тепловой и электрической энергии на собственных и арендуемых электростанциях ( $I_{пр.}$ );
- по передаче и распределению электрической и тепловой энергии ( $I_{распр.}$ );
- по сбыту энергии ( $I_{сб.}$ ).

Совокупные затраты АО-энерго составляют сумму затрат по видам деятельности:

$$I_{АО} = I_{пр.} + I_{распр.} + I_{сб.} \text{ (руб./год),}$$

которые, в свою очередь, распределяются по видам продукции, то есть между электроэнергией и теплом:

$$\begin{aligned} I_{АО} &= I_{АО}^э + I_{АО}^т \text{ (руб./год);} \\ I_{АО}^э &= I_{пр.}^э + I_{распр.}^э + I_{сб.}^э \text{ (руб./год);} \\ I_{АО}^т &= I_{пр.}^т + I_{распр.}^т + I_{сб.}^т \text{ (руб./год).} \end{aligned}$$

Структура затрат по видам деятельности зависит в основном от производственного потенциала компании и характера энергобаланса АО. При удовлетворении спроса потребителей за счет собст-

венных источников генерации увеличивается доля затрат, связанных с производством энергии, а покрытие спроса за счет покупки энергии увеличивает долю затрат на покупку при сокращении доли затрат на производство энергии.

В частности, затраты на производство электроэнергии и тепла ОАО Мосэнерго составили в 2002 году около 60% (табл. 8.16), в то время как в ОАО-Тулаэнерго при значительном объеме покупки электроэнергии на оптовом рынке — всего 34%.

Таблица 8.16

Структура затрат ОАО «Мосэнерго» по видам деятельности

| № | Затраты по видам деятельности                          | Удельный вес, % |
|---|--------------------------------------------------------|-----------------|
| 1 | Расходы на производство энергии, всего в том числе:    | 60,03           |
|   | На производство электроэнергии                         | 37,52           |
|   | На производство тепла                                  | 22,51           |
| 2 | Расходы на распределение энергии, всего в том числе:   | 35,76           |
|   | На распределение электроэнергии по электрическим сетям | 25,58           |
|   | На распределение тепловой энергии по тепловым сетям    | 10,18           |
| 3 | Расходы на сбыт энергии                                | 4,21            |
| 4 | Итого:                                                 | 100             |

В структуре затрат АО-энерго по видам продукции, как правило, больший удельный вес занимают затраты, относимые на электроэнергию (табл. 8.17), при этом в затратах по каждому из видов продукции доминируют затраты, связанные с производством энергии, при меньшем удельном весе затрат на распределение и сбыт энергии.

Таблица 8.17

Структура затрат ОАО «Мосэнерго» по видам продукции и видам деятельности

| Вид продукции         | Доля в затратах АО, относимая на вид энергии | Виды деятельности |               |      | Всего |
|-----------------------|----------------------------------------------|-------------------|---------------|------|-------|
|                       |                                              | Производство      | Распределение | Сбыт |       |
| Электрическая энергия | 67,32                                        | 56,95             | 38,83         | 4,22 | 100   |
| Тепловая энергия      | 32,68                                        | 65,97             | 29,82         | 4,21 | 100   |

С учетом комплексного характера деятельности вертикально-интегрированных компаний наряду с расчетом себестоимости генерации, услуг по передаче и сбыту энергии на основе совокупных затрат АО определяется полная коммерческая себестоимость продукции:

$$S_{\text{комм.}}^{\text{э}} = \frac{I_{\text{пр.}}^{\text{э}} + I_{\text{распр.}}^{\text{э}} + I_{\text{сб.}}^{\text{э}} + I_{\text{пок.}}^{\text{э}}}{\left[ \mathcal{E}_{\text{выр.}}^{\text{ст.}} \cdot (1 - K_{\text{сн}}^{\text{ст.}}) + \mathcal{E}_{\text{покуп.}} \right] \cdot (1 - K_{\text{пот.}})} \quad (\text{руб./кВт} \cdot \text{ч});$$

$$S_{\text{комм}}^{\text{э}} = \frac{I_{\text{пр.}}^{\text{э}} + I_{\text{распр.}}^{\text{э}} + I_{\text{сб.}}^{\text{э}} + I_{\text{покуп.}}^{\text{э}}}{\mathcal{E}_{\text{ш. потр.}}} \quad (\text{руб./кВт} \cdot \text{ч}),$$

где  $I_{\text{пок.}}^{\text{э}}$  — затраты на покупку электроэнергии на оптовом рынке и у независимых производителей при дефицитном энергобалансе АО-энерго;  $\mathcal{E}_{\text{выр.}}^{\text{ст.}}$  — выработка электроэнергии собственными и арендуемыми станциями АО-энерго;  $\mathcal{E}_{\text{пок.}}$  — покупка электроэнергии на оптовом рынке и у независимых производителей;  $K_{\text{сн}}^{\text{ст.}}$  — коэффициент расхода электроэнергии на собственные нужды электростанций;  $K_{\text{пот.}}^{\text{э}}$  — коэффициент потерь электроэнергии при передаче и распреде-

лении электроэнергии по сетям АО-энерго;  $\mathcal{E}_{\text{ш.потр.}}$  — электроэнергия, передаваемая потребителям.

Полная коммерческая себестоимость тепловой энергии определяется следующим образом:

$$S_{\text{комм.}}^q = \frac{I_{\text{ТЭЦ}}^q + I_{\text{кот.}}^q + I_{\text{распр.}}^q + I_{\text{покуп.}}^q}{(Q_{\text{отп. с колл. ТЭЦ}}^{\text{ТЭЦ}} + Q_{\text{отп. с колл. кот.}}^{\text{кот.}} + Q_{\text{покуп.}}) \cdot (1 - K_{\text{пот.}}^q)} \text{ (руб./Гкал);}$$

$$S_{\text{комм.}}^q = \frac{I_{\text{ТЭЦ}}^q + I_{\text{кот.}}^q + I_{\text{распр.}}^q + I_{\text{покуп.}}^q}{Q_{\text{отп. потр.}}} \text{ (руб./Гкал),}$$

где  $I_{\text{ТЭЦ}}^q$  — затраты на тепло, отпускаемое с коллекторов ТЭЦ в тепловую сеть;  $I_{\text{кот.}}^q$  — затраты на производство тепла в котельных АО-энерго;  $I_{\text{распр.}}^q$  — затраты на распределение тепла по тепловым сетям;  $I_{\text{покуп.}}^q$  — затраты на покупку тепла у независимых производителей;  $Q_{\text{отп. с колл. ТЭЦ}}^{\text{ТЭЦ}}$ ,  $Q_{\text{отп. с колл. кот.}}^{\text{кот.}}$  — тепло, отпускаемое с коллекторов ТЭЦ и котельных АО-энерго в теплосеть;  $Q_{\text{покуп.}}$  — покупка тепла у независимых производителей;  $K_{\text{пот.}}^q$  — коэффициент потерь при передаче и распределении тепла по тепловым сетям.

Полная коммерческая себестоимость как обобщающий показатель эффективности производства зависит от целого ряда факторов, управление которыми должно способствовать ее снижению. К этим факторам относятся:

- Спрос на электроэнергию (тепло). Рост спроса и, соответственно, передача электроэнергии потребителям из сети вызывает снижение себестоимости энергии благодаря сокращению величины постоянных затрат (не зависящих от объема производства) на 1 кВт · час:

$$S_{\text{пост}}^e = \frac{\sum_1^n (I_{\text{ам}}^e + I_{\text{от+соч.н}}^e + I_{\text{проч.}}^e)}{\mathcal{E}_{\text{ш.потр.}}}$$

- Структура генерации энергии. Увеличение доли ГЭС и выработки электроэнергии на ТЭЦ по теплофикационному режиму в суммарном производстве электроэнергии станциями АО-энерго сокращает топливные затраты и себестоимость электроэнергии. Такой же результат достигается при увеличении доли выработки энергии высокоэкономичными, технически прогрессивными энергоблоками КЭС.
- Структура энергопотребления и режим энергопотребления. Режим потребления электроэнергии жестко определяет режим ее производства. Чем равномернее режим производства энергии, тем меньше дополнительный расход топлива на холостой ход, пуски и остановки агрегатов, тем меньше удельный расход топлива на произведенный кВт · час и ниже себестоимость электроэнергии.

Режим потребления электроэнергии коммунально-бытовыми потребителями крайне неравномерен, с глубокими спадами нагрузки в ночные и дневные часы и резкими пиками в утренние и, особенно, в вечерние часы. Увеличение доли коммунально-бытового потребления разуплотняет суточный график нагрузки и способствует повышению себестоимости электроэнергии.

- Структура топливного баланса электростанций и уровень цен на топливо. Высоко автоматизированные мощные парогенераторы ТЭС, имеющие высокий КПД, способны сжигать низкокачественные дешевые виды топлива, что способствует снижению топливной составляющей себестоимости энергии. Снижению топливных затрат способствует также увеличение доли закупок топлива по тендерным торгам.
- На полную себестоимость электроэнергии оказывает влияние удельный вес покупки и тариф на покупку электроэнергии с оптового рынка. Учитывая, что оптовые генерирующие компании

поставляют на оптовый рынок сравнительно дешевую электроэнергию, для АО-энерго целесообразно, особенно в летний период, сокращать на ТЭЦ выработку электроэнергии по конденсационному циклу, компенсируя это снижение увеличением покупки энергии на оптовом рынке, что позволит снизить затраты и себестоимость энергии.

## 8.7. Управление затратами компании

### *Цели и задачи управления затратами*

Одним из источников получения дополнительной прибыли и улучшения финансового состояния компании могут стать внутрипроизводственные резервы, реализуемые благодаря оптимизации принимаемых управленческих решений, в том числе оптимального управления затратами, включающего систематизацию, учет, анализ и контроль расходов компании.

Затраты на производство и реализацию продукции оказывают непосредственное влияние на финансовые результаты работы компании, так как финансово-экономическое управление компаний включает:

- управлении ассортиментом продукции;
- управлении затратами (управлении себестоимостью);
- управлении финансами, включая налоговую оптимизацию (рис. 8.4).



Рис. 8.4. Место управления затратами в системе финансово-экономического управления компанией

Все эти функции управления связаны между собой в процессе постоянного обмена информацией.

Стремление компании увеличить прибыль может быть реализовано либо путем увеличения объема продаж при неизменной цене на продукцию, либо при снижении затрат на ее производство, либо при изменении обоих названных факторов. Влияние вышеуказанных факторов на величину прибыли можно проиллюстрировать на следующем примере:

В исходном случае (рис. 8.5, а) затраты на производство продукции составляют  $I_1 = 850$  млн рублей, прибыль —  $\Pi_1 = 150$  млн рублей, выручка от реализации продукции — 1000 млн рублей. Рентабельность производства при данных затратах составляет:

$$R = \frac{\Pi_1}{I_1} \cdot 100\% = \frac{150}{850} \cdot 100\% = 17,64\%.$$

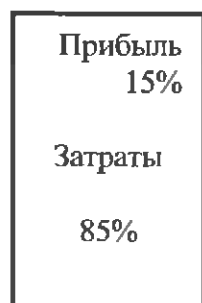
В случае снижения затрат на 50 млн рублей (рис. 8.5, б) при неизменных объеме продаж и цене продукции, прибыль увеличивается до 200 млн рублей. Снижение затрат относительно исходного варианта составляет:

$$\Delta И_2 = \frac{И_1 - И_2}{И_2} \cdot 100\% = \frac{(850 - 800)}{850} \cdot 100\% = 5,9\%$$

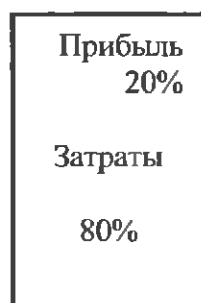
$\Pi_1 = 150$  млн руб.  
 $И_1 = 850$  млн руб.

$\Pi_2 = 200$  млн руб.  
 $И_2 = 800$  млн руб.

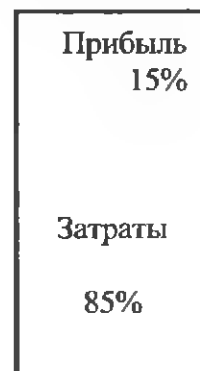
$\Pi_3 = 200$  млн руб.  
 $И_3 = 1133$  млн руб.



а



б



в

Рис. 8.5. Влияние изменения затрат и объема продаж на величину прибыли

В третьем случае (рис. 8.5, в) прибыль относительно исходного варианта увеличивается на 50 млн рублей и составляет 200 млн рублей, рентабельность к затратам сохраняется на уровне исходного варианта в размере 17,64%. Следует определить, на сколько процентов должен в этом случае увеличиться объем продаж.

$$ВР_3 = И_3 + \Pi_3 = \frac{\Pi_3}{R} + \Pi_3 = \frac{200}{0,1764} + 200 = 1333 \text{ млн рублей,}$$

$$\Delta ВР_3 = \frac{1333 - 1000}{1000} \cdot 100\% = 33,3\%.$$

Данный пример показывает, насколько важно управлять затратами, так как одинаковое абсолютное увеличение прибыли в размере 50 млн рублей можно получить или благодаря снижению затрат всего на 5,9%, или путем увеличения объема продаж на 33,3%.

Рост прибыли благодаря увеличению объема продаж, как правило, требует дополнительного финансирования производства, что в ряде случаев затруднительно или связано с дополнительными затратами (при использовании кредита возникают дополнительные затраты на выплату процентов по кредиту). К тому же продажа дополнительного количества товара сталкивается с ограниченностью спроса, что может привести к увеличению затрат на реализацию продукции. Поэтому увеличение прибыли за счет роста объема продаж отвечает стратегическим целям бизнеса.

Увеличение прибыли за счет снижения затрат при неизменном объеме продаж характеризует тактические цели бизнеса.

Выбор того или иного варианта увеличения прибыли зависит от целей компании, от существующего уровня спроса и внешнего (конкурентного) окружения компании.

В рамках финансово-экономического управления компанией максимизация прибыли возможна при снижении затрат и, что особенно важно, сокращении необъективно «раздутых» статей расходов, возможно, в пользу затрат, позволяющих увеличить выработку и объем продаж энергии.

Снижение затрат на единицу продукции дает компании преимущество перед конкурентами в виде возможности применения более низких и гибких цен. В условиях государственного регулирования тарифов путем установления на период регулирования предельной величины тарифа снижение затрат сопровождается адекватным ростом прибыли, возможностью предъявления в секторе свободной торговли более дешевой электроэнергии при обеспечении компании конкурентных преимуществ.

Управление затратами следует рассматривать не как самоцель, а как средство управления прибылью.

В общем случае *управление затратами* — это умение экономить ресурсы и максимизировать отдачу от них. Основная цель управления производственными затратами на предприятии заключается в оптимизации структуры и уровня расходов, обеспечивающей достижение определенной прибыли.

Объективный анализ затрат и разработка программы их снижения результативны лишь при организации действенной системы управления затратами, которая предполагает:

- применение системного подхода к планированию и учету затрат;
- понимание причин возникновения затрат, в том числе знания того, где, когда и в каких объемах расходуются ресурсы, а также прогноз: где, для каких целей и в каких объемах необходимы дополнительные ресурсы;
- улучшение структуры затрат предприятия на основе анализа величины и тенденций поведения затрат;
- контроль и оценку эффективности использования ресурсов на основе простых и понятных показателей оценки эффективности;
- умение обеспечить максимальный уровень отдачи от использования ресурсов.

Эффективное управление затратами дает компании ряд преимуществ, к которым можно отнести:

- производство продукции с большими конкурентоспособными качествами (благодаря более низким затратам возможны более низкие тарифы);
- наличие качественной и реальной информации о себестоимости производимой продукции;
- предоставление объективных данных для составления бюджета предприятия;
- возможность оценки затрат подразделений предприятия;
- принятие обоснованных и эффективных управленческих решений.

Основные цели и задачи управления затратами приведены на рис. 8.6.

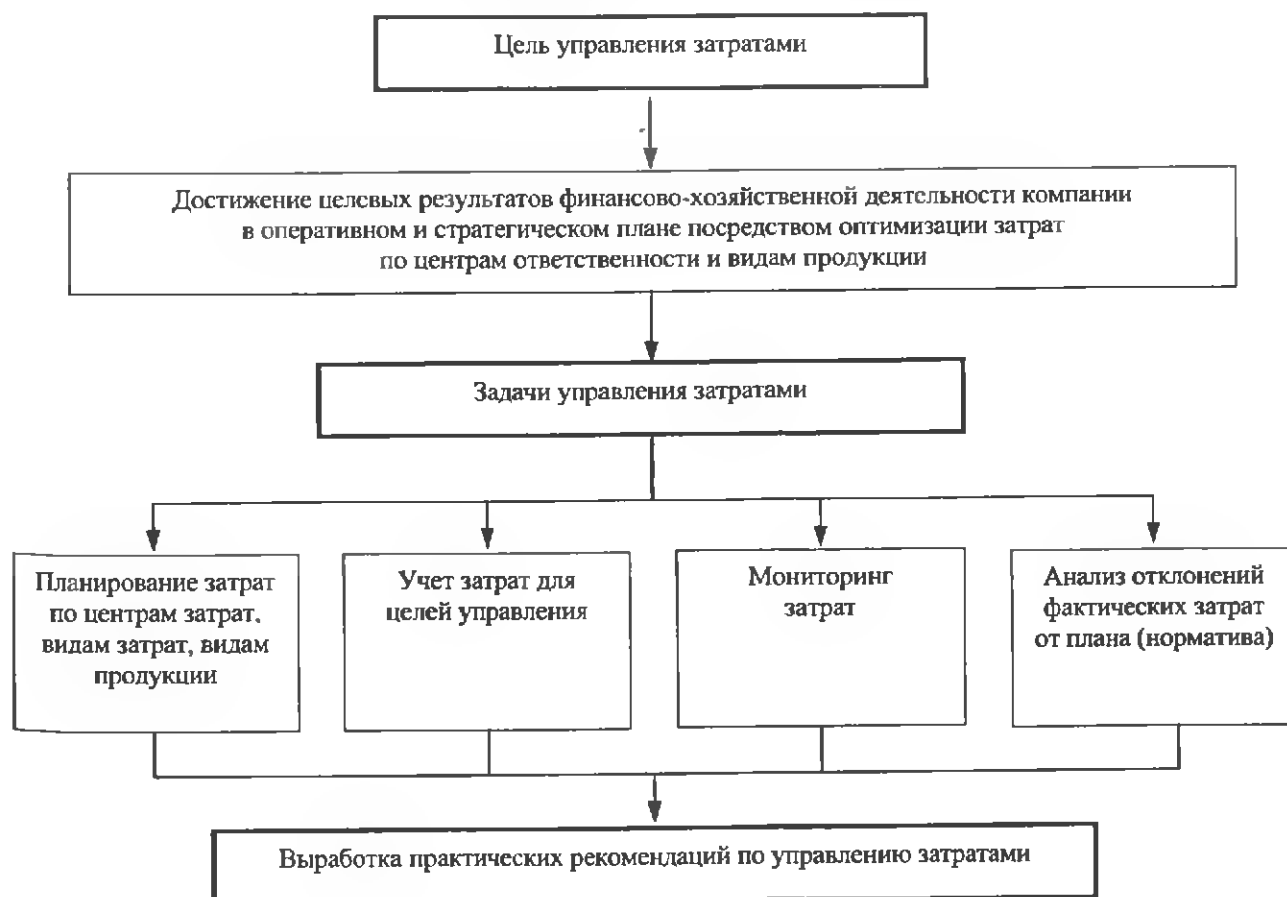


Рис. 8.6. Цели и задачи управления затратами

### Особенности системы управленческого учета

Управление предприятием имеет сложную структуру и базируется на различных видах учета, которые становятся информационной основой последующих аналитических расчетов, необходимых для принятия управленческих решений.

Управление затратами предусматривает ведение на предприятии управленческого учета, радикально отличающегося от бухгалтерского (финансового) учета (табл. 8.18).

Таблица 8.18

#### Сравнительная характеристика бухгалтерского и управленческого учета

| Показатели сравнения              | Бухгалтерский учет                                                                                          | Управленческий учет                                                                                                              |
|-----------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Потребители информации            | Внешние пользователи информации (банки, государственные органы, акционеры и т.д.)                           | Внутренние пользователи информации (руководители компании, руководители подразделений и другие сотрудники, принимающие решения)  |
| Цели учета                        | Информирование внешних пользователей о финансовом состоянии компании                                        | Обеспечение информационной базы принятия управленческих решений руководителями предприятия и менеджерами                         |
| Методы учета                      | Информируют о направлениях возникновения затрат и позволяют своевременно оценить прибыль за отчетный период | Определяют закономерности изменения затрат при изменении параметров производства для принятия оптимальных управленческих решений |
| Основной объект учета и анализа   | Компания в целом                                                                                            | Центры ответственности внутри компании (подразделения компании), виды продукции, проекты                                         |
| Группировка затрат                | По элементам и статьям затрат                                                                               | В зависимости от выбранных классификационных признаков и модели затрат                                                           |
| Измерители                        | Денежные единицы                                                                                            | Денежные и/или натуральные единицы                                                                                               |
| Обязательность ведения учета      | Обязательно, в соответствии с законодательством                                                             | Применяется по решению руководства компании                                                                                      |
| Свобода выбора вида системы учета | Система двойной бухгалтерии; обязательное соответствие нормативным актам                                    | Полная свобода выбора                                                                                                            |
| Частота составления отчетов       | Периодически, в соответствии с законодательством                                                            | По мере необходимости                                                                                                            |
| Степень надежности                | Требует объективности, ориентирован на контроль прошлого                                                    | Зависит от целей управления, ориентирован на прогноз будущего                                                                    |
| Главное требование к информации   | Точность                                                                                                    | Релевантность (значимость)                                                                                                       |

Управленческий учет представляет собой информационно-вычислительную систему, объединяющую совокупность форм и методов учета, планирования, контроля и анализа, предназначенную для информационного обеспечения управленческих решений. Управленческий учет охватывает практически все сферы менеджмента, в то время как финансовый учет представляет собой часть этой системы и касается только стоимостного аспекта.

Управленческий и бухгалтерский учет тесно переплетаются между собой. Оба вида учета обеспечивают информацией своих потребителей, определяют ее состав и содержание. Взаимодействие управленческого и бухгалтерского учета достигается на основе преемственности и комплексного использования первичной информации, единства норм и нормативов.

Основным вопросом бухгалтерского учета является вопрос: в какой момент должны быть учтены затраты и каким образом их оценить. Основным вопросом управленческого учета — «что будет,

если...», так как методы управленческого учета позволяют моделировать поведение затрат и получать информацию, полезную для принятия управленческих решений. Основные особенности системы управленческого учета приведены в табл. 8.19.

Таблица 8.19

### Особенности системы бухгалтерского и управленческого учета

| Система бухгалтерского учета                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                | Система управленческого учета                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p>Оценка затрат связана с изменением оценки активов и обязательств.</p> <p>Затраты классифицируются по методу их признания.</p> <p>Затраты оцениваются по фактической (исторической) стоимости.</p> <p>Определяется полная себестоимость продукции.</p> <p>При составлении полной калькуляции трудно выявить поведение затрат при изменении параметров</p> | <p>Используются дополнительные (относительно финансового учета) методы классификации затрат: по центрам ответственности, по характеру изменения.</p> <p>Особое внимание уделяется анализу релевантных (значимых) затрат.</p> <p>Использование моделей, позволяющих определить поведение затрат.</p> <p>Для оценки затрат могут использоваться методы текущей и рыночной стоимости</p> |

### Методы учета затрат в системе управленческого учета

Методы учета затрат можно классифицировать по ряду признаков (рис. 8.7).



Рис. 8.7. Классификация методов учета затрат в системе управленческого учета

#### а) Учет затрат по характеру оценки затрат.

- Учет по фактическим затратам отражает величину затрат, имевших место в отчетном периоде;
- Учет по нормативным затратам позволяет определить, какими должны быть затраты. В качестве нормативных могут выступать средние или минимальные затраты за ряд лет прошлых периодов, скорректированные с учетом поправок на изменение технологии, производственной программы, погодно-климатических условий, или полученные методом экстраполяции;



**Примечание.** Программа управления издержками в РАО «ЕЭС России» предусматривает управление издержками дочерних и зависимых обществ РАО через формирование заданий по предельному уровню затрат. Программа предполагает сокращение:

- эксплуатационных расходов, составляющих в расходах компании 60–80% и являющихся основным объектом снижения затрат;

- внереализационных расходов, составляющих 5–10% от общих расходов и относящихся к непроизводственным расходам;

- потерь энергии при передаче по сетям до уровня нормативных.

В составе эксплуатационных расходов выделяются постоянные расходы, включающие:

- затраты на сырье, основные вспомогательные материалы;

- стоимость работы услуг сторонних организаций;

- затраты на оплату труда;

- прочие затраты за вычетом обязательных страховых платежей, налогов, абонентной платы РАО.

Указанные затраты за ряд лет индексируются по индексам цен, из приведенных к плановому году затрат выбирается минимальная величина, которая составляет предельный размер вышеуказанных затрат в плановом году.

К переменным затратам в составе эксплуатационных затрат относятся: топливо на технологические цели, налог на воду и покупная энергия. Данные затраты за ряд лет приводятся в соответствии с индексом цен к плановому году, делятся на условный полезный отпуск энергии соответствующего года и из полученных значений выбирается минимальная величина. Умножением минимальных удельных переменных затрат на приведенный полезный отпуск энергии в плановом году рассчитывается предельный размер плановых переменных затрат.

На основе анализа внереализационных затрат за ряд лет определяется лимит плановых в нереализационных затрат.

После утверждения задания по эксплуатационным и внереализационным расходам задание по снижению издержек становится частью бизнес-плана компании, а оба показателя — контрольными. При оценке выполнения задания по снижению издержек в случае отклонения объема полезного отпуска энергии от запланированного, расходы пересчитываются с учетом фактического полезного отпуска, и определяется процент снижения затрат по сравнению с затратами предыдущего года.

- Учет затрат по плановым нормативам (стандартам) отличается от учета по средним нормативам затрат тем, что плановые нормативы затрат основаны не на прошлом опыте, а на прогнозе будущего.

В данном методе учета используются два вида стандартов: теоретические и плановые. Теоретические стандарты характеризуют затраты при работе компании или подразделения в оптимальных условиях. Недостатком этих стандартов является их заведомая недостижимость, так как условия функционирования предприятия практически никогда не бывают оптимальными. Плановые стандарты характеризуют затраты с учетом реальных условий функционирования предприятия в плановом периоде, в том числе — отклонений качественных характеристик топлива, отклонений режимного характера. Плановые стандарты рекомендуется устанавливать таким образом, чтобы их можно было достичь при определенных условиях. Данный вид стандартов устанавливается на длительный период с обязательным периодическим уточнением.

В теории отечественного учета существует хорошо разработанная система нормативного учета, во многом схожая с западной системой «стандарт-костинг». Система нормативного учета включает в себя методы разработки и установления норм расхода производственных ресурсов, расчет нормативной себестоимости, систематический учет изменения норм и оперативный учет отклонений от норм с указанием причин и виновников отклонений.

Преимущества и недостатки использования различных методов учета затрат в зависимости от характера их оценки представлены в табл. 8.20.

#### **б) Учет затрат по полноте их учета в себестоимости.**

В зависимости от полноты учета затрат в себестоимости продукции выделяются два основных метода:

- Учет по полной себестоимости (full costing);
- Учет по ограниченной себестоимости (direct costing).

Учет по полной себестоимости предусматривает включение всех издержек (постоянных и переменных, прямых и косвенных) в себестоимость продукции. Затраты, которые невозможно отнести на себестоимость продукции определенного вида, сначала распределяются по центрам затрат, где они возникли, а затем по видам продукции. Учет затрат по полной себестоимости

традиционен для нашей страны и необходим для определения финансовых результатов компании. Однако наряду с достоинствами он обладает существенными недостатками (табл. 8.20), не позволяющими получить информацию, необходимую для эффективного управления затратами.

Таблица 8.20

**Сравнительная характеристика метода учета затрат в зависимости от характера их оценки**

| Учет затрат по характеру оценки  | Достоинства                                                                                                                                                                                                                                                                                          | Недостатки                                                                                                                                                                                                                                            |
|----------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| По фактическим затратам          | Простота расчета затрат                                                                                                                                                                                                                                                                              | 1. Отсутствие нормативов для контроля за расходованием ресурсов;<br>2. Невозможность расчета затрат в любой момент времени; расчет можно проводить только в конце отчетного периода                                                                   |
| По нормативным затратам          | Существует возможность:<br>• прогнозирования затрат;<br>• контроля над затратами центров путем разработки бюджетов;<br>• контроля путем сопоставления фактических и нормативных затрат;<br>• анализа причин отклонений фактических затрат от нормативных;<br>• расчета затрат в любой момент времени | 1. Нормирование от достигнутого учитывает наблюдаемые за прошедший период изменения и не учитывает долгосрочное изменение затрат;<br>2. Отсутствует корректировка средних значений затрат, что снижает точность планирования и эффективность контроля |
| По плановым нормативным затратам | 1. Данному методу присущи все достоинства предыдущего метода;<br>2. Основан не на ретроспективных данных, а на прогнозе будущего                                                                                                                                                                     | 1. Необходим периодический пересмотр стандартов;<br>2. Трудоемкость разработки нормативной базы ввиду многочисленности нормативов и их обязательной корректировки на плановый период                                                                  |

В условиях свободного рынка задача калькулирования — не просто определение фактической себестоимости продукции, а расчет такой себестоимости, которая в конкурентных условиях работы компании на рынке могла бы обеспечить ей определенную прибыль. Исходя из рассчитанного уровня себестоимости, следует организовать производство таким образом, чтобы обеспечить этот уровень себестоимости и возможность ее постоянного снижения. Поэтому в настоящее время центр тяжести в управлении затратами постепенно переносится с трудоемких расчетов по распределению косвенных расходов и определению точной фактической себестоимости на прогнозные расчеты себестоимости, составление обоснованных нормативных калькуляций и организацию контроля за их соблюдением.

Второй вариант, принципиально новый для отечественной учетной практики, предполагает разделение всех затрат за отчетный период на производственные (прямые и косвенные) и периодические (связанные с длительностью отчетного периода). В конце отчетного периода в расчет себестоимости помимо прямых производственных включают и косвенные производственные затраты. Периодические затраты, собираемые на счете, не включают в себестоимость объектов калькулирования, а списывают в конце отчетного периода непосредственно на уменьшение выручки от реализации продукции.

Второй вариант учета затрат фактически предполагает применение основной идеи западной системы «direct costing», то есть разделение общих затрат по признаку их взаимосвязи с объемом производства и калькулирование на этой основе ограниченной себестоимости по переменным затратам. Метод «direct costing» предусматривает деление затрат на постоянные (не зависящие от объема производства) и переменные (зависящие от объема производимой продукции). Понятие «direct costing», введенное в учетную практику в 1936 году американским ученым Д. Харрисом и означающее «учет прямых затрат», не отражает в полной мере сущность системы, так как на первых порах в соответствии с методом «direct costing» в себестоимость включались только прямые расходы, а все косвенные расходы списывались на финансовые результаты. В результате общая сумма переменных расходов совпадала с суммой прямых затрат, что и нашло отражение в

названии метода. В настоящее время данный метод предусматривает учет себестоимости не только в части прямых переменных расходов, но и в части косвенных переменных расходов, что приводит к некоторой условности названия. В разных странах эта система именуется по-разному: в Германии и Австрии — «учет частичных или граничных затрат» или «учет суммы покрытия», в Великобритании — «учет маржинальных затрат», во Франции — «маржинальный учет».

Безусловно, каждая система учета изначально предназначалась для решения определенного круга задач, поэтому традиционная система бухгалтерского учета, выполняющая в основном фискальную функцию, для решения задач управления затратами не применима по следующим причинам:

- невозможности проведения анализа, контроля и планирования затрат в зависимости от объема производства;
- условности в расчете себестоимости вследствие использования общих критериев распределения косвенных затрат;
- зависимости рентабельности производства отдельных видов продукции от выбора метода распределения постоянных затрат.

В свою очередь, применение для управления затратами системы «direct costing», в отличие от традиционной системы бухгалтерского учета, обеспечивает ряд преимуществ:

- финансовый результат в целом по компании и по отдельным видам продукции не зависит от выбора метода распределения постоянных затрат;
- сравнение себестоимости разных периодов только в части значимых затрат не влияет на результаты сравнения при изменении структуры компании и изменении неконтролируемых затрат.

#### **в) Учет затрат по производственным процессам.**

Такой учет производится одним из следующих методов:

- попроцессный (попередельный);
- позаказный;
- гибридный.

Попередельный учет применяется при массовом производстве однородной продукции.

Позаказный метод учета затрат используется на предприятиях при индивидуальном и мелко-серийном производстве, поскольку в этом случае затраты на производство легко идентифицируются с видом продукции (работ, услуг). В этом случае в карточке учета заказа отражаются все прямые затраты на заказ, а косвенные распределяются между заказами в соответствии с базой распределения.

Гибридные (смешанные) системы сочетают черты попередельного и позаказного методов учета и используются в серийном и поточном производстве.

Выбор метода учета затрат зависит от специфики производства, корпоративной культуры, организационной структуры управления и пр. В основном энергетическом производстве — генерации, передаче и распределении энергии — используется попередельный метод (по стадиям производства), в ремонтной деятельности наиболее применим позаказный метод учета затрат.

Независимо от выбранного метода учета затрат система управленческого учета включает:

- учет по видам затрат;
- учет по центрам ответственности;
- учет по носителям затрат.

**Учет по видам затрат.** Определить поведение каждой отдельной статьи затрат при изменении параметров производства достаточно трудоемко, поэтому одним из первых шагов управления затратами является учет и группировка затрат по видам на основе схожести их поведения.

Цель любой классификации — оказание помощи менеджеру в принятии правильных обоснованных решений, выделив ту часть затрат, на которую можно повлиять на данном уровне управ-

ления. При этом существенными являются те затраты, которые зависят от принимаемого управленческого решения. Затраты прошлых периодов не относятся к существенным, так как на них нельзя оказать влияние.

Требованиям системы управления затратами наиболее полно отвечает классификация затрат по следующим признакам:

- по степени регулируемости, при этом выделяются:
  - полностью регулируемые,
  - частично регулируемые,
  - слабо регулируемые (заданные);
- по возможности отнесения на конкретный вид продукции:
  - прямые,
  - косвенные;
- по зависимости затрат от объема производства продукции:
  - переменные,
  - постоянные,
  - смешанные.

Полностью регулируемые затраты имеют четкую функциональную связь между изменяющимся фактором и функцией, они характерны для сферы производства и сбыта. Примером таких затрат являются материальные затраты, когда в зависимости от изменения фактора (цены или объема) меняются затраты.

Частично регулируемые затраты не имеют четкой функциональной связи между «входом» и «выходом»; как правило, они возникают в результате периодически принимаемых решений (расходы на НИОКР, ремонт, рекламу, командировочные расходы).

Слабо регулируемые затраты — это постоянные затраты, на изменение которых трудно или невозможно влиять и которые возникают в результате наличия в собственности или аренде активов длительного пользования (например, амортизация).

Универсальная методика группировки затрат по степени регулируемости отсутствует, она индивидуальна применительно к конкретному предприятию с учетом его специфики, в том числе организационной структуры, технологии производства, схемы взаимодействия с потребителями энергии и поставщиками топлива и пр. Степень регулируемости затрат зависит:

- от длительности периода времени. В длительном периоде появляется возможность воздействия на затраты, бывшие нерегулируемыми (заданными) в краткосрочном периоде;
- от полномочий лица, принимающего решение. Например, затраты, являющиеся заданными для начальника котельного цеха, могут быть регулируемы для директора электростанции.

Классификация затрат на прямые и косвенные используется при изучении влияния производства (или отказа от производства) продукции определенного вида на затраты независимо от объема производства.

Прямые затраты вызваны производством или сбытом конкретного вида продукции, на которые они относятся без распределения. Отказ от производства данного вида продукции приведет к исчезновению таких затрат.

Косвенные затраты нельзя отнести на определенный вид продукции, они должны распределяться между всеми видами продукции. При отказе от производства одного вида продукции данные затраты не исчезают. Как правило, данные затраты постоянные и возникают вне сферы производства и сбыта. К категории косвенных расходов относятся административно-управленческие расходы, в том числе оплата труда высшего руководства компании, оплата труда работников отделов маркетинга, оплата труда работников, занятых охраной объектов (пожарной, военизированной и пр.), затраты на подготовку и переподготовку кадров. Выбор метода распределения косвенных расходов между объектами калькулирования влияет на уровень себестоимости тем больше, чем значительнее удельный вес косвенных расходов.

Любое косвенное отнесение затрат на тот или иной вид продукции искажает фактическую себестоимость, снижает точность калькуляции. Деление затрат на прямые и косвенные дает возможность более обоснованно выбрать метод разнесения общих затрат между видами продукции и центрами ответственности.

По признаку зависимости от объема производства затраты делят на переменные и постоянные. Данный вид группировки затрат используется при изучении влияния объема производства продукции на затраты.

Затраты, изменяющиеся прямо пропорционально изменению объема производства и исчезающие при прекращении производства продукции, относятся к переменным (рис. 8.8, а).

Затраты, изменяющиеся в зависимости от изменения объема производства продукции только при определенных обстоятельствах, относятся к полупостоянным (смешанным) затратам (рис. 8.8, б).

Затраты, не меняющиеся при изменении объема производства и не исчезающие при прекращении производства продукции — постоянные затраты (рис. 8.8, в).

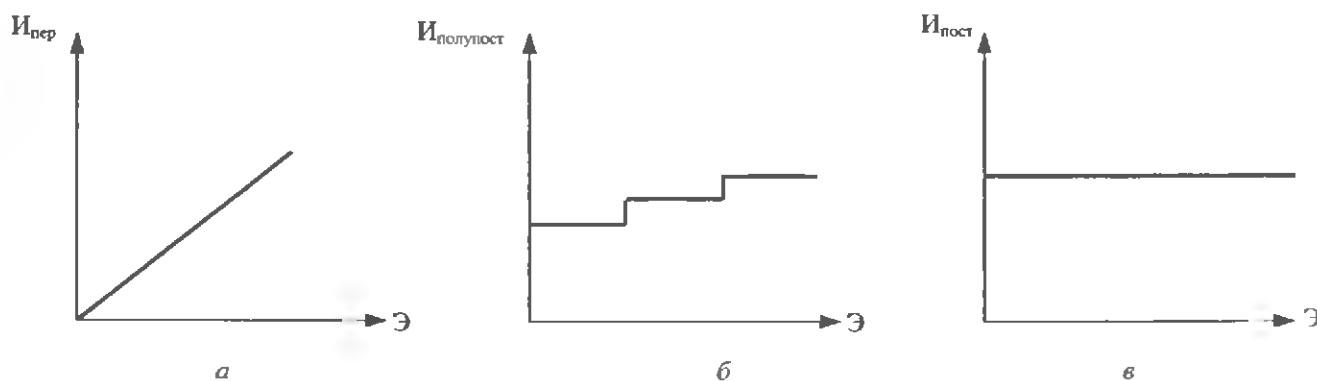


Рис. 8.8. Зависимость затрат от изменения объема производства энергии

Перечень переменных и постоянных затрат для каждого предприятия индивидуален, но критерий классификации един — это зависимость от величины объема производства.

В электроэнергетике к категории переменных затрат относятся:

на ТЭС

- затраты на топливо,
- затраты на основные и вспомогательные материалы,
- услуги производственного характера,
- водный налог,
- экологические платежи,

на ГЭС:

- материальные расходы,
- водный налог;

в электрических сетях: — материальные расходы,

- стоимость потерь энергии при передаче;

в тепловых сетях:

- материальные расходы,
- стоимость потерь тепла и энергоносителя при передаче,
- плата за воду,
- расход электроэнергии на перекачку теплоносителя.

в АО-энерго:

- переменные затраты, характерные для ГЭС, ТЭС и сетевых объектов,
- затраты на покупку энергии на оптовом рынке и у независимых производителей.

Соотношение переменных и постоянных затрат энергетических объектов представлено на рис. 8.9.

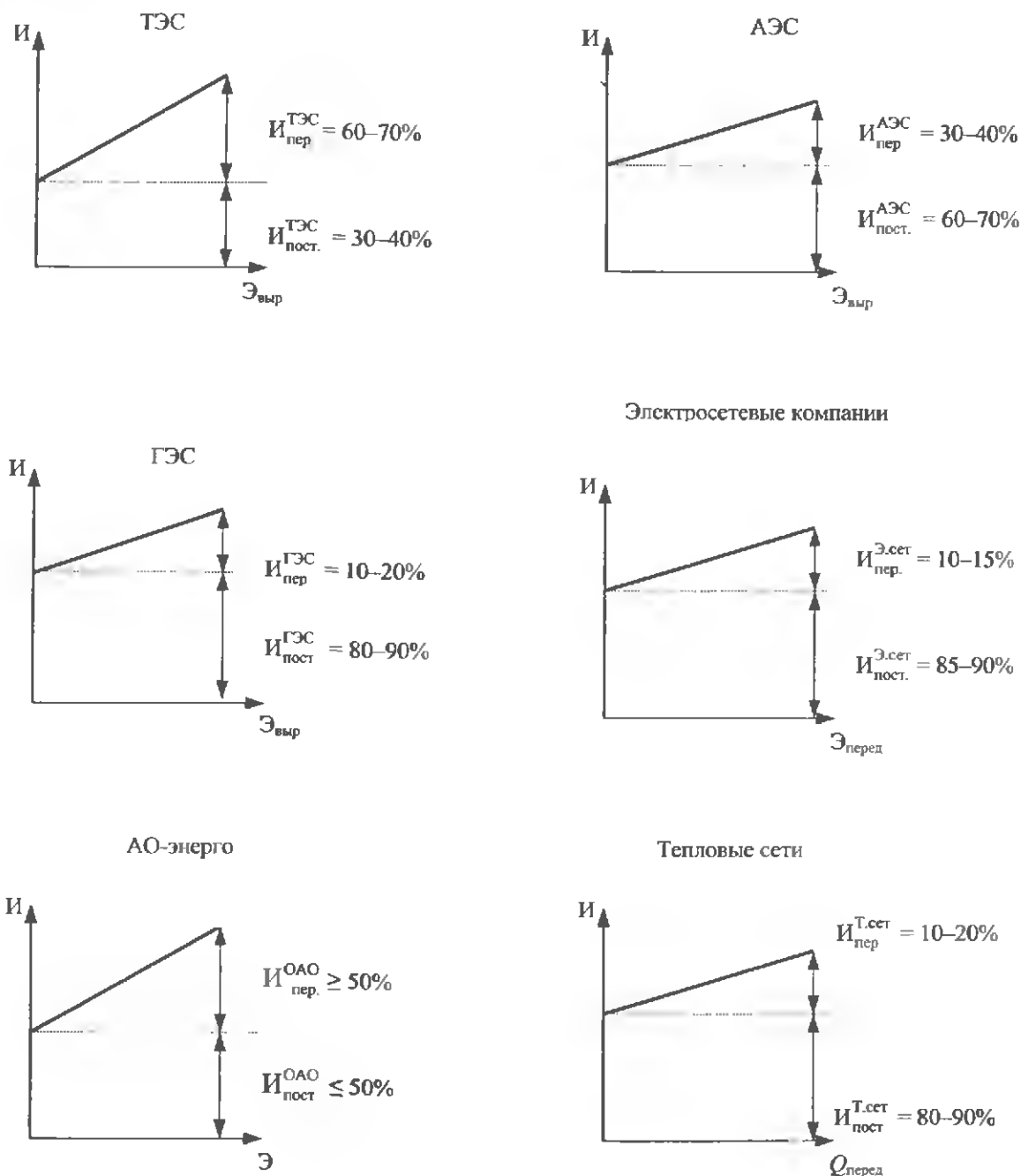


Рис. 8.9. Соотношение переменных и постоянных затрат для различных энергетических объектов

В структуре затрат вышеуказанных объектов наибольшая доля переменных затрат характерна для тепловых станций, наибольшая доля постоянных затрат – для ГЭС и сетевых объектов.

Отнесение затрат к переменным или постоянным не всегда однозначно. Действительно, в расходе топлива на ТЭС учитывается расход топлива на холостой ход и на растопку парогенераторов, не зависящий от объема производства энергии, в результате в составе топливных затрат часть затрат постоянна. Некоторые виды затрат для одних условий могут рассматриваться как постоянные, для других — как переменные. Достаточно привести пример затрат на оплату труда: при тарифной форме оплаты труда эти затраты постоянны, при сдельной — переменны.

Многие затраты в определенных условиях могут быть постоянными или смешанными. Так, постоянные затраты могут являться таковыми до определенного объема производства энергии. Увеличение производства сверх определенного уровня влечет рост постоянных затрат. Например, если

рост объема производства электроэнергии на электростанции происходит за счет ввода новых производственных мощностей, то скачкообразно увеличиваются постоянные затраты, в том числе амортизация и оплата труда (рис. 8.10).

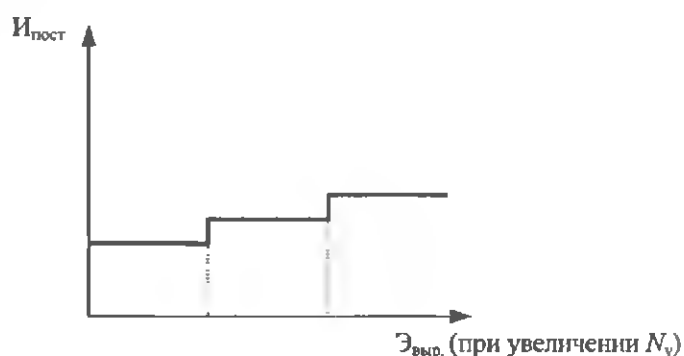


Рис. 8.10. Изменение полупостоянных затрат при изменении объема производства энергии

Для упрощения анализа, как правило, смешанные расходы относятся либо к переменным, либо к постоянным расходам.

Все виды затрат целесообразно делить на прямые, косвенные, постоянные и переменные, что значительно упрощает анализ и принятие решений на его основе. Фрагмент такого деления затрат приведен в табл. 8.21.

Таблица 8.21

Деление затрат на постоянные-переменные и прямые-косвенные

| Затраты   | Постоянные                                                                                                  | Переменные                                                              |
|-----------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------|
| Прямые    | 1. Амортизация электрогенераторов, распределительных устройств;<br>2. Амортизация бойлеров, сетевых насосов | 1. Основные и вспомогательные материалы, топливо<br>2. Покупная энергия |
| Косвенные | 1. Оплата труда административно-управленческого персонала<br>2. Расходы на содержание столовой, медпункта   | 1. Рекламные расходы<br>2. Плата за воду                                |

**Учет по центрам ответственности.** Данный учет «привязывает» учет затрат к производственной и организационной структуре компании. Выделение центров ответственности взаимосвязано с организационной структурой компании. В компаниях с линейно-функциональной структурой центрами ответственности являются линейные и функциональные подразделения; в компаниях с дивизиональной структурой — дивизионы; в компаниях с матричной структурой — проекты либо линейные и функциональные подразделения.

Выделение в составе компании центров ответственности производится с учетом ряда требований:

- в каждом центре ответственности должна быть определена система показателей, которые можно измерить, а также база для распределения затрат;
- во главе каждого центра должен находиться менеджер, который несет ответственность за информацию и принимаемые на своем уровне управленческие решения;
- сфера полномочий и ответственности менеджера каждого центра ответственности должна быть четко очерчена.

Традиционно в системе управления компании выделяются:

- центр доходов,
- центры затрат;
- центр прибыли,
- центр инвестиций.

Центры затрат — это подразделения, руководители которых отвечают только за затраты (затраты в цехе, на электростанции).

Обмен продукцией или услугами между центрами ответственности производится с использованием внутренних (трансфертных) цен, устанавливаемых одним из методов:

- по рыночной стоимости;
- по взаимной договоренности сторон;
- по полной или ограниченной себестоимости;
- по полной себестоимости с учетом прибыли, определяемой в процентах от полных затрат;
- по ограниченной себестоимости с учетом прибыли, определяемой в процентах от переменных затрат;
- по ценам, способствующим оптимизации финансовых потоков компании: минимизации налоговых выплат и таможенных платежей, распределению или перераспределению прибыли между подразделениями компании и пр.

Методы формирования цен (кроме методов по полной или ограниченной себестоимости), как правило, используются сравнительно самостоятельными центрами ответственности (центрами прибыли, инвестиций) крупных компаний. Обмен продукцией или услугами между более мелкими подразделениями внутри компаний осуществляется по ценам, базирующимся на полной или ограниченной себестоимости.

Распределение затрат по центрам ответственности производится на основе матричной ведомости, по строкам и столбцам которой записывают виды затрат и центры ответственности, а на их пересечении указывают величину затрат. Косвенные затраты распределяются между центрами ответственности на основе базы распределения, выраженной в абсолютных единицах измерения (численность персонала, объем производства продукции, число сделок по закупке материалов, время хранения материалов на складе, время работы оборудования) или в стоимостном выражении (заработная плата основных производственных рабочих, стоимость израсходованных материалов, топлива, производственная себестоимость продукции). Например, расходы на отопление или плата за аренду помещения распределяются пропорционально площади, плата за телефон — пропорционально количеству телефонов в каждом центре ответственности, плата за электроэнергию — пропорционально мощности присоединенных токоприемников.

Учет стоимости услуг, которыми обмениваются центры ответственности между собой, осуществляется с использованием следующих возможных методов:

- метода одностороннего учета;
- метода пошагового учета;
- метода фиксированных коэффициентов;
- с помощью системы линейных уравнений.

В соответствии с *методом одностороннего учета* стоимость обмена взаимными услугами между вспомогательными центрами не учитывается. Стоимость услуг вспомогательных центров полностью относится на основные центры ответственности пропорционально объему услуг, оказанных вспомогательным центром ответственности данному основному центру:

$$I_{\text{всп}}^{n \text{ осн.}} = I_{\text{всп}} \cdot \frac{Y_{\text{осн.}}^n}{\sum Y_{\text{осн.}}},$$

где  $I_{\text{всп.}}^{n \text{ осн.}}$  — затраты вспомогательных центров ответственности, относимые на  $n$ -й основной центр;  $I_{\text{всп.}}$  — затраты вспомогательных центров ответственности;  $Y_{\text{осн.}}^n$  — объем услуг, оказанных вспомогательным центром  $n$ -му основному центру;  $\sum Y_{\text{осн.}}$  — суммарный объем услуг, потребленных всеми основными центрами ответственности.

*Метод пошагового учета* выстраивает цепочку вспомогательных и основных центров ответственности, при этом стоимость услуг вспомогательных центров включается в затраты каждого последующего центра ответственности. В данном случае величина затрат центров зависит от порядка расположения центров в цепочке, поэтому в целях снижения погрешности расчетов центры ответственности в цепочке размещают в порядке возрастания объемов взаимно потребляемых услуг.



Учет взаимного обмена услугами между центрами на основе решения *системы линейных уравнений* достаточно сложен, но обладает самой высокой точностью распределения. Система уравнений имеет следующий вид:

$$\frac{I_{n,m} + \sum (Y_{i,m} \cdot k_i) = \sum Y_{m,i} \cdot k_m}{I_{n,p} + \sum (Y_{i,p} \cdot k_i) = \sum Y_{p,i} \cdot k_p},$$

где  $I_{n,p}$  — прямые затраты  $p$ -того центра ответственности;  $Y_{i,p}$  — объем услуг, предоставленных  $i$ -тым центром  $p$ -тому центру;  $k_i$  — коэффициент распределения затрат  $i$ -того центра;  $Y_{p,i}$  — объем услуг, предоставленных  $p$ -м центром  $i$ -му центру.

В целях повышения оперативности и упрощения расчетов для распределения затрат между центрами могут использоваться полученные на основе плановых показателей *фиксированные коэффициенты распределения*. При наличии отклонений фактических затрат от плановых данные отклонения в соответствии с учетной политикой компании списываются в конце отчетного периода на основные центры ответственности или на счет компании.

После распределения затрат по центрам ответственности наступает завершающий этап распределения затрат между носителями затрат (видами продукции), для чего составляется калькуляция себестоимости. При этом прямые затраты непосредственно списываются на себестоимость продукции, а косвенные распределяются в соответствии с коэффициентами распределения.

### Модели калькуляции себестоимости

В отечественной практике учета и анализа затрат используют модель калькуляции себестоимости на основе полных затрат, связанных с производством и реализацией продукции. В зарубежной практике в целях управления затратами используют различные методы калькуляции, в том числе модель с выделением устранимых затрат и наиболее часто применяемую модель калькуляции себестоимости по переменным затратам (метод «direct costing»).

Модель калькуляции с выделением устранимых затрат исходит из отнесения некоторых косвенных (накладных) расходов (без распределения) на конкретный вид продукции. Устранимые затраты — это те накладные расходы, которых можно было бы избежать, если бы данный вид продукции был снят с производства.

Модель калькуляции ограниченной себестоимости предполагает калькулирование себестоимости исключительно на основе переменных затрат, так как включение постоянных затрат в себестоимость требует распределения между видами продукции, что вносит условность в расчет себестоимости.

Характер поведения суммарных затрат и затрат на единицу продукции при изменении объема производства продукции различен для постоянных и переменных затрат (табл. 8.22).

Таблица 8.22

#### Поведение переменных и постоянных затрат при изменении объема производства

| Объем производства | Переменные затраты |                      | Постоянные затраты |                      |
|--------------------|--------------------|----------------------|--------------------|----------------------|
|                    | Суммарные          | На единицу продукции | Суммарные          | На единицу продукции |
| Увеличивается      | Увеличиваются      | Неизменны            | Неизменны          | Уменьшаются          |
| Уменьшается        | Уменьшаются        | Неизменны            | Неизменны          | Увеличиваются        |

Суммарные постоянные затраты не зависят от изменения объема производства и в определенном диапазоне производства энергии постоянны, в то время как удельные затраты на единицу продукции с ростом объема производства уменьшаются.

Модель калькуляции себестоимости по переменным затратам, нацеленная на анализ поведения затрат в зависимости от изменения объема производства, открывает широкие возможности для анализа и позволяет:

- определить взаимосвязь между затратами, объемом производства и прибылью;
- рассчитать уровень затрат, необходимый для достижения прибыли;

- выяснить, при каком объеме продаж данный вид продукции становится рентабельным;
- определить, какой будет прибыль при данном объеме продаж;
- рассчитать, какой могла бы быть прибыль при работе предприятия на полной установленной мощности;
- выявить, как отразится изменение цены, постоянных и переменных затрат и объема продаж на прибыли;
- определить точку безубыточности и запас прочности компании;
- определить нижнюю границу цены продукции;
- сравнить прибыльность разных видов продукции;
- определить оптимальный объем производства продукции;
- осуществить поиск и расшифровку узких мест в производстве и сбыте продукции;
- осуществить выбор между собственным производством продукции и покупкой ее на стороне и др.

### Модель «затраты – объем – прибыль» (ЗОП)

Большую роль в обосновании управленческих решений в бизнесе играет маржинальный анализ, который базируется на изучении соотношения между тремя важнейшими показателями: затратами, объемом производства и прибылью. Зависимость затрат на производство продукции, выручки от реализации и прибыли энергокомпании от объема продаваемой продукции прослеживается на модели «затраты — объем — прибыль» (модель ЗОП), позволяющей графическим и аналитическим путем обосновать величину безубыточного объема продаж. График безубыточности (рис. 8.11) строится в прямоугольной системе координат. По горизонтальной оси откладывается объем продаж в натуральном выражении, по вертикальной — переменные, постоянные и Суммарные затраты на производство и реализацию продукции, а также выручка от реализации продукции.

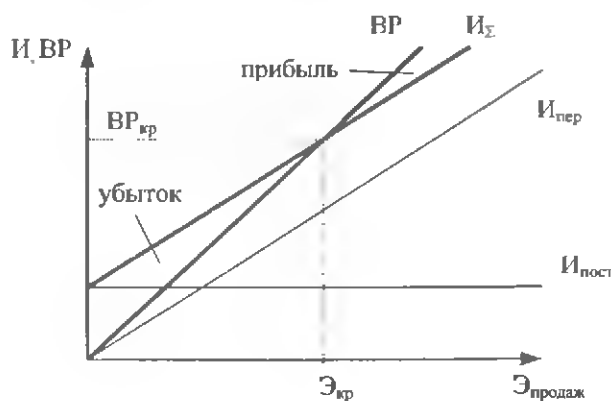


Рис. 8.11. График безубыточности

На старте производственного процесса затраты компании равны постоянным затратам, при этом отсутствуют переменные затраты и выручка от реализации продукции, так как продукция еще не производится. В момент начала производства продукции возникают переменные затраты и выручка, которые возрастают по мере увеличения объема производства. Сначала суммарные затраты превышают выручку, но, поскольку затраты увеличиваются медленнее по сравнению с выручкой (пропорционально росту объема производства возрастают лишь переменные затраты, при этом постоянные затраты остаются неизменными), с какого-то момента выручка начинает превышать суммарные затраты, и компания получает прибыль. На графике определяется точка безубыточности, для которой выручка от реализации определенного количества товара равна затратам на его производство и реализацию, а прибыль равна нулю. Данной точкой является точка пересечения выручки от реализации продукции (ВР) и суммарных затрат (И<sub>Σ</sub>). Точка безубыточности характеризует объем продаж, при котором компания будет в состоянии покрыть все свои издержки, не получая прибыли, и для которого имеет место равенство:

$$ВР_{кр.} = И_{пост.} + И_{пер.}; ВР_{кр.} = И_{Σ.}$$

В случае производства нескольких видов продукции на одном и том же оборудовании и сложности разделения переменных и постоянных затрат между ними — суммарные постоянные и переменные затраты распределяются пропорционально доле каждого вида продукции в выручке от реализации. Соответственно этому разделению для каждого вида продукции строятся графики безубыточности. При изменении структуры выручки строятся новые графики безубыточности.

График безубыточности строится при следующих допущениях:

1. цены (тарифы) на продаваемую энергию и цены на потребляемые ресурсы неизменны;
2. затраты на производство энергии подразделяются на постоянные и переменные;
3. постоянные затраты остаются неизменными при изменении объема продаж, а переменные изменяются пропорционально изменению объема продаж;
4. выручка от реализации продукции изменяется прямо пропорционально объему продаж;
5. при выполнении условий 1–4 на графике существует одна точка безубыточности;
6. ассортимент продукции постоянный. Величина маржинального дохода в этом случае будет зависеть от ассортимента продукции, поэтому точки критического объема продаж при одинаковой выручке от реализации будут разными для каждого вида продукции из данного ассортимента;
7. объем производства продукции соответствует объему продаж.

Возможность анализа поведения основных финансовых и экономических показателей в зависимости от изменения объема производства позволяет использовать модель ЗОП для прогнозирования затрат и результатов финансовой деятельности.

Метод, позволяющий осуществлять данные процедуры, носит название метода операционного (маржинального) анализа. Свое название метод получил благодаря тому, что он базируется на таких ставших уже классическими понятиях как маржинальный доход, запас финансовой прочности, операционный рычаг и т.д. Составной частью операционного анализа является анализ безубыточности.

Анализ безубыточности — это простой и эффективный способ моделирования ситуации с определенными допущениями, в процессе которого определяются следующие параметры:

- точка безубыточности;
- маржинальный доход;
- параметры графика безубыточности: критический объем продаж, критическая выручка, критическая цена;
- коэффициент выручки;
- запас финансовой прочности;
- операционный рычаг.

Анализ безубыточности дает возможность:

- определить влияние параметров графика на изменение объема прибыли, уровня рентабельности и на этой основе строить систему управления финансами;
- определить критический уровень объема продаж, постоянных затрат, цены при заданных значениях параметров;
- выявить зону безубыточности компании;
- определить объем продаж, необходимый для получения определенной величины прибыли;
- обосновать оптимальный вариант управленческих решений, касающихся изменения производственной мощности, ассортиментного портфеля, ценовой политики, технологии производства с целью минимизации затрат и увеличения прибыли.

В основе маржинального анализа лежит понятие маржинального дохода (MD). *Маржинальный доход* — это часть выручки от реализации продукции, которая остается на покрытие постоянных затрат и образование прибыли:

$$MD = BP - I_{\text{пер.}} = \mathcal{E}_{\text{прод.}} \cdot (T_z - S_{\text{пер.}}),$$

где BP — выручка от реализации продукции, руб./ период;  $\mathcal{E}_{\text{прод.}}$  — объем продаж (количество электроэнергии, передаваемой в сеть с шин электростанции);  $T_z$  — цена (тариф) на электроэнергию, руб./кВтч;  $S_{\text{пер.}}$  — удельные переменные затраты на один отпущенный с шин кВт · ч.

Разность между ценой (тарифом) единицы продукции и удельными переменными затратами называется маржинальным доходом на единицу продукции ( $T_3 - S_{\text{пер}} = \overline{MD}$ ).

Если объем продаж продукции меньше точки безубыточности  $\mathcal{E}_{\text{кр.}}$ , маржинального дохода недостаточно для покрытия постоянных затрат. В этом случае компания работает с убытком (рис. 8.12).

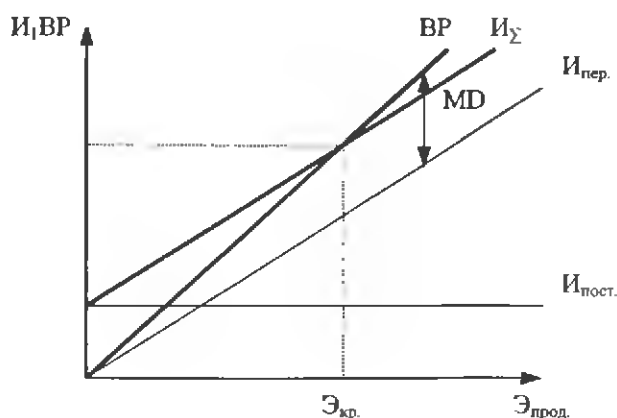


Рис. 8.12. Зависимость маржинального дохода от объема продаж

В точке безубыточности величина маржинального дохода равна постоянным затратам, прибыль компании нулевая. В случае, когда объем продаж больше, чем  $\mathcal{E}_{\text{кр.}}$ , величина маржинального дохода превышает постоянные затраты, и компания получает прибыль: чем больше объем продаж, тем больше прибыль:

$$\Pi = MD - I_{\text{пост.}} = \overline{MD} \cdot \mathcal{E}_{\text{прод.}} - I_{\text{пост.}}$$

Смысл концепции маржинального дохода заключается в следующем:

1. продажная цена должна быть по крайней мере выше переменных затрат, приходящихся на единицу продукции ( $\overline{MD} > 0$ ). В противном случае каждая дополнительно произведенная единица продукции будет увеличивать убытки предприятия;

2. компания должна продать не менее критического объема ( $\mathcal{E}_{\text{кр.}}$ ) единиц продукции, чтобы покрыть постоянные расходы:

$$I_{\text{пост.}} = \overline{MD} \cdot \mathcal{E}_{\text{кр.}}$$

3. каждая дополнительно проданная единица продукции после покрытия постоянных затрат непосредственно увеличивает прибыль. В результате цена продукции может приближаться к величине переменных затрат на единицу продукции.

Основное достоинство маржинального дохода заключается в том, что на него, в отличие от прибыли на единицу продукции, не влияет изменение объема продаж, поэтому анализ экономических показателей компании следует строить на базе удельного маржинального дохода и постоянных затрат.

В свою очередь, маржинальный анализ позволяет из возможных стратегий управления прибылью выбрать оптимальную:

- 1) увеличить цены (тарифы) на единицу продукции;
- 2) снизить переменные затраты на единицу продукции;
- 3) снизить постоянные затраты;
- 4) увеличить объем производства;
- 5) комбинация любых вышеперечисленных стратегий.

Рассмотрим возможности маржинального анализа на примере:

Выбрать стратегию управления прибылью при следующих исходных данных: объем продаж —  $\mathcal{E}_{\text{прод.}} = 6 \cdot 10^9$  кВт · ч/год; тариф —  $T_3 = 0,8$  руб./кВт · ч; удельные переменные затраты —  $S_{\text{пер.}}$

$= 0,35 \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч}$ ; постоянные затраты —  $I_{\text{пост}} = 1,4 \cdot 10^9 \text{ руб./год}$ ; прибыль —  $\Pi = 1,3 \cdot 10^9 \text{ руб./год}$   
Прибыль при изменении стратегии определяется по формуле:

$$\Pi = \overline{MD} \cdot \mathcal{E}_{\text{прод.}} - I_{\text{пост.}} = (T_3 - S_{\text{пер.}}) \cdot \mathcal{E}_{\text{прод.}} - I_{\text{пост.}}$$

Результаты расчета представлены в табл. 8.23.

Таблица 8.23

Изменение прибыли при различных стратегиях управления прибылью

| Стратегии                                      | Прибыль, млрд руб./год                        | Увеличение прибыли по сравнению с исходным вариантом, % |
|------------------------------------------------|-----------------------------------------------|---------------------------------------------------------|
| Увеличение тарифа на 10%                       | $\Pi_1 = (0,88 - 0,35) \cdot 6 - 1,4 = 1,78$  | 37,0                                                    |
| Снижение переменной составляющей затрат на 10% | $\Pi_2 = (0,8 - 0,315) \cdot 6 - 1,4 = 1,51$  | 16,1                                                    |
| Сокращение постоянных затрат на 10%            | $\Pi_3 = (0,8 - 0,35) \cdot 6 - 1,26 = 1,44$  | 10,7                                                    |
| Увеличение объема продаж на 10%                | $\Pi_4 = (0,8 - 0,35) \cdot 6,6 - 1,4 = 1,57$ | 20,7                                                    |

Теоретически для максимизации прибыли следует увеличить тариф на 10%, но поскольку тарифная политика регулируется государством, оптимальной стратегией является снижение постоянных и переменных затрат на 10%, что обеспечивает прирост прибыли на 26,8%.

Как уже было сказано выше, для точки безубыточности характерно равенство  $BP_{\text{кр.}} = I_{\text{пост.}} + I_{\text{пер.}}$ , на основе которого для этой точки определяются следующие параметры модели:

1. Параметры графика безубыточности:

- критический объем продаж

$$\mathcal{E}_{\text{кр.}} \cdot T_3 = I_{\text{пост.}} + S_{\text{пер.}} \cdot \mathcal{E}_{\text{кр.}};$$

$$\mathcal{E}_{\text{кр.}} = \frac{I_{\text{пост.}}}{T_3 - S_{\text{пер.}}} = \frac{I_{\text{пост.}}}{MD}$$

Как следует из выражения  $\mathcal{E}_{\text{кр.}}$ , снижение постоянных затрат и увеличение маржинального дохода уменьшает объем продаж, необходимый для достижения точки безубыточности.

- Критический размер выручки от реализации продукции — это та выручка, при которой компания уже не имеет убытков, но еще не получает прибыль. Умножением обеих частей предыдущего равенства на величину тарифа на электроэнергию получаем следующее выражение:

$$\mathcal{E}_{\text{кр.}} \cdot T_3 = \frac{I_{\text{пост.}} \cdot T_3}{T_3 - S_{\text{пер.}}}; \quad \mathcal{E}_{\text{кр.}} \cdot T_3 = \frac{I_{\text{пост.}} \cdot T_3}{T_3 \cdot (1 - \frac{S_{\text{пер.}}}{T_3})} = \frac{I_{\text{пост.}}}{1 - \frac{S_{\text{пер.}}}{T_3}}; \quad BP_{\text{кр.}} = \frac{I_{\text{пост.}}}{1 - \frac{S_{\text{пер.}}}{T_3}}$$

- Критическая цена (тариф), то есть минимальная цена продажи при заданной выручке от реализации продукции, заданных постоянных и переменных затратах определяется по формуле:

$$BP_{\text{кр.}} = I_{\text{пост.}} + I_{\text{пер.}}; \quad \mathcal{E}_{\text{кр.}} \cdot T_3 = S_{\text{пер.}} \cdot \mathcal{E}_{\text{кр.}} + I_{\text{пост.}}; \quad T_3 = \frac{S_{\text{пер.}} \cdot \mathcal{E}_{\text{кр.}}}{\mathcal{E}_{\text{кр.}}} + \frac{I_{\text{пост.}}}{\mathcal{E}_{\text{кр.}}} = S_{\text{пер.}} + \frac{I_{\text{пост.}}}{\mathcal{E}_{\text{кр.}}}$$

2. Коэффициент выручки (коэффициент вклада на покрытие) показывает, сколько рублей маржинального дохода получает компания с каждого рубля выручки:

$$\text{Коэффициент выручки} = \frac{BP - I_{\text{пер.}}}{BP} = \frac{T_3 \cdot \mathcal{E}_{\text{прод.}} - S_{\text{пер.}} \cdot \mathcal{E}_{\text{прод.}}}{T_3 \cdot \mathcal{E}_{\text{прод.}}} = \frac{T_3 - S_{\text{пер.}}}{T_3}$$

Чем выше коэффициент выручки, тем большая часть выручки остается на погашение постоянных затрат и формирование прибыли. В результате при стабильно высокой выручке компании выгоден высокий коэффициент выручки. Вместе с тем, высокий коэффициент выручки говорит о высокой чувствительности прибыли к колебаниям объема производства, что при нестабильной си-

туации на рынке повышает риск получения убытков. В результате оптимальное значение коэффициента выручки зависит от специфики компании и отрасли, в которой она работает (капиталоемкая отрасль или нет).

3. Запас финансовой прочности (ЗФП) характеризует рискованность работы компании и определяется в натуральных, стоимостных и относительных единицах измерения.

- ЗФП в натуральном исчислении определяется, как разность между фактическим объемом продаж и объемом продаж в точке безубыточности:

$$\text{ЗФП} = \text{Э}_{\text{прод.}} - \text{Э}_{\text{кр.}}$$

- ЗФП в стоимостном выражении рассчитывается, как разность между фактической выручкой и выручкой, характерной для точки безубыточности:

$$\text{ЗФП} = \text{ВР}_{\text{факт.}} - \text{ВР}_{\text{кр.}}$$

- ЗФП в относительных единицах измерения определяется, как:

$$\text{ЗФП}_{\text{отн}} = \frac{\text{ВР}_{\text{факт.}} - \text{ВР}_{\text{кр.}}}{\text{ВР}_{\text{кр.}}} \cdot 100\%.$$

Высокий запас прочности характеризует стабильное устойчивое положение компании и малую степень риска получения убытков в результате уменьшения объема продаж. В случае, когда для компании характерен положительный запас прочности, то есть когда фактический объем продаж находится справа от точки безубыточности, величина прибыли равна произведению удельного маржинального дохода и разности фактического и критического объема продаж:

$$\Pi = (T_2 - S_{\text{пер.}}) \cdot (\text{Э}_{\text{факт.}} - \text{Э}_{\text{кр.}}).$$

4. Процесс управления затратами, направленный на увеличение прибыли, характеризуется в производственном менеджменте категорией леввериджа (рычага). В буквальном смысле левверидж означает небольшую силу, прилагаемую к рычагу, с помощью которой можно перемещать тяжелые грузы. Применительно к экономике левверидж трактуется как некоторый фактор, небольшое изменение которого может привести к существенному изменению результативных показателей.

Наряду с ЗФП важнейшим элементом операционного анализа является операционный рычаг, действие которого проявляется в том, что любое изменение выручки от реализации вызывает более сильное изменение прибыли. Сила воздействия операционного рычага определяется как отношение маржинального дохода к прибыли:

$$\text{ОР} = \frac{MD}{\Pi} = \frac{И_{\text{пост}} + \Pi}{\Pi}.$$

Сила операционного рычага показывает, на сколько процентов изменится прибыль при изменении выручки на один процент. Сила воздействия операционного рычага для рассмотренного ранее

примера составит:  $\text{ОР} = \frac{(0,8 - 0,35) \cdot 6 \cdot 10^9}{1,3 \cdot 10^9} = 2,07$ . Это означает, что при возможном увеличении

выручки от реализации на 1% прибыль возрастет на 2,07% ( $1\% \cdot 2,07 = 2,07\%$ ). При увеличении выручки на 10% прибыль увеличится на 20,7% (результат тот же, что и в табл. 8.23). Сила воздействия операционного рычага всегда рассчитывается для определенного объема продаж и выручки от реализации. В случае изменения выручки от реализации изменяется и сила воздействия операционного рычага.

Сила воздействия операционного рычага существенно зависит:

- от капиталоемкости производства: чем выше стоимость основных средств компании, тем больше постоянные затраты. При неизменной выручке от реализации и увеличении постоянных затрат сокращается прибыль, а сила операционного рычага возрастает; при сокращении постоянных затрат сила рычага ослабевает;
- от величины постоянных затрат: чем больше постоянные затраты и чем меньше прибыль, тем сильнее действует операционный рычаг, и наоборот;

- от изменения выручки от реализации продукции:

— в результате снижения выручки сила операционного рычага возрастает. Каждый процент снижения выручки приводит ко все большему проценту снижения прибыли;

— в случае увеличения выручки от реализации за пределами точки безубыточности сила воздействия операционного рычага убывает — каждый процент дополнительной выручки дает все меньший процент прироста прибыли (при этом доля постоянных затрат в совокупных затратах сокращается).

— на небольшом удалении от точки безубыточности сила воздействия операционного рычага максимальна, при удалении (и влево, и вправо) она начинает убывать.

Учет влияния операционного рычага на изменение прибыли позволяет:

- анализировать изменение налоговых (особенно авансовых) платежей по налогу на прибыль;
- скорректировать коммерческую политику компании. В частности, при пессимистическом прогнозе изменения выручки от реализации и сокращения прибыли нельзя раздувать постоянные затраты, так как процент сокращения прибыли на каждый процент уменьшения выручки будет значительным из-за слишком сильного эффекта операционного рычага. В случае благоприятного прогноза повышения спроса можно отказаться от жесткой экономии постоянных затрат, так как предприятие с большой долей постоянных затрат будет получать больший прирост прибыли.

Учитывая, что сила воздействия операционного рычага зависит от величины прибыли и постоянных затрат — для энергетических компаний при государственном регулировании тарифов, вызывающем ограничение прибыльности продаж, и при высокой доле постоянных затрат (особенно для сетевых компаний, ГЭС и АЭС) сила операционного рычага существенна, что увеличивает степень предпринимательского риска. Для капиталоемких производств высокая сила операционного рычага представляет определенную опасность, так как в условиях экономической нестабильности, падения платежного спроса потребителей и высокой инфляции (ситуация в энергетике в 90-е годы XX столетия) каждый процент снижения выручки приводит к существенному падению прибыли и вхождению предприятия в зону убытков. Однако если компания имеет достаточный запас финансовой прочности (более 10–15%) и высокий уровень рентабельности активов, то она является привлекательной для инвесторов.

#### *Контрольные вопросы к главе 8*

1. Раскройте экономическое содержание затрат на производство продукции и себестоимости единицы продукции.
2. Укажите влияние особенностей энергетического производства на себестоимость энергии.
3. Охарактеризуйте содержание элементов сметы затрат и методы их расчета.
4. Укажите, какие налоги учитываются в составе затрат, относимых на себестоимость продукции.
5. Охарактеризуйте содержание и методы расчета прочих затрат в смете затрат.
6. Раскройте экономическую природу калькуляции себестоимости.
7. Охарактеризуйте содержание статей калькуляции.
8. Поясните связь сметы затрат и калькуляции себестоимости.
9. Объясните особенности состава и структуры затрат для различных типов электростанций.
10. Укажите основные направления снижения составляющих себестоимости энергии.
11. Сформулируйте основную цель и задачи управления затратами.
12. Начертите график безубыточности компании и поясните экономический смысл его параметров.

## ГЛАВА 9. Основы налоговой системы

### 9.1. Основные функции и параметры налоговой системы

Налоги представляют обязательные безвозмездные платежи в денежной форме, взимаемые с организаций и физических лиц в целях финансового обеспечения деятельности государства и/или муниципальных образований.

За счет налоговых выплат формируются финансовые ресурсы государства, аккумулируемые в его бюджете и внебюджетных фондах (Пенсионный фонд, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и др.).

Между величиной налогов и размером государственных расходов должен соблюдаться баланс: расходы должны соответствовать доходам, при этом никакой дополнительный расход не может иметь места, прежде чем не будет определен соответствующий ему источник дохода.

Налоговая система в экономике страны призвана выполнять следующие основные функции:

- фискальную, заключающуюся в том, что за счет налогов формируются финансовые средства государства, сосредоточиваемые в бюджете и внебюджетных фондах в объеме, обеспечивающем выполнение государственных функций, в том числе социальных, военно-оборонительных, природоохранных и др.;
- стимулирующую, состоящую в том, что посредством налогов государство стимулирует технический прогресс в экономике и создание новых рабочих мест;
- социальную, предполагающую справедливое перераспределение доходов физических и юридических лиц в обществе;
- регулирующую, суть которой состоит в том, что государство, изменяя условия налогообложения, размер налоговых ставок и др., создает благоприятные условия для развития определенных отраслей и производств, регулируя тем самым структуру экономики.

Основопологающим нормативно-правовым документом, регулирующим деятельность физических и юридических лиц в сфере налогообложения и их взаимоотношения с бюджетами разных уровней, является Налоговый кодекс Российской Федерации. Налоговый кодекс устанавливает систему налогов и сборов, взимаемых в федеральный бюджет, а также общие принципы налогообложения в Российской Федерации, а именно:

- принцип всеобщности и равенства налогообложения, означающий, что каждое физическое и юридическое лицо должно уплачивать установленные законами налоги;
- принцип недискриминационности налоговой системы, предполагающий, что налоги не могут применяться по-разному, исходя из социальных, расовых, национальных и других критериев;
- налоги и сборы должны иметь экономическое основание и не могут быть произвольными.

К основным параметрам налоговой системы относятся:

- Объект налогообложения — это то, что в соответствии с Налоговым кодексом подлежит налогообложению. Объектами налогообложения могут быть: имущество, прибыль, стоимость реализованных товаров;
- Налогоплательщики — организации или физические лица, на которых возложена обязанность по уплате налогов;
- Налоговая база, представляющая собой стоимостную, физическую или иную характеристику объекта налогообложения;
- Налоговая ставка — величина налоговых начислений на единицу измерения налоговой базы, устанавливаемая в виде:
  - твердых ставок — в абсолютном денежном выражении на единицу налогооблагаемой базы (транспортный налог в руб./л.с.; земельный налог в руб./га);
  - пропорциональных ставок — в виде определенного процента от налогооблагаемой базы, независимо от ее величины (налог на прибыль, налог на имущество);
  - прогрессивных ставок — в виде возрастающего процента по мере увеличения налогооблагаемой базы.
- Налоговый период — отрезок времени, за который взимается налог (год, квартал, месяц);



- Налоговые льготы, заключающиеся в частичном или полном освобождении налогоплательщика от налога и устанавливаемые в виде:
  - освобождения части объектов налогообложения от взимания налогов;
  - снижения налоговых ставок;
  - отсрочки налоговых выплат;
  - предоставления налоговых кредитов.

## 9.2. Классификация налогов

Налоги, выплачиваемые предприятиями и организациями, можно классифицировать:

- по принадлежности к уровню власти и управления,
- в зависимости от отношения к получаемому доходу,
- в зависимости от источника финансирования налоговых выплат.

*В зависимости от принадлежности к уровню власти и управления* выделяются:

- федеральные налоги,
- налоги субъектов федерации (региональные налоги),
- местные налоги и сборы.

*Федеральными* признаются налоги, выплачиваемые на территории Российской Федерации. Часть федеральных налогов зачисляется в федеральный бюджет, часть — в бюджеты субъектов федерации и часть — в федеральные внебюджетные фонды. Данные налоги являются источником доходов федерального бюджета (внебюджетных фондов).

К федеральным налогам и сборам относятся:

1. налог на добавленную стоимость,
2. акцизы на отдельные виды товаров и услуг и отдельные виды минерального сырья,
3. налог на прибыль (доход) организации,
4. налог на доходы от капитала,
5. подоходный налог с физических лиц,
6. взносы в государственные социальные внебюджетные фонды (единый социальный налог),
7. государственная пошлина,
8. таможенная пошлина и таможенные сборы.
9. налог на пользование недрами,
10. налог на воспроизводство минерально-сырьевой базы,
11. налог на дополнительный доход от добычи углеводородов,
12. сбор за право пользования объектами животного мира и водными биологическими ресурсами,
13. лесной налог,
14. водный налог,
15. экологический налог (экологические платежи),
16. федеральные лицензионные сборы.

*Региональными* являются налоги и сборы, установленные Налоговым кодексом РФ и законами субъектов Российской Федерации и обязательные к уплате на территории соответствующих субъектов РФ. Они зачисляются в бюджеты субъектов РФ и являются источниками доходов данных бюджетов.

Региональными налогами и сборами являются:

1. налог на имущество организации,
2. налог на недвижимость,
3. налог с продаж,
4. налог на игорный бизнес,
5. налог с владельцев транспортных средств (транспортный налог),
6. региональные лицензионные сборы.

*Местные налоги и сборы* — это налоги и сборы, устанавливаемые Налоговым кодексом и нормативно-правовыми актами органов местного самоуправления и обязательные к уплате на терри-

тории соответствующих муниципальных образований. Они зачисляются в бюджет муниципальных образований и являются источниками доходов этого бюджета.

К местным налогам и сборам относятся:

1. земельный налог,
2. налог на имущество физических лиц,
3. налог на рекламу,
4. налог на наследование и дарение, местные лицензионные сборы.

При введении в действие в ближайшем будущем налога на недвижимость на территории данного субъекта Российской Федерации прекращается действие налога на имущество юридических и физических лиц и земельного налога.

*В зависимости от отношения к получаемому доходу* налоги делятся на прямые и косвенные. В основе деления налогов на прямые и косвенные лежит возможность переложения некоторых налогов (косвенных) налогоплательщиком на потребителей продукции (услуг, работ).

Конечным плательщиком прямого налога выступает получатель дохода или владелец собственности, при этом величина налога зависит от размера дохода (налог на прибыль, подоходный налог с доходов физических лиц, налог на имущество).

Конечным плательщиком косвенного налога является потребитель товаров, услуг, на которого перекладывается налог путем его суммирования в цене (НДС, акцизы, налог с продаж). Косвенные налоги взимаются с населения через цены товаров, являющихся преимущественно предметами первой необходимости.

*В зависимости от источника финансирования налоговых выплат* налоги подразделяются на:

- налоги, начисляемые от выручки от реализации;
- налоги, включаемые в себестоимость продукции (работ, услуг);
- налоги, выплачиваемые за счет прибыли.

### 9.3. Основы налогообложения энергетических компаний

*Налоги, выплачиваемые от выручки от реализации продукции (работ, услуг).*

К данной группе налогов относятся:

- акцизы,
- таможенные пошлины,
- налог на добавленную стоимость,
- налог с продаж.

*Акцизы* — вид косвенного налога, включаемого в цену товара и оплачиваемого покупателем. Акцизы устанавливаются на высокорентабельные товары, потребляемые населением и являющиеся монополией государства.

Введением акцизов государство регулирует спрос и предложение на подакцизные товары и одновременно пополняет бюджет, изымая через акцизы в доход государства сверхприбыли предприятий, производящих и реализующих данные товары.

Перечень подакцизных товаров и подакцизного минерального сырья указан в статье 181 Налогового кодекса ч. II. На электрическую и тепловую энергию акцизы не начисляются.

Будучи крупными потребителями природного газа, энергетики платят акциз на природный газ, учитываемый в его цене.

Объектом взимания акциза по природному газу является стоимость реализованного газом бытовым организациям и конечным потребителям природного газа, исходя из регулируемой государством оптовой цены промышленности с учетом ее индексации и пересчета на фактическую теплоту сгорания газа.

Ставки акциза на природный газ, реализуемый на территории Российской Федерации и государств СНГ, установлены в размере 15% от цены реализации (без НДС); на природный газ, реализуемый всем другим странам — 30% (статья 193 Налогового кодекса ч. II).

Сумма акциза на природный газ учитывается в составе налогооблагаемой базы при начислении налога на добавленную стоимость.

*Таможенные пошлины* используются для регулирования связи внутреннего отечественного рынка товаров с внешним мировым рынком. Они призваны защищать отечественного производителя от интервенции аналогичного товара, производимого в других странах. Плательщиками таможенных (экспортно-импортных) пошлин являются организации и физические лица, ввозящие (вывозящие) принадлежащие им товары через таможенную границу Российской Федерации.

Ставки экспортно-импортных таможенных пошлин устанавливаются Правительством РФ едиными для всех видов сделок и для всех лиц, ввозящих или вывозящих товары через таможенную границу.

При начислении НДС на импортируемые товары, облагаемые таможенными пошлинами, пошлина включается в налогооблагаемую базу НДС.

В энергетике объектом таможенных платежей является электрическая энергия, перемещаемая через таможенную границу РФ.

*Налог на добавленную стоимость* нацелен на изъятие в бюджет части стоимости, создаваемой на всех стадиях производства и обращения.

Добавленная стоимость является разницей между стоимостью реализованной продукции (работ, услуг) и величиной материальных затрат, отнесенных на издержки производства и обращения продукции.

Поскольку НДС является косвенным налогом, энергетическая компания играет роль сборщика данного налога, так как НДС в итоге оплачивается конечным потребителем.

В соответствии с наименованием налога объектом налогообложения должна быть добавленная на каждой стадии (производство, обращение) стоимость, однако Налоговым кодексом в качестве объекта налогообложения определены все обороты по реализации товаров собственного производства и товаров, приобретенных со стороны. В облагаемый оборот включается выручка от реализации продукции (работ, услуг) без учета налога на добавленную стоимость. Налог на добавленную стоимость взимается каждый раз, когда совершается купля-продажа товара, и так до тех пор, пока товар не будет потреблен конечным потребителем.

Механизм расчета НДС, перечисляемого энергетической компанией в бюджет, предполагает определение НДС, начисленного при реализации электрической и тепловой энергии, услуг и работ, и НДС, оплаченного энергетической компанией при приобретении материальных ценностей и услуг.

Энергетическая компания приобретает материальные ценности (основные, вспомогательные материалы, топливо и др.) по ценам, в состав которых включен НДС. При внутреннем бухгалтерском учете сумма, уплаченная за приобретенные материалы, делится на две части — одна представляет стоимость непосредственно материалов, определенную по цене приобретения без учета НДС и включаемую в затраты на производство продукции, а другая часть представляет величину НДС, выплаченную в процессе приобретения материалов ( $\text{НДС}_{\text{матер.}}$ ).

В процессе реализации энергии (работ, услуг) энергетическая компания включает в их стоимость НДС, определенный процентом от выручки от реализации без НДС. В результате выручка от реализации с учетом начисленного НДС ( $\text{НДС}_{\text{начисл.}}$ ) включает выручку от реализации без НДС и величину начисленного НДС:

$$\text{ВР}_{\text{с НДС}} = \text{ВР}_{\text{без НДС}} + \text{НДС}_{\text{начисл.}}$$

Налог на добавленную стоимость, перечисляемый энергетической компанией в бюджет ( $\text{НДС}_{\text{к уплате}}$ ), определяется, как разница между суммой НДС, начисленного на продукцию, реализуемую энергетической компанией (электроэнергию, тепло, услуги), и НДС, уплаченного в процессе приобретения материальных ценностей.

$$\text{НДС}_{\text{к уплате}} = \text{НДС}_{\text{начисл.}} - \text{НДС}_{\text{матер.}}$$

Таким образом, энергетическая компания компенсирует затраты на производство продукции и сумму налога, уплаченного в процессе приобретения материалов ( $\text{НДС}_{\text{матер.}}$ ) и добавляет налог на вновь добавленную стоимость. В результате налог на добавленную стоимость в конечном итоге

перекладывается на потребителей электроэнергии и тепла. В табл. 9.1 приведен пример расчета НДС, откуда следует, что НДС\*, выплачиваемый потребителями электроэнергии, составляет 42,3 млн руб.

Налоговая ставка по НДС устанавливается в виде процента от выручки от реализации. Величина налоговой ставки с момента введения НДС (с 1992 года) уменьшилась с 28% в 1992 году до 18% в 2005 году. Причем по ряду продовольственных и детских товаров налоговая ставка составляет 10%.

Таблица 9.1

**Расчет НДС при движении товара (электроэнергии)  
от производителя до конечного потребителя, млн руб.**

| Этап движения товара                | Покупаемый товар | Стоимость покупки (без НДС) | НДС при покупке        | Продаваемый товар                 | Стоимость продажи (без НДС) | НДС при продаже | Цена продажи с НДС | НДС в бюджет                 |
|-------------------------------------|------------------|-----------------------------|------------------------|-----------------------------------|-----------------------------|-----------------|--------------------|------------------------------|
| Продавец топлива                    | —                | —                           | —                      | Топливо                           | 100                         | 18              | 118                | 18                           |
| Генерирующая компания               | Топливо          | 100                         | 18                     | Электроэнергия                    | 135                         | 24,3            | 159,3              | 24,3 –<br>–18 = 6,3          |
| Сетевая компания                    | Электроэнергия   | —                           | —                      | Услуги по передаче электроэнергии | 40                          | 7,2             | 47,2               | 7,2                          |
| Сбытовая компания                   | Электроэнергия   | 135 + 40 =<br>= 175         | 24,3 + 7,2 =<br>= 31,5 | Электроэнергия                    | 235                         | 42,3            | 277,3              | 42,3 –<br>– 31,5 =<br>= 10,8 |
| Конечный потребитель электроэнергии | Электроэнергия   | 235                         | 42,3                   | —                                 | —                           | —               | —                  | 42,3                         |

*Налоги, учитываемые в составе затрат, относимых на себестоимость продукции.*

К налогам, учитываемым в составе затрат на производство продукции (работ, услуг) и входящих в состав себестоимости продукции, относятся:

- единый социальный налог,
- водный налог,
- земельный налог,
- экологический налог (экологические платежи),
- транспортный налог (налог с владельцев транспортных средств).

Экономическое содержание и методы расчета перечисленных налогов подробно рассмотрены в главе 8.

*В группу налогов, выплачиваемых за счет прибыли, входят:*

- налог на имущество,
- налог на рекламу,
- налог на прибыль.

Налог на рекламу и налог на имущество начисляются до начисления налога на прибыль.

Налог на имущество предприятий введен в России с 1992 года в соответствии с Законом РФ от 13.12.91 г. №2030-1 «О налоге на имущество предприятий» и будет действовать до введения налога на недвижимость.

Плательщиками налога на имущество являются предприятия, учреждения, организации являющиеся юридическими лицами и осуществляющие коммерческую деятельность, а также филиалы и другие подразделения компании, имеющие отдельный баланс и расчетный счет.

Имуществом признаются материальные и нематериальные объекты, которые могут быть предметами владения, пользования или распоряжения.

\* Ставка НДС в 2005 г. составляет 18%.

Объектом налогообложения является имущество компании в его стоимостном выражении, то есть основные средства, находящиеся на балансе плательщика.

Налогооблагаемой базой по налогу на имущество является среднегодовая остаточная стоимость основных средств.

Не облагаются налогом на имущество:

- объекты жилищно-коммунальной и социально-культурной сферы, находящиеся на балансе предприятия,
- объекты охраны природы и пожарной безопасности,
- земельные участки,
- имущество для переработки и хранения сельскохозяйственной продукции, выращивания и переработки рыбы и др.

В результате налог на имущество определяется так:

$$H_{\text{им.}} = \alpha_{\text{им.}} \cdot \text{ОПС}_{\text{ср.год}}^{\text{ост.}}$$

где  $\alpha_{\text{им.}}$  — предельный размер ставки налога на имущество, %.

Налог на имущество стимулирует предприятия к списанию с баланса излишнего или неиспользуемого имущества.

*Налог на рекламу.* Плательщиками налога на рекламу являются организации-рекламодатели.

Объектом налогообложения признается стоимость услуг по изготовлению и распространению рекламы собственной продукции (стоимость изготовления рекламных проспектов, рекламных щитов, рекламных видеороликов и пр.).

Налог определяется как

$$H_{\text{рекл.}} = \alpha_{\text{рекл.}} \cdot C_{\text{рекл.}}$$

где  $\alpha_{\text{рекл.}}$  — ставка налога на рекламу, %;  $C_{\text{рекл.}}$  — стоимость работ и услуг, оказанных рекламным агентством по рекламированию продукции и услуг энергетической компании.

Сумма, соответствующая налогу на рекламу, перечисляется рекламодателем (энергетической компанией) на счет рекламного агентства, которое и уплачивает налог на рекламу.

*Налог на прибыль организаций.* Этот вид налога взимается в соответствии с Налоговым Кодексом (ч. II гл. 25).

Налогоплательщиками признаются российские организации, а также иностранные организации, получающие доходы от источников в Российской Федерации.

Объектом налогообложения по налогу на прибыль является прибыль, полученная налогоплательщиком и представляющая собой величину доходов, уменьшенных на величину произведенных расходов.

В налоговом учете расходы (доходы) в зависимости от их характера, а также условий осуществления и направления деятельности организации подразделяются на:

- расходы (доходы), связанные с производством и реализацией продукции;
- внереализационные расходы (доходы).

Налоговой базой является денежное выражение прибыли.

Прибыль от реализации продукции формируется как разница между выручкой от реализации продукции (без НДС и акцизов) и затратами, относимыми на производство и реализацию продукции

$$P_{\text{реал.}} = \text{ВР}_{(\text{без НДС})} - И,$$

где  $P_{\text{реал.}}$  — прибыль от реализации продукции;  $\text{ВР}_{(\text{без НДС})}$  — выручка от реализации продукции без НДС;  $И$  — затраты, относимые на производство и реализацию продукции.

При расчете прибыли энергетических компаний для целей налогового учета выручка от реализации рассчитывается по оплате электрической и тепловой энергии в соответствии с объемом оплаченной энергии на отчетную дату и тарифом на энергию.

Прибыль от внереализационной деятельности рассчитывается в виде разницы между внереализационными доходами и внереализационными расходами.

Внереализационной является деятельность, не связанная непосредственно с производством и реализацией продукции (сдача имущества в аренду, долевое участие в деятельности других организаций и пр.).

Прибыль от реализации имущества и имущественных прав, учитываемая в рамках внереализационной деятельности, определяется:

- при реализации амортизируемого имущества (основных средств, нематериальных активов), как разница между ценой продажи имущества и остаточной стоимостью этого имущества;
- при реализации иного имущества, как разница между ценой продажи и ценой его приобретения. При расчете налоговой базы следует учесть, что для некоторых видов деятельности устанавливаются иные налоговые ставки и вместе с тем часть доходов не подлежит налогообложению;
- Налоговая база по прибыли, облагаемой по ставке, отличной от единой ставки налога на прибыль, должна определяться отдельно. В частности, это касается:

— доходов от долевого участия в деятельности других предприятий, а также при получении дивидендов российскими организациями от российских организаций ставка налога на прибыль установлена в размере 6%. Ставка на доходы в виде дивидендов, получаемых российскими организациями от иностранных организаций, составляет 15%;

— доходов (процентов), полученных по ценным бумагам, принадлежащим компании.

По доходу в виде процентов по государственным и муниципальным ценным бумагам налоговая ставка установлена в размере 15%.

- Кроме того в соответствии со статьей 251 главы 25 Налогового кодекса части II при определении налоговой базы не должны учитываться следующие доходы:

— средства, полученные по договорам кредита и займа, а также суммы, полученные в погашение таких заимствований;

— имущество, полученное организациями в рамках целевого финансирования (при обязательном раздельном учете доходов и расходов по данному виду финансирования) и используемое ими по назначению, определенному организацией (или физическим лицом), осуществившей данное целевое финансирование, в том числе:

— полученные гранты;

— инвестиции, полученные при проведении инвестиционных конкурсов (торгов) в порядке, установленном законодательством РФ;

— инвестиции, полученные от иностранных инвесторов на финансирование капитальных вложений производственного назначения при условии их использования в течение года с момента получения;

— средства, полученные из Российского фонда фундаментальных исследований и Федерального фонда производственных инноваций;

— средства, полученные АЭС из резервов эксплуатирующих организаций, предназначенных для обеспечения безопасности АЭС на всех стадиях их жизненного цикла.

- Из налогооблагаемой прибыли следует вычесть налоги, выплачиваемые из прибыли до начисления налога на прибыль, в частности, это налог на имущество и налог на рекламу. В итоге налоговая база при начислении налога на прибыль энергетической компании составит:

$$П_{\text{налог}} = ВР - И + Д_{\text{внереал.}} - Р_{\text{внереал.}} - Н_{\text{имущ.}} - Н_{\text{рекл.}}$$

где ВР — выручка от реализации продукции (работ, услуг) без учета НДС; И — затраты на производство и реализацию продукции;  $Д_{\text{внереал.}}$ ,  $Р_{\text{внереал.}}$  — соответственно, доходы и расходы от внереализационной деятельности;  $Н_{\text{имущ.}}$ ,  $Н_{\text{рекл.}}$  — соответственно, налог на имущество предприятий и налог на рекламу.

Налог на прибыль ( $Н_{\text{приб.}}$ ) определяется, как произведение налогооблагаемой прибыли ( $П_{\text{налог}}$ ) и ставки налога на прибыль ( $\alpha_{\text{н.приб.}}$ ):

$$Н_{\text{приб.}} = П_{\text{налог}} \cdot \alpha_{\text{н.приб.}}$$

В случае если в отчетном (налоговом) периоде налогоплательщик понес убыток, в данном периоде налоговая база признается равной нулю.

#### 9.4. Налоговый кредит и инвестиционный налоговый кредит

Налоговым Кодексом предусмотрено в определенных случаях перенесение уплаты налогов на более поздний срок, что позволяет компании в этот период иметь дополнительные финансовые ресурсы.

Изменение срока уплаты налога может быть в форме отсрочки, рассрочки, налогового кредита, инвестиционного налогового кредита.

- Отсрочка или рассрочка представляет собой изменение срока уплаты одного или нескольких налогов (при наличии законных оснований) на срок от одного до шести месяцев, соответственно, с единовременной или поэтапной уплатой налогоплательщиком суммы задолженности.

Отсрочка или рассрочка выплаты налога предоставляется при наличии хотя бы одного из оснований:

- 1) причинения ущерба компании в результате стихийного бедствия или технологической катастрофы;
- 2) задержки финансирования из бюджета или оплаты выполненного компанией государственного заказа;
- 3) угрозы банкротства компании в случае единовременной выплаты ею налога;
- 4) при сезонном производстве и реализации товаров (работ, услуг). Перечень отраслей и видов деятельности, имеющих сезонный характер, устанавливается Правительством РФ.

В случае, когда отсрочка или рассрочка по уплате налога предоставляется по основаниям, указанным в п.п. 3–4, на сумму задолженности начисляются проценты, исходя из ставки, равной 50% ставки рефинансирования ЦБ РФ, действовавшей в период отсрочки или рассрочки.

Если отсрочка или рассрочка по уплате налогов предоставлена на основании п.п. 1–2, на сумму задолженности проценты не начисляются.

Отсрочка или рассрочка уплаты налога предоставляется при подаче заявления в соответствующий орган с указанием основания.

- Налоговый кредит представляет собой изменение срока уплаты налога на срок от одного месяца до одного года при наличии хотя бы одного из оснований, указанных в п.п. 1,2,3. В случае предоставления кредита в результате угрозы банкротства (п. 3), проценты на сумму задолженности начисляются, исходя из ставки рефинансирования ЦБ РФ, существовавшей в течение периода действия договора о налоговом кредите. Предоставление налогового кредита по причине стихийного бедствия, задержки финансирования компании из бюджета или задержки оплаты госзаказа не предполагает начисление процентов на сумму задолженности.

Налоговый кредит предоставляется по заявлению компании и оформляется договором между уполномоченным органом и компанией.

- Инвестиционный налоговый кредит представляет собой изменение срока уплаты налога, позволяющее компании в течение определенного срока и в определенных размерах уменьшить налоговые выплаты с последующей поэтапной уплатой суммы кредита и начисленных процентов.

Инвестиционный налоговый кредит может быть предоставлен на срок от одного года до пяти лет. При этом компания в отчетном периоде независимо от числа договоров об инвестиционном налоговом кредите может уменьшить сумму налогового платежа не более, чем на 50% размера налогового платежа, определенного при отсутствии инвестиционного налогового кредита.

Инвестиционный налоговый кредит предоставляется компании при наличии одного из следующих оснований:

- 1) проведение НИОКР либо технического перевооружения собственного производства, в том числе направленного на создание рабочих мест для инвалидов или охрану окружающей среды;
- 2) проведение инновационной или внедренческой деятельности, в том числе создание новых или совершенствование действующих технологий;
- 3) выполнение компанией особо важного заказа по социально-экономическому развитию региона.

В случае проведения компанией технического перевооружения собственного производства (п.1) ей предоставляется инвестиционный налоговый кредит в размере 30% стоимости приобретаемого для этих целей оборудования.

Осуществление инновационной деятельности или выполнение компанией важного социально-экономического заказа дает право компании получить налоговый инвестиционный кредит на сумму, определенную по соглашению заинтересованных сторон.

Инвестиционный налоговый кредит предоставляется по заявлению компании и оформляется договором между уполномоченным органом и компанией-заявителем. Договором запрещается передача или продажа имущества, приобретение которого явилось условием для предоставления кредита.

Ставки инвестиционного налогового кредита должны быть не менее 50% и не более 75% ставки рефинансирования ЦБ РФ.

*Контрольные вопросы к главе 9*

1. Перечислите основные функции, выполняемые налоговой системой, и раскройте их экономическое содержание.
2. Укажите основные параметры системы налогообложения.
3. Какие налоги учитываются в составе себестоимости продукции, работ, услуг?
4. Укажите налоги, выплачиваемые за счет прибыли, а также очередность и механизм их определения.
5. Поясните, какие экономические выгоды имеет компания от налогового кредита и инвестиционного налогового кредита.



## ГЛАВА 10. Прибыль и рентабельность

### 10.1. Доходы энергетических компаний

Управление хозяйственной деятельностью энергетической компании направлено на достижение положительных финансовых результатов, главным из которых является прибыль, представляющая разность доходов и расходов компании за определенный период.

Доходы – это увеличение экономических ресурсов в течение отчетного периода, полученное в результате притока средств или сокращения затрат и обязательств компании.

В состав доходов (валовой выручки) включаются:

- доходы (выручка) от реализации продукции (работ, услуг);
- доходы от реализации имущества и имущественных прав (операционные доходы);
- внереализационные доходы;
- доходы от прочих видов деятельности.

Расходами признаются любые затраты компании при условии, что они произведены для осуществления деятельности, направленной на получение дохода.

Основным доходом энергетических компаний является выручка от реализации электрической и тепловой энергии, а также выручка от реализации работ, услуг, оказанных энергетической компанией сторонним организациям.

Выручка от реализации продукции для вертикально интегрированных компаний в лице АО-энерго, осуществляющих производство, передачу и сбыт энергии, определяется по формуле

$$ВР_{АО} = \mathcal{E}_{\text{прод}}^{\text{СП}} \cdot T_{\text{ср}}^{\text{э}} + \mathcal{E}_{\text{прод}}^{\text{ОРЭ}} \cdot T_{\text{прод}}^{\text{ОРЭ}} + Q_{\text{прод}} \cdot T_{\text{ср}}^q + C_y \pm \Delta \text{Аб},$$

где  $\mathcal{E}_{\text{прод}}^{\text{СП}}$ ,  $\mathcal{E}_{\text{прод}}^{\text{ОРЭ}}$  — объем продаж электроэнергии собственным потребителям и объем продаж на оптовый рынок энергии;  $T_{\text{ср}}^{\text{э}}$ ,  $T_{\text{прод}}^{\text{ОРЭ}}$  — средний тариф на продажу электроэнергии собственным потребителям и на оптовый рынок энергии;  $Q_{\text{прод}}$  — объем продаж тепловой энергии на розничном рынке энергии;  $T_{\text{ср}}^q$  — средний тариф на продажу тепла на розничном рынке;  $C_y$  — стоимость услуг, оказанных АО-энерго сторонним организациям;  $\Delta \text{Аб}$  — изменение абонентской задолженности.

С учетом возможности продажи части электроэнергии АО-энерго в секторе свободной торговли оптового рынка формула для расчета выручки от реализации энергии примет следующий вид:

$$ВР_{АО} = \mathcal{E}_{\text{прод}}^{\text{СП}} \cdot T_{\text{ср}}^{\text{э}} + \mathcal{E}_{\text{прод}}^{\text{ССТ}} \cdot T_{\text{ССТ}}^{\text{э}} + \mathcal{E}_{\text{прод}}^{\text{РС}} \cdot T_{\text{РС}}^{\text{э}} + Q_{\text{прод}} \cdot T_{\text{ср}}^q + C_y \pm \Delta \text{Аб},$$

где  $\mathcal{E}_{\text{прод}}^{\text{ССТ}}$ ,  $\mathcal{E}_{\text{прод}}^{\text{РС}}$  — соответственно, объем продаж электроэнергии в секторе свободной торговли и в регулируемом секторе оптового рынка энергии;  $T_{\text{ССТ}}^{\text{э}}$ ,  $T_{\text{РС}}^{\text{э}}$  — тариф на продажу электроэнергии в секторе свободной торговли и в регулируемом секторе оптового рынка.

Выручка от реализации продукции для оптовых генерирующих компаний рассчитывается следующим образом:

$$ВР_{\text{ОГК}} = \mathcal{E}_{\text{прод}}^{\text{ССТ}} \cdot T_{\text{ССТ}}^{\text{э}} + \mathcal{E}_{\text{прод}}^{\text{РС}} \cdot T_{\text{РС}}^{\text{э}} + C_y^{\text{ОГК}} \pm \Delta \text{Аб},$$

где  $C_y^{\text{ОГК}}$  — стоимость услуг, оказываемых ОГК сторонним организациям.

Выручка от оказания услуг по передаче и распределению электроэнергии по электрическим сетям сетевых компаний определяется, исходя из объема передаваемой электроэнергии в сеть и тарифа на передачу (распределение) энергии по сетям

$$ВР_{\text{с.к.}} = \mathcal{E}_{\text{перед. в сеть}}^{\text{с.к.}} \cdot T_{\text{перед.}}^{\text{э}} + C_y^{\text{с.к.}} \pm \Delta \text{Аб},$$

где  $T_{\text{перед.}}^{\text{э}}$  — тариф на передачу (распределение) электроэнергии потребителям по сетям компании;  $C_y^{\text{с.к.}}$  — стоимость дополнительных услуг (кроме услуг по передаче и распределению энергии), оказываемых сетевой компанией сторонним организациям.

Одновременность протекания процессов производства, передачи и потребления энергии приводит к задержке оплаты относительно времени потребления энергии и возникновению абонентской задолженности.

Абонентская задолженность представляет собой стоимость проданной и потребленной, но неоплаченной энергии. В выручке от реализации продукции, работ, услуг она учитывается по сальдированной величине:

$$\Delta A6 = A6^H - A6^K,$$

где  $A6^H$  — абонентская задолженность на начало отчетного периода;  $A6^K$  — абонентская задолженность на конец отчетного периода;

В случае, когда  $A6^H < A6^K$ , выручка от реализации уменьшается на величину  $\Delta A6$ . Усилия компании должны быть направлены на снижение абонентской задолженности, так как при этом увеличивается поступление денежных средств на расчетный счет компании и растет выручка от реализации.

В условиях, когда потребители регулярно вносят плату за всю потребленную в отчетном периоде энергию и при этом погашают задолженность предыдущих периодов, соотношение абонентской задолженности на начало и конец отчетного периода обратное, то есть  $A6^H > A6^K$ , в результате выручка от продажи товаров и услуг увеличивается.

При расчете выручки от реализации продукции принципиальное значение имеет допущение временной определенности фактов хозяйственной деятельности, то есть определение момента времени, с которого рассчитывается выручка: или с момента отгрузки продукции энергетической компанией или с момента оплаты продукции потребителями.

В общем случае выручка от реализации продукции (работ, услуг) может быть рассчитана либо «по оплате», то есть по времени поступления средств за потребленную электроэнергию и тепло на счет энергетической компании в банке; либо «по отгрузке», то есть по времени предъявления энергетической компанией потребителям расчетных документов на оплату потребленной энергии.

В соответствии с вариантом расчета выручки «по отгрузке», реализованной признается вся отгруженная за отчетный период продукция, выполненные работы или оказанные компанией услуги. При использовании данного метода расчета обеспечивается большая достоверность в определении финансового результата (при безусловной оплате потребителями потребленной энергии), так как в расчете прибыли используется выручка от реализации и издержки производства одного временного (отчетного) периода. Данный подход предполагает своевременную оплату потребителями всего объема потребляемой энергии, в противном случае выручка от реализации продукции, рассчитываемая по отгрузке, будет характеризовать потенциальную, а отнюдь не реальную сумму средств, которая может поступить на расчетный счет компании в банке. Практика говорит о том, что задержка оплаты потребленной энергии, вызванная временем, необходимым для оформления платежных документов, а также в некоторых случаях отсутствием средств у потребителей или нежеланием оплачивать уже потребленную энергию в срок приводит к возникновению дебиторской (абонентской) задолженности. В результате реальные поступления средств от продажи энергии оказываются меньше суммы выручки, рассчитываемой «по отгрузке».

Выручка от реализации продукции «по оплате» представляет собой фактическое поступление средств в отчетном периоде за потребленную энергию, причем потребленную не только в данном отчетном периоде, но и в прошлых периодах, оплата которой не была произведена своевременно.

Метод расчета выручки от реализации «по оплате» ведет, при прочих равных условиях, к снижению достоверности в определении финансовых результатов компании, так как, с одной стороны, происходит начисление расходов (материальных затрат, расходов на оплату труда, амортизации и т.д.) за отчетный период, а с другой — определяется выручка от реализации продукции, включающая погашенную дебиторскую задолженность прошлых периодов и выручку от реализации продукции отчетного периода, оплаченную полностью или частично. Возникает несоответствие: прибыль от реализации рассчитывается, исходя из выручки от реализации продукции, произведенной и проданной в прошлом и отчетном периодах и затрат отчетного периода. Несоответствие тем существеннее, чем длительнее разрыв во времени между потреблением и оплатой продукции.

В отечественной практике выручка от реализации продукции (работ, услуг) для целей бухгалтерского учета и определения финансового результата деятельности компании устанавливается по моменту «отгрузки» продукции. Для целей налогового учета выручка от реализации может рассчитываться либо «по отгрузке», либо «по оплате». При этом метод расчета выбирает сама организация в процессе формирования учетной политики. Проблема признания момента реализации

продукции особо остро стоит перед энергетическими компаниями, для которых процессы производства и потребления электрической и тепловой энергии совпадают во времени.

В энергетике расчет выручки от реализации продукции по моменту «отгрузки» для целей налогообложения вызывает негативные последствия. Отставание во времени оплаты за потребленную энергию может привести к тому, что реальная оплата за потребленную энергию в отчетном периоде будет существенно ниже выручки от реализации, рассчитываемой по методу «отгрузки». При получении меньшей выручки и фактических в отчетном периоде затратах на производство и реализацию энергии, реально полученная прибыль будет ниже той, которая должна иметь место, исходя из выручки, рассчитанной «по отгрузке» и ее может оказаться недостаточно для выплаты налогов в указанном периоде, что приведет к убыткам энергетической компании по независящим от нее причинам.

Учитывая отрицательные последствия использования для целей налогообложения выручки «по отгрузке» для энергоснабжающих организаций выручка от реализации продукции для целей налогообложения рассчитывается «по оплате».

В состав доходов энергоснабжающей организации включаются доходы, в виде стоимости оказанных услуг и выполненных работ, в том числе за согласование технических условий, подготовку проектов, технадзор за содержанием энергетического оборудования, ремонт и проверку электрических счетчиков, услуги по ремонту кабельных и воздушных линий и обслуживанию трансформаторных подстанций сторонних организаций.

В состав доходов компании входят также доходы от реализации имущества и имущественных прав, доходы от участия в других организациях, операционные и внереализационные доходы.

## 10.2. Прибыль

Прибыль представляет собой конечный финансовый результат хозяйственной деятельности, определяемый на основании бухгалтерского учета всех хозяйственных операций компании за отчетный период.

Российская методология определения финансово-экономических результатов деятельности организации предусматривает расчет следующих видов прибыли:

- прибыль (убыток) от реализации продукции (работ, услуг);
- прибыль (убыток) от финансово-хозяйственной деятельности;
- прибыль (убыток) отчетного периода;
- нераспределенная (чистая) прибыль (убыток) отчетного периода.

### *Прибыль от реализации продукции (работ, услуг)*

Прибыль от реализации продукции (работ, услуг) представляет собой финансовый результат от основной деятельности, предусмотренной уставом компании.

Прибыль от реализации продукции определяется, исходя из выручки от реализации продукции (работ, услуг), за вычетом затрат на производство и реализацию продукции (работ, услуг), относимых на себестоимость продукции:

$$П_{\text{реал}} = ВР_{\text{без НДС}} - И \text{ (руб./год)},$$

где  $ВР_{\text{без НДС}}$  — выручка от реализации продукции: работ и услуг без учета НДС;  $И$  — затраты на производство и реализацию продукции (работ, услуг), относимые на себестоимость.

### *Прибыль от финансово-хозяйственной деятельности*

Прибыль (убыток) от финансово-хозяйственной деятельности включает прибыль (убыток) от реализации продукции (работ, услуг), проценты к получению, проценты к уплате, доходы от участия в других организациях, прочие операционные доходы и расходы:

$$П_{\text{ф-х.д}} = П_{\text{реал}} + \%_{\text{к получ.}} - \%_{\text{к уплате}} + Д_{\text{др. орг.}} + Д_{\text{опер.}} - Р_{\text{опер.}} \text{ (руб./год)},$$

где  $П_{\text{реал}}$  — прибыль от реализации продукции (работ, услуг);  $\%_{\text{к получ.}}$  — проценты к получению;  $\%_{\text{к уплате}}$  — проценты к уплате;  $Д_{\text{др. орг.}}$  — доходы от участия в других организациях;  $Д_{\text{опер.}}$  — прочие операционные доходы;  $Р_{\text{опер.}}$  — прочие операционные расходы.

- Проценты к получению включают суммы, причитающиеся компании в соответствии с договорами к получению процентов по государственным облигациям, депозитам, суммы, причитающиеся от банков и других кредитных организаций за пользование остатками денежных средств, находящихся в банках на счетах организации.
- Проценты к уплате включают выплату процентов энергетической компанией другим участникам бизнеса.
- Доходы от участия в других организациях. Владение ценными бумагами других организаций (акциями, облигациями) приносит доход энергоснабжающей организации в виде дивидендов по акциям или процентов по облигациям, который учитывается в отчете о финансовых результатах в строке «Доходы от участия в других организациях». Здесь же учитываются иные доходы от долевого участия в других организациях и доходы от участия в совместной деятельности без образования юридического лица.
- Операционные доходы отражают доходы (без учета НДС) по операциям, связанным с движением имущества электроэнергетической компании.

В прочие операционные доходы включаются суммы:

— полученные от продажи остатков топлива, которое уже не участвует по каким-либо причинам в производственном процессе (например, при переводе электростанции с угольного топлива на природный газ) и не является для станции предметом труда;

— от реализации списанных с баланса основных средств;

— доходы от сдачи имущества в аренду;

— доходы, получаемые в результате переоценки имущества и обязательств, стоимость которых выражена в иностранной валюте (курсовые разницы);

— доходы от продажи банком по поручению энергетической компании иностранной валюты.

- Операционные расходы включают:

— затраты, связанные с реализацией основных средств и прочего имущества, в том числе затраты на погрузку, транспорт, разгрузку списанных основных средств при транспорте их до территории организации, купившей списанные основные средства;

— расходы, понесенные организацией при продаже банком по поручению организации валютных средств;

— расходы, связанные с обслуживанием ценных бумаг (оплата консультационных и посреднических, депозитарных услуг и т.п.);

— затраты на содержание законсервированных производственных объектов;

— затраты на производство, не давшее продукции;

— затраты по аннулированным производственным заказам (договорам).

В случае, если затраты на содержание законсервированных объектов, расходы по аннулированным договорам или производству, не давшему продукции, частично или полностью компенсируются, суммы компенсации должны включаться в «Операционные доходы».

### *Прибыль отчетного периода*

С учетом внереализационных доходов и внереализационных расходов рассчитывается прибыль (убыток) отчетного периода (балансовая прибыль):

$$П_{\text{отч. пер}} = П_{\text{Ф-х. д.}} + Д_{\text{внереал.}} - Р_{\text{внереал.}} - Н_{\text{ф.р.}} \text{ (руб./год)},$$

где  $П_{\text{Ф-х. д.}}$  — прибыль энергетической компании от финансово-хозяйственной деятельности;

$Д_{\text{внереал.}}$ ,  $Р_{\text{внереал.}}$  — соответственно, доходы и расходы от внереализационной деятельности.

Внереализационными являются доходы и расходы, возникающие в результате деятельности, непосредственно не связанной с производством и реализацией продукции.

- Внереализационные доходы характеризуют доходы от операций, не относящихся к производственной и операционной деятельности:

— штрафы, пени, неустойки и другие виды санкций за нарушение хозяйственных договоров, признанные должником;

— прибыль прошлых лет, выявленная в отчетном году;

- излишнее имущество, выявленное при инвентаризации;
  - положительные курсовые разницы по валютным счетам и операциям в иностранной валюте;
  - суммы, поступившие в погашение дебиторской задолженности, списанной в прошлые годы как безнадежной к получению;
  - суммы страхового возмещения и покрытия из других источников убытков от стихийных бедствий, пожаров, аварий и других чрезвычайных событий.
- Внереализационные расходы включают:
- убытки по операциям прошлых лет, выявленные в отчетном году;
  - суммы уценки производственных запасов, готовой продукции, товаров;
  - расходы по сомнительным долгам;
  - убытки от списания задолженности, по которой срок исковой давности истек, а также суммы других долгов, нереальных к взысканию.
  - присужденные или признанные энергоснабжающей организацией штрафы, пени, неустойки и другие виды санкций за нарушение договоров;
  - потери от стихийных бедствий, убытки в результате пожаров, аварий, других чрезвычайных событий;
  - убытки от хищений, виновники по которым судом не установлены;
  - судебные издержки и арбитражные сборы;
- При расчете прибыли отчетного периода из прибыли от финансово-хозяйственной деятельности вычитаются налоги, выплачиваемые за счет финансовых результатов ( $H_{ф.р.}$ ), начисленные до выплаты налога на прибыль:
- налог на имущество;
  - налог на рекламу.

#### *Нераспределенная (чистая) прибыль*

Прибыль отчетного периода является базой для определения нераспределенной прибыли, называемой также чистой прибылью, поскольку из нее вычитается налог на прибыль, для расчета которого предварительно определяется налогооблагаемая прибыль:

$$H_{\text{приб.}} = \alpha_{\text{н.приб.}} \cdot P_{\text{налог}},$$

где  $\alpha_{\text{н.приб.}}$  — ставка налога на прибыль;  $P_{\text{налог}}$  — налогооблагаемая прибыль.

В итоге чистая прибыль (рис. 10.1) определяется по формуле:

$$P_{\text{чист.}} = P_{\text{отч.пер.}} - H_{\text{приб.}}$$

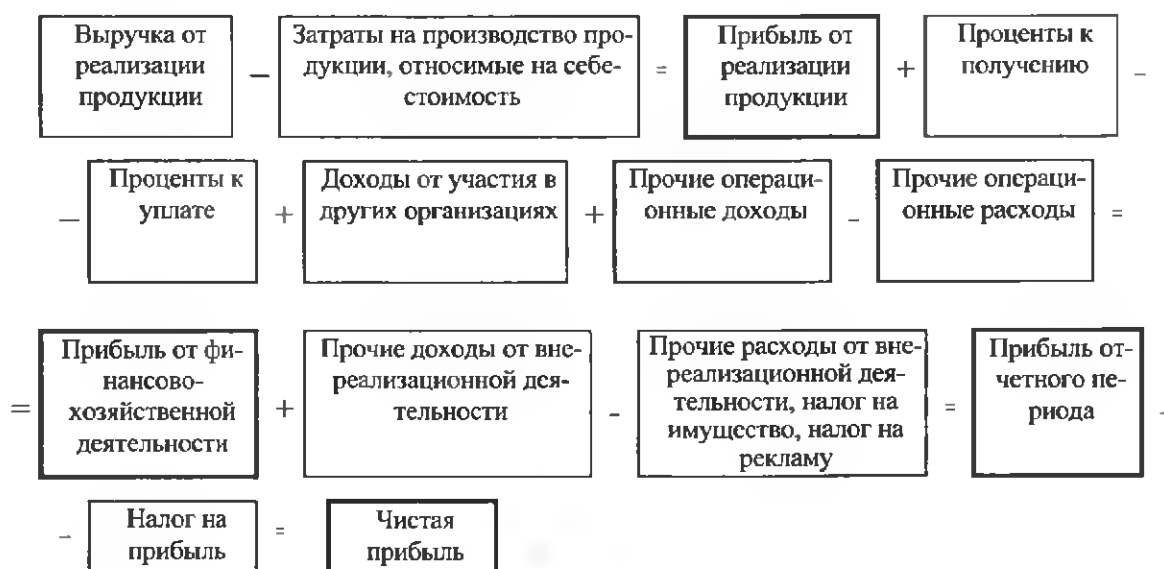


Рис. 10.1. Схема формирования прибыли энергетической компании

Получение прибыли является основной целью деятельности акционерного общества, поэтому руководство компании отчитывается перед акционерами о размере полученной прибыли и направлениях ее использования.

Статья 48 п.1 подпункт 11 Закона «Об акционерных обществах» относит распределение чистой прибыли и убытков АО к исключительной компетенции общего собрания акционеров, вынося его в обязательном порядке на рассмотрение общего собрания. Каждая организация самостоятельно решает вопрос о выборе варианта распределения и использования прибыли.

- В акционерных обществах энергетики и электрификации в обязательном порядке формируется резервный фонд в размере, предусмотренном уставом общества, но не менее 15% от его уставного капитала. Этот фонд формируется путем обязательных ежегодных отчислений до достижения размера, предусмотренного уставом общества. Размер ежегодных отчислений устанавливается уставом АО, но не может быть менее 5% от чистой прибыли. Резервный фонд предназначен для покрытия убытков, а также для погашения облигаций и выкупа акций общества в случае отсутствия иных средств. Средства резервного фонда не могут быть использованы для иных целей.
- Из чистой прибыли выплачиваются дивиденды по акциям, финансируются дополнительные расходы, возникающие по ряду объективных или субъективных причин:
  - суммы превышения фактических затрат над нормативными затратами по экологическим платежам, рекламе, командировкам, процентам за кредит, использованию личного автотранспорта в производственных целях, водному налогу, представительским расходам;
  - расходы по предоставлению льгот в части оплаты проезда работников к месту работы транспортом общего пользования, пригородными электричками, ведомственными машинами и автобусами;
  - расходы по выплате единовременных поощрений и единовременных пособий;
  - расходы по предоставлению бесплатного питания или питания по льготным ценам (за исключением специального питания отдельным категориям работников, предусмотренного законодательством и относимого на затраты);
  - оказание материальной помощи;
  - расходы по оплате дополнительных отпусков сверх установленной законом продолжительности.
- Средства из прибыли используются для выплаты премий персоналу и в виде инвестиций для развития компании и технического перевооружения основных средств.

### 10.3. Показатели рентабельности

Абсолютная величина прибыли, получаемая компанией в отчетном периоде, не в полной мере характеризует эффективность ее работы. Для оценки эффективности функционирования и развития компании необходимо соизмерить прибыль с ресурсами, используемыми в хозяйственной деятельности. Данное соизмерение осуществляется при расчете показателей рентабельности (прибыльности), характеризующих: рентабельность капитала (рентабельность активов); рентабельность продаж; рентабельность производства.

#### *Рентабельность капитала*

- $$\text{Общая рентабельность капитала} = \frac{\text{Прибыль}}{\text{Среднегодовая стоимость собственного и заемного капитала}}$$

или

$$\text{Общая рентабельность капитала} = \frac{\text{Прибыль}}{\text{Среднегодовая стоимость основного и нормируемого оборотного капитала}}.$$

Общая рентабельность капитала характеризует величину прибыли, полученную на один рубль стоимости активов, независимо от источников привлечения средств (рис. 10.2.).

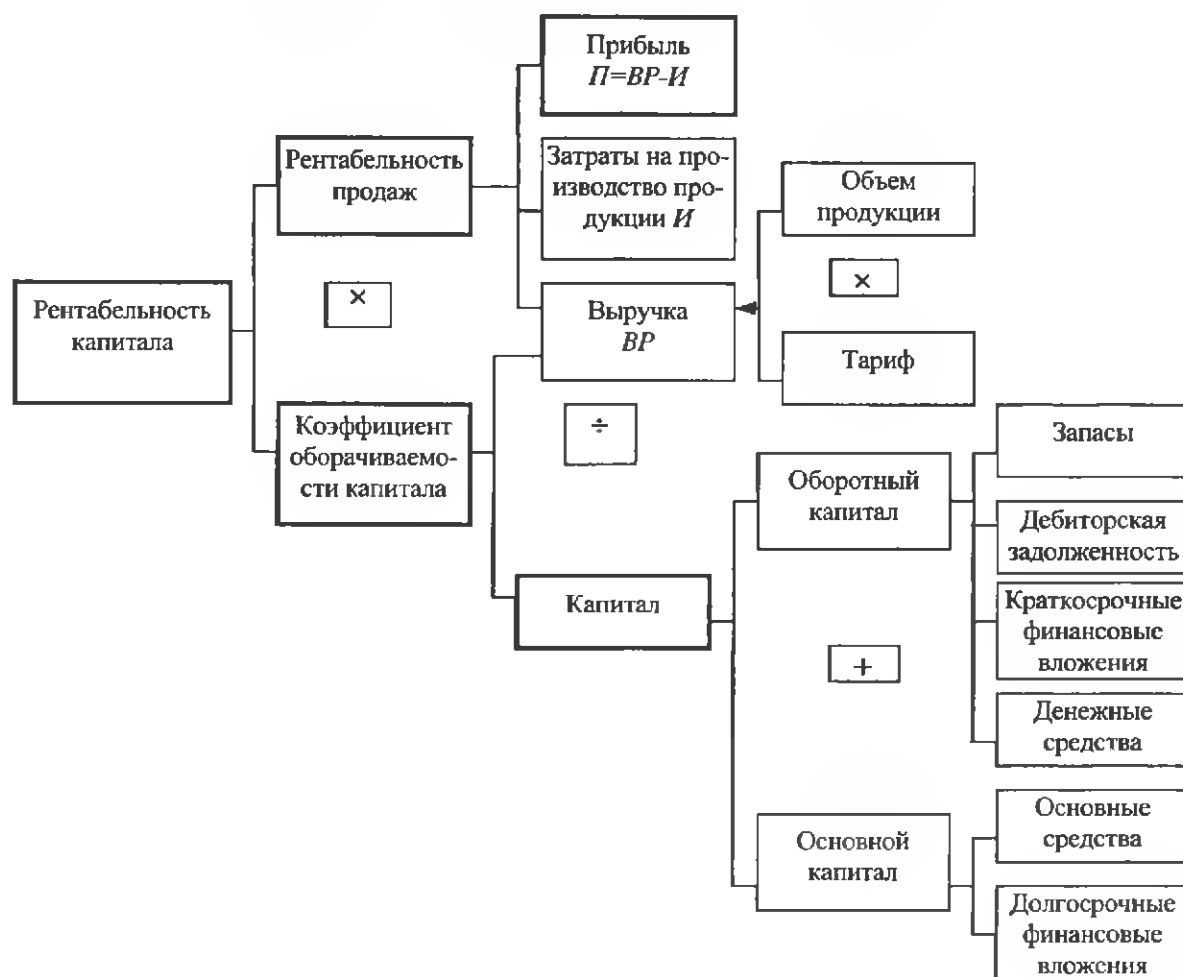


Рис. 10.2. Рентабельность капитала (активов): x — умножить; ÷ — разделить; + — сложить

- Рентабельность собственного капитала =  $\frac{\text{Прибыль}}{\text{Среднегодовая стоимость собственного капитала}}$

Для акционерных компаний показатель рентабельности собственного капитала играет важную роль при оценке уровня котировки акций компании на бирже.

Разница между рентабельностью собственного капитала и общей рентабельностью капитала (по чистой прибыли) образуется за счет эффекта финансового рычага. Если заемные средства приносят доход больший, чем уплата процентов на заемный капитал, то повышается отдача собственного капитала, оцениваемая с помощью финансового рычага. Эффект финансового рычага (ЭФР) показывает, на сколько процентов увеличивается рентабельность собственного капитала за счет привлечения заемных средств в оборот компании. Он возникает в тех случаях, если экономическая рентабельность выше величины ссудного процента.

В случае, когда проценты за кредиты выплачиваются из прибыли, эффект финансового рычага рассчитывается по формуле:

$$\text{ЭФР} = [\text{ЭР} \cdot (1 - \text{Кн}) - \text{СП}] \times \frac{\text{ЗК}}{\text{СК}},$$

где ЭР — экономическая рентабельность капитала, определяемая, как:

$$\text{ЭР} = \frac{\text{Прибыль до выплаты налога на прибыль и процентов по займам}}{\text{Среднегодовая стоимость собственного и заемного капитала}};$$

$K_n$  — коэффициент налогообложения;

$$K_n = \frac{\text{Налог на прибыль}}{\text{Прибыль}};$$

$СП$  — ставка ссудного процента;

$$СП = \frac{\text{Сумма выплаченных процентов за кредиты}}{\text{Среднегодовая стоимость заемного капитала}};$$

$ЗК$  — заемный капитал;

$СК$  — собственный капитал.

В случае, когда проценты за кредиты банков относятся на себестоимость продукции, эффект финансового рычага рассчитывается по следующей формуле:

$$\text{ЭФР} = (СД_k - СД_{зк}) \times \frac{ЗК}{СК},$$

где  $СД_k$  — ставка доходности всего капитала без учета выплаченных процентов за кредиты инвесторам;

$$СД_k = \frac{\text{Прибыль от финансово - хозяйственной деятельности} - \text{Сумма выплаченных процентов за кредит} - \text{Налог на прибыль}}{\text{Среднегодовая стоимость заемного и собственного капитала}};$$

$СД_{зк}$  — реальная ставка доходности заемного капитала;

$$СД_{зк} = \frac{\text{Сумма выплаченных процентов за кредит}}{\text{Среднегодовая стоимость заемного капитала}}.$$

Следует отметить, что положительный эффект финансового рычага возникает, если  $СД_k - СД_{зк} > 0$ . При таких условиях выгодно увеличивать плечо финансового рычага, то есть долю заемного капитала. В случае, когда  $СД_k - СД_{зк} < 0$ , создается отрицательный эффект финансового рычага, в результате чего происходит «проедание» собственного капитала, вызывающее негативные последствия для компании.

$$\bullet \text{ Рентабельность инвестиций} = \frac{\text{Доходы по ценным бумагам} + \text{Доходы от участия в других организациях}}{\text{Среднегодовая величина долгосрочных и краткосрочных финансовых вложений}}.$$

Данный показатель характеризует эффективность инвестиционной деятельности компании.

#### *Рентабельность продаж*

Показатели рентабельности продаж характеризуют прибыльность бизнеса компании. К данной группе показателей относятся:

$$\bullet \text{ Общая рентабельность продаж} = \frac{\text{Прибыль от финансово - хозяйственной деятельности}}{\text{Выручка от реализации продукции} + \text{Проценты к получению} + \text{Доходы от участия в других организациях} + \text{Операционные доходы} + \text{Внераспределенные доходы}}.$$

• Рентабельность продаж по основной деятельности показывает, сколько прибыли приходится на единицу реализованной продукции, и определяется по формуле:

$$\text{Рентабельность продаж по основной деятельности} = \frac{\text{Прибыль от реализации продукции (работ, услуг)}}{\text{Выручка от реализации продукции (работ, услуг)}}.$$



## Рентабельность производства

Рентабельность производства характеризует прибыль, получаемую компанией с каждого рубля, затраченного на производство и реализацию продукции:

- Рентабельность производства по всем видам деятельности  $= \frac{\text{Прибыль от финансово-хозяйственной деятельности}}{\text{Затраты на производство и реализацию продукции} + \text{Проценты к уплате} + \text{Операционные расходы} + \text{Внереализационные доходы}}$ .
- Рентабельность основного производства  $= \frac{\text{Прибыль от реализации продукции, работ, услуг}}{\text{Затраты на производство и реализацию продукции}}$ .

В целях более детального анализа рентабельность рассчитывается отдельно по каждому из основных видов продукции (по электроэнергии и теплоэнергии).

- Рентабельность производства электроэнергии ( $R_3$ ) рассчитывается по формуле:

$$R_3 = \frac{\Pi_3}{I_3},$$

где  $\Pi_3$  — прибыль, отнесенная на производство и реализацию электроэнергии;  $I_3$  — затраты на производство и реализацию электроэнергии.

$$R_3 = \frac{(T_3 - S_3) \cdot \mathcal{E}_{\text{прод.}}}{S_3 \cdot \mathcal{E}_{\text{прод.}}} = \frac{T_3}{S_3} - 1,$$

где  $T_3$  — средний отпускной тариф на электроэнергию;  $\mathcal{E}_{\text{прод.}}$  — объем продаж электроэнергии;  $S_3$  — себестоимость кВт · ч электроэнергии.

Рентабельность по отпуску тепла потребителям ( $R_q$ ) определяется, как:

$$R_q = \frac{\Pi_q}{I_q},$$

где  $\Pi_q$  — прибыль, отнесенная на отпуск тепла;  $I_q$  — затраты на производство и реализацию тепла.

$$R_q = \frac{(T_q - S_q) \cdot Q_{\text{прод.}}}{S_q \cdot Q_{\text{прод.}}} = \frac{T_q}{S_q} - 1,$$

где  $S_q$ ,  $T_q$  — себестоимость и средний тариф Гкал тепла;  $Q_{\text{прод.}}$  — объем продаж тепловой энергии.

Следует отметить, что производство тепла, как правило, низкорентабельно, что обусловлено высокими затратами на производство и особенно на транспорт тепла (при стремлении органов субъектов РФ по регулированию тарифов сдерживать рост тарифов, с учетом низких доходов населения).

### Контрольные вопросы к главе 10

1. Поясните механизм определения выручки от реализации продукции.
2. Объясните экономические последствия для компании, возникающие при расчете выручки от реализации продукции «по отгрузке» и «по оплате».
3. Поясните отличия прибыли от реализации продукции, прибыли от финансово-хозяйственной деятельности, прибыли отчетного периода и чистой прибыли.
4. Поясните механизм расчета и экономический смысл показателей рентабельности.

## ГЛАВА 11. Рынок энергии и мощности

### 11.1. Энергетический рынок и его задачи

Обмен электрической энергией и мощностью между продавцами и покупателями осуществляется на рынке.

Рынок энергии и мощности представляет собой систему экономических взаимоотношений энергоснабжающих организаций между собой, а также с потребителями энергии, основанную на конкуренции производителей и возможности свободного выбора потребителями поставщиков энергии и мощности на длительный или краткосрочный период.

Основными задачами энергетического рынка являются:

- создание условий для конкуренции между энергокомпаниями за право поставок на рынок энергии и услуг и конкуренции между потребителями за право покупки на рынке товара по более низким ценам;
- экономическая защита потребителей от монополизма энергоснабжающих организаций;
- минимизация тарифов на электрическую энергию и мощность, как за счет рыночных механизмов, так и при активном государственном регулировании.

Электроэнергетические рынки можно классифицировать по ряду признаков (табл. 11.1).

Таблица 11.1

Классификация энергетических рынков

| Классификационный признак                                     | Вид рынка                                                                                 |
|---------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------|
| Территориальные границы                                       | Региональный, зональный, национальный, межгосударственный                                 |
| Уровень рынка                                                 | Оптовый, розничный                                                                        |
| Характер договорных отношений между продавцами и покупателями | Контрактный и оперативный                                                                 |
| Вид товара                                                    | Электрическая энергия, тепловая энергия, услуги по передаче, сбыту энергии, диспеттизации |
| Модель рынка                                                  | Монопольный, конкурентный, олигополистический                                             |

Российский рынок электроэнергии и мощности строится по двухуровневой схеме:

- высший уровень — оптовый рынок электрической энергии и мощности (ОРЭ);
- низший уровень — розничный рынок электрической энергии (мощности) и тепловой энергии.

Оптовый рынок электрической энергии и мощности — сфера обращения особого товара — электрической энергии (мощности) в рамках ЕНЭС с участием крупных производителей и крупных покупателей электрической энергии, получивших статус субъекта оптового рынка и действующих на основе правил оптового рынка

Розничные рынки электрической энергии — сфера обращения электрической энергии вне оптового рынка с участием потребителей электрической энергии.

Рынок электрической энергии может рассматриваться как конкурентный и эффективный лишь в случае наличия на нем оперативных соглашений (оперативный рынок) и срочных договоров (контрактный рынок) на куплю-продажу электроэнергии и мощности. Контрактный рынок функционирует на основе двусторонних соглашений между субъектами рынка, заключаемых на период от месяца до года и более. Оперативный рынок функционирует в пределах одних суток.

Рынок оперативных соглашений обеспечивает конкурирующим участникам рынка свободу маневра при принятии решений по ценам и объемам поставки и покупки энергии на рынке, а рынок срочных договоров обеспечивает сторонам стабильность энергообеспечения и прогнозируемость цен на электрическую энергию и мощность.

Товаром на контрактном рынке является электрическая энергия и мощность, на оперативном — только электроэнергия.

## 11.2. Оптовый рынок электрической энергии переходного периода

Оптовый рынок электроэнергии функционирует в сетях высокого и сверхвысокого напряжения; на нем взаимодействуют крупные производители и потребители электрической энергии.

Созданный в 90-е годы XX века в России Федеральный оптовый рынок энергии и мощности (ФОРЭМ) не был конкурентным, что не позволило обеспечить эффективное развитие электроэнергетики в этот период. В результате проводимых в настоящее время в отрасли реформ планируется завершить в 2006 году формирование 100%-ного конкурентного оптового рынка электроэнергии на всей территории России за исключением Дальнего Востока.

Переходная модель оптового рынка включает два сектора:

- регулируемый сектор (РС);
- сектор свободной торговли (ССТ).

В регулируемом секторе осуществляется оптовая торговля частью плановых объемов электрической энергии и мощности по тарифам, утверждаемым Федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий — Федеральной службой по тарифам Российской Федерации.

В секторе свободной торговли происходит оптовая торговля частью собственных плановых почасовых объемов производимой электрической энергии в форме заключения двусторонних договоров купли-продажи и в форме конкурентного отбора ценовых заявок по свободным ценам.

В рамках регулируемого сектора функционирует сектор отклонений; в нем осуществляется оптовая торговля отклонениями почасовых объемов фактического производства (потребления) электрической энергии, которые представляют собой разницу между объемами фактического и планового почасового потребления или производства энергии.

### *Субъекты оптового рынка*

Эффективность рынка находится в прямой зависимости от его размера, то есть от количества субъектов рынка, между которыми возникают конкурентные отношения. Данное обстоятельство подтверждает целесообразность организации оптового рынка в стране в виде общероссийского рынка с включением в него максимально возможного количества субъектов рынка.

Субъекты оптового рынка — юридические лица, осуществляющие куплю-продажу электрической энергии (мощности) и (или) предоставляющие услуги на оптовом рынке.

Участниками оптового рынка являются поставщики и покупатели электрической энергии и мощности, получившие статус субъекта оптового рынка.

Поставщиками электрической энергии и мощности являются оптовые генерирующие компании, независимые производители и избыточные АО-энерго.

Покупателями — дефицитные АО-энерго, энергосбытовые организации, крупные потребители электроэнергии и мощности, гарантирующие поставщики.

Поставщики и покупатели получают статус субъекта оптового рынка, если они:

- владеют определенной мощностью;
- отвечают требованиям технического характера;
- имеют заключенные договоры об оказании услуг.

В соответствии с первым требованием субъект оптового рынка должен обладать определенными количественными характеристиками.

Поставщик электрической энергии должен владеть генерирующим оборудованием, установленная мощность которого в совокупности равна или более 25 МВт и в каждой точке поставки генерируемая мощность составляет не менее 5 МВт.

Точка поставки — это место в электрической сети, определенное для каждого участника оптового рынка системным оператором и АТС по согласованию с сетевыми компаниями и данным участником оптового рынка. По показаниям измерительных приборов, установленных в данной точке сети, оценивается выполнение субъектами рынка обязательств по договорам купли-продажи, а сбытовыми компаниями — обязательств по оплате потерь электроэнергии.

- Потребитель электроэнергии должен владеть энергопринимающим оборудованием, суммарная присоединенная мощность которого равна или превышает 20 МВА при условии, что в каждой

группе точек поставки она не меньше минимального значения совокупной присоединенной мощности, устанавливаемой Федеральной службой по тарифам.

- Энергосбытовая или энергоснабжающая организация должна иметь по совокупности заключенных с потребителями договоров суммарную присоединенную мощность энергопринимающего оборудования не менее 20 МВА.

Вышеуказанные количественные характеристики поставщиков и покупателей оптового рынка не применяются к гарантирующим поставщикам.

Второе условие, которому должны соответствовать субъекты оптового рынка, заключается в выполнении ими следующих требований технического характера, установленных нормативно-правовыми актами и договором о присоединении к торговой системе оптового рынка:

- обеспечение коммерческого учета произведенной или потребленной на оптовом рынке энергии и мощности;
- наличие системы связи, обеспечивающей передачу информации системному оператору и коммерческому оператору торговой системы.

Третьим требованием к субъекту оптового рынка является наличие заключенного в установленном порядке договора об оказании услуг по передаче энергии.

Деятельность субъектов оптового рынка регулируется Правилами оптового рынка.

Организации, получившие статус оптового рынка до даты вступления в силу «Правил оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода», такие, как АО-энерго, крупные потребители, выведенные на ФОРЭМ, атомная генерирующая компания — сохраняют статус субъекта оптового рынка и имеют право участвовать в купле-продаже энергии и мощности в любом из секторов оптового рынка. К данным организациям вышеуказанные количественные характеристики не применяются, и им разрешается использование систем коммерческого учета в том виде, в каком они имели место на дату вступления в силу правил оптового рынка. В последующие два года данные организации должны привести свои системы коммерческого учета в соответствие с требованиями договора о присоединении к торговой сети оптового рынка, в противном случае фактически потребленные объемы электроэнергии считаются отклонениями и оплачиваются по тарифам, характерным для сектора отклонений, а заявки поставщиков энергии на включение в плановое почасовое производство как в секторе свободной торговли, так и в регулируемом секторе рынка включаются в последнюю очередь.

Поставщики и покупатели электрической энергии (мощности), в отношении которых администратором торговой сети подтверждено выполнение всех вышеуказанных требований становятся участниками регулируемого сектора оптового рынка.

Субъекты оптового рынка, отвечающие вышеуказанным требованиям, становятся участниками сектора свободной торговли лишь после заключения договора о присоединении к торговой сети оптового рынка.

#### *Технологическая и коммерческая инфраструктура оптового рынка*

Технологическую инфраструктуру оптового рынка составляют:

- Единая национальная электрическая сеть (ЕНЭС);
- системный оператор ОАО «СО ЦДУ ЕЭС России»;
- сертифицированные системы приборов учета.

Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть включает линии электропередачи и объекты электросетевого хозяйства, находящиеся в едином оперативном управлении, имеющие стратегическое значение для обеспечения устойчивого снабжения электроэнергией потребителей РФ и функционирования оптового рынка электрической энергии, а также для обеспечения параллельной работы ЕЭС России и энергетических систем других государств, включая экспорт и импорт электрической энергии.

В соответствии с основными критериями отнесения магистральных ЛЭП и объектов электросетевого хозяйства к Единой национальной электрической сети, к последней относятся:

- линии электропередачи (воздушные и кабельные) напряжением 330 кВ и выше, обеспечивающие:
  - выдачу в сеть мощности электростанций — субъектов оптового рынка, поставляющих электроэнергию на оптовый рынок;

- параллельную работу энергетических систем;
- выдачу мощности в узлы электрической нагрузки с присоединенной трансформаторной мощностью 125 МВА и выше;
- соединение линий передач напряжением 330 кВ и выше;
- линии электропередачи, пересекающие границу РФ;
- трансформаторные и иные подстанции, соединенные с линиями передач, входящими в состав ЕНЭС;
- комплекс оборудования и производственно-технологических объектов, предназначенных для технического обслуживания и эксплуатации ЛЭП и трансформаторных подстанций ЕНЭС;
- системы и средства управления указанными объектами электросетевого хозяйства.

Организацией по управлению ЕНЭС является Федеральная сетевая компания (ФСК), которая оказывает на возмездной договорной основе услуги по передаче электроэнергии по ЕНЭС.

Под услугами по передаче электрической энергии понимается комплекс организационно и технологически связанных действий, обеспечивающих передачу электрической энергии через технические устройства электрических сетей в соответствии с техническими регламентами.

Участники оптового рынка заключают договоры об оказании возмездных услуг по передаче электрической энергии с сетевыми организациями, к сетям которых они присоединены.

Системный оператор ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС России» и иные субъекты оперативно-диспетчерского управления осуществляют управление технологическими режимами и оказывают на возмездной договорной основе субъектам оптового рынка услуги по оперативно-диспетчерскому управлению. Договор с системным оператором заключается субъектами рынка до заключения ими договора с ФСК на оказание услуг по передаче электроэнергии по ЕНЭС.

Администратор торговой сети (АТС) обеспечивает функционирование коммерческой инфраструктуры рынка и предоставляет участникам рынка на возмездной договорной основе услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка.

Взаимодействие Системного оператора и ФСК, Системного оператора и АТС при выполнении ими своих функций осуществляется на основе заключаемых между ними соглашений.

### *Принципы организации оптового рынка*

Основными принципами организации оптового рынка электрической энергии (мощности) являются:

1. Свободный недискриминационный доступ к участию в оптовом рынке всех продавцов и покупателей, удовлетворяющих требованиям, предъявляемым к субъектам оптового рынка;
2. Свободное взаимодействие субъектов оптового рынка, действующих по правилам оптового рынка;
3. Свобода выбора субъектами оптового рынка порядка купли-продажи электроэнергии в конкурентном секторе рынка или по свободным рыночным ценам или посредством заключения двусторонних договоров купли-продажи электроэнергии;
4. Учет особенностей участия в оптовом рынке отдельных субъектов рынка, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности;
5. Взаимодействие субъектов рынка на основе безусловного соблюдения договорных обязательств и финансовой дисциплины.

### **11.3. Розничный рынок электрической и тепловой энергии**

Розничный рынок — это система отношений, связанных с распределением больших объемов электроэнергии, купленных на оптовом рынке, между конечными средними и мелкими потребителями. Продавец электроэнергии на этом рынке, как правило, имеет значительное количество покупателей с относительно небольшими объемами покупок электроэнергии.

На розничном рынке возникают отношения между субъектами по поводу купли-продажи электроэнергии в относительно небольших объемах, напрямую, без использования системы централизованной торговли электроэнергией на основе заключаемых двусторонних договоров между поставщиками и покупателями.

Субъектами розничных рынков являются потребители электрической и тепловой энергии, энергосбытовые организации, гарантирующие поставщики, территориальные сетевые компании, субъекты оперативно-диспетчерского управления, осуществляющие диспетчерские функции на розничных рынках, и производители электроэнергии, не имеющие права на участие в оптовом рынке.

В основе построения розничного рынка может использоваться одна из моделей:

- модель монопольного рынка, регулируемого государством;
- модель конкурентного рынка.

Монопольная модель розничного регулируемого рынка предполагает наличие на определенной территории единственного продавца электроэнергии конечным потребителям. Основными недостатками монопольного рынка являются отсутствие стимулов к повышению эффективности и качества оказываемых услуг, снижению цен на услуги, а также абсолютная непрозрачность сбытовой деятельности монополиста.

Конкурентная модель рынка предусматривает на определенной территории наличие нескольких конкурирующих продавцов электроэнергии конечным потребителям.

Переход к конкурентной модели розничного рынка требует выполнения ряда условий:

- равного доступа конкурирующих сбытовых компаний к покупке электроэнергии на оптовом рынке;
- равного доступа конкурирующих сбытовых компаний к технологической инфраструктуре рынка — услугам сетевых компаний и ОДУ, что выполнимо лишь при разделении сбытовой деятельности и услуг по передаче электрической энергии по распределительным сетям;
- оснащения потребителей сертифицированными приборами коммерческого учета потребляемой электроэнергии и мощности;
- применения нерегулируемых цен на электроэнергию, продаваемую конечным потребителям конкурирующими сбытовыми компаниями, предлагающими потребителям контракты, отличающиеся условиями, формой и ценой оплаты электроэнергии, а также перечнем услуг по энергоснабжению.

В процессе либерализации розничных рынков важное место отводится гарантирующим поставщикам. Гарантирующий поставщик электрической энергии — это коммерческая организация, обязанная заключать договор купли-продажи электрической энергии с любым обратившимся к нему потребителем, желающим купить электроэнергию.

Гарантирующие поставщики будут обслуживать платежеспособных потребителей по регулируемым тарифам, выполняя при этом следующие функции:

- в момент запуска конкурентного розничного рынка принимать на обслуживание и обеспечивать электрической и тепловой энергией всех конечных потребителей, расположенных на данной территории;
- при появлении конкурирующих сбытовых компаний принимать на обслуживание клиентов неплатежеспособных сбытовых компаний.

Розничный рынок включает два вида рынков, отличающихся обращаемым на них товаром: это рынок электрической энергии и рынок тепловой энергии.

Субъектами розничного рынка тепловой энергии являются производители тепла: ТЭЦ общего пользования, муниципальные и промышленные котельные. К инфраструктурным объектам рынка тепла относятся предприятия тепловых сетей, сбытовые компании. Товаром на рынке выступает тепловая энергия, передаваемая паром и горячей водой.

Взаимоотношения субъектов розничного рынка должны строиться на основе правил розничного рынка.

#### 11.4. Организация обращения электроэнергии на рынке

Функционирование энергетического рынка базируется на безусловном соблюдении баланса между потребностью в электроэнергии и мощности и объемом производства энергии и мощности.

В целях определения потребности в энергии и мощности в границах рынка каждый потребитель (покупатель) самостоятельно определяет объем собственного планового почасового потребления энергии, о величине которого он заявляет системному оператору.

Исходя из заявленных участниками оптового рынка объемов собственного почасового потребления, сводного прогнозного баланса производства и поставок электроэнергии, тарифов на продаваемую производителями энергию — системный оператор составляет предварительный почасовой график производства и потребления электрической энергии на предстоящие сутки.

Предварительный диспетчерский суточный график описывает режим работы ЕЭС России, обеспечивающий баланс между производством и почасовым потреблением с учетом системных ограничений, потерь электрической энергии в сетях и обеспечения нормативов по наличию резервов мощности в ЕЭС России.

Поставщики энергии — субъекты оптового рынка — обязаны принимать участие в работе сектора свободной торговли, а покупатели участвуют в работе данного сектора на добровольных началах.

### *Организация обращения электрической энергии в секторе свободной торговли оптового рынка*

В секторе свободной торговли оптовая торговля электрической энергией основывается на принципах конкуренции между поставщиками и между покупателями энергии и строится на основе заключения двусторонних договоров купли-продажи электрической энергии или путем конкурентного отбора ценовых заявок с определением равновесных цен и объемов электрической энергии, включаемых в плановые объемы сектора свободной торговли.

Двусторонний договор купли-продажи заключается между поставщиком и покупателем; в нем указывается объем поставки электроэнергии покупателю с указанием договорной цены поставки. Покупатель, заключивший двусторонний договор купли-продажи, обязан оплатить поставщику стоимость электрической энергии, указанную в договоре, независимо от фактических объемов покупки энергии в данном секторе.

Параллельно с покупкой электроэнергии по двустороннему договору потребитель может покупать энергию на конкурентном рынке, подав администратору торговой сети ценовую заявку (рис. 11.1).

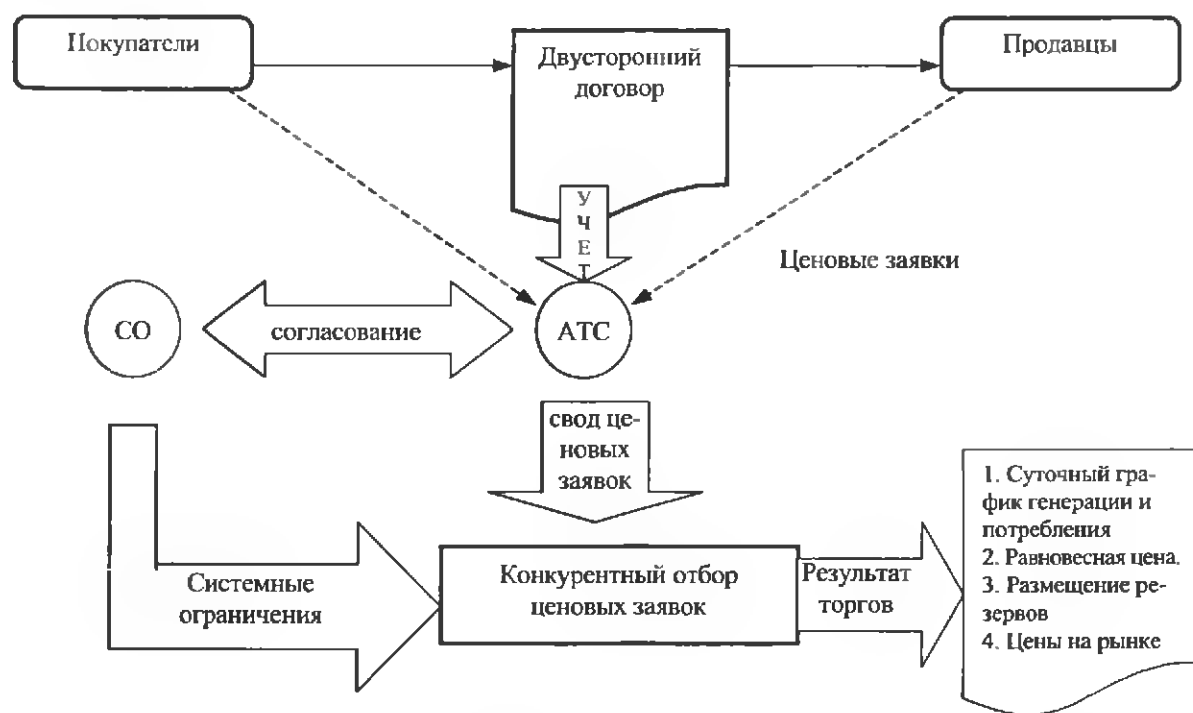


Рис. 11.1. Схема обращения электроэнергии в секторе свободной торговли оптового рынка

Продавцы и покупатели, заключившие двусторонние договоры купли-продажи, обязаны на равных условиях со всеми остальными участниками сектора свободной торговли оплачивать потери электроэнергии в сетях и стоимость системных ограничений.

Наряду с заключением двусторонних договоров свободная торговля электроэнергией осуществляется на основе конкурентного отбора ценовых заявок поставщиков и покупателей электрической энергии.

Ценовая заявка — это документ, отражающий намерение участника сектора свободной торговли купить или продать в определенной точке (группе точек) поставку электрическую энергию устанавливающий планируемые объемы электрической энергии на каждый час суток с указанием предлагаемых для каждого из планируемых объемов цен покупки (продажи).

Наряду с ценовыми заявками, в которых указаны объем и цена продажи/покупки электроэнергии продавцы и покупатели вправе подавать коммерческому оператору торговой системы цено принимающие заявки.

Ценопринимая заявка — это ценовая заявка участника сектора свободной торговли без указания цены покупки/продажи энергии, отражающая намерение данного участника купить (продать) указанный в заявке объем электроэнергии по равновесной цене, сложившейся в результате конкурентного отбора ценовых заявок.

Конкурентный отбор ценовых заявок — это процедура отбора ценовых заявок покупателей и ценовых заявок продавцов по факту минимальных цен на электрическую энергию.

Коммерческий оператор торговой сети проводит конкурентный отбор ценовых заявок до начала суток фактической поставки электрической энергии. Отбор производится в форме расчета почасовых равновесных цен и объемов энергии, включаемых в плановые объемы сектора свободной торговли и формирующих обязательства участников по всем договорам, заключенным в данном секторе, исходя из критерия минимизации тарифов для потребителей.

Каждый поставщик, имеющий право работать в секторе свободной торговли, может продать не более 15% от планового почасового производства электроэнергии. Каждый покупатель — участник сектора свободной торговли — вправе купить в данном секторе не более 30% собственного планового потребления энергии.

Акционерные общества энергетики и электрификации, рассматриваемые как два отдельных участника — поставщик и покупатель — подают администратору торговой системы отдельные ценовые заявки на поставку и на покупку электрической энергии, что облегчает расчет равновесной цены в секторе свободной торговли.

Заявки от покупателей принимаются при условии подтверждения финансового обеспечения оплаты поставляемой электроэнергии.

При проведении конкурентного отбора ценовых заявок АТС учитывает следующие сведения, предоставленные системным оператором:

- действующая (актуальная) для суток торговли расчетная модель;
- сведения по ограничениям режимов работы ГЭС;
- сведения о величине, территориальном размещении и требованиях к резервам мощности;
- предварительный суточный диспетчерский график нагрузки;
- графики плановых ремонтов агрегатов на станциях и объектов электросетевого хозяйства (трансформаторов, ЛЭП, подстанций);
- объемы экспорта/импорта электроэнергии.

При проведении конкурентного отбора ценовых заявок коммерческий оператор обязан включить в плановые объемы сектора свободной торговли:

- объемы электрической энергии, на которые в ценовых заявках поставщиков указана наиболее низкая цена продажи электрической энергии;
- объемы электрической энергии покупателей, на которые в ценовых заявках покупателей указана наиболее высокая цена покупки электрической энергии.

Равновесная цена устанавливается для каждого часа планируемых суток и каждого узла расчетной модели при соблюдении следующих условий:

- равновесные цены одинаковы для всех объемов энергии, точка поставки которых отнесена к одному узлу расчетной модели;
- для поставщика электрической энергии равновесная цена не может быть ниже цены, указанной им в ценовой заявке на объем энергии, включенный в плановые объемы сектора свободной торговли;



- для покупателя равновесная цена не может быть выше цены, указанной им в ценовой заявке на объем покупаемой электроэнергии, и включенный в плановые объемы сектора свободной торговли;
- в равновесных ценах должна учитываться стоимость системных ограничений и величина потерь энергии при передаче по сетям, зависящая от электроэнергетических режимов.

В целях обеспечения надежного энергоснабжения потребителей объемы электроэнергии, заявленные продавцами электроэнергии, принимаются на оптовом рынке в следующей последовательности:

- В первую очередь включаются объемы электрической энергии, указанные в заявках на продажу и производимые:
  - генерирующими мощностями, обеспечивающими системную надежность, поддержание уровня напряжения и частоты в сети, а также пропускную способность сети;
  - атомными электростанциями — в объемах, соответствующих требованиям технологического регламента эксплуатации АЭС.
- Во вторую очередь включаются объемы электрической энергии, указанные в заявках и производимые:
  - тепловыми электростанциями (ТЭЦ) по теплофикационному режиму;
  - гидростанциями в объеме, обусловленном технологическими или экологическими требованиями.
- В третью очередь включаются объемы производства энергии, направляемые участниками оптового рынка для исполнения их обязательств по двусторонним договорам купли-продажи, в том числе по экспортно-импортным операциям
- В четвертую очередь включаются все прочие объемы производства энергии, указанные в ценовых заявках.

Первого ноября 2003 года в России начала работать двухсекторная модель оптового рынка.

Основными продавцами электроэнергии в секторе свободной торговли оптового рынка являются тепловые электростанции федерального уровня (мощные ГРЭС) и атомные электростанции (табл. 11.2), на долю которых приходится более 80% от общего объема продаж электроэнергии.

Таблица 11.2

### Структура продажи электроэнергии в секторе свободной торговли в январе 2004 г.

| Продавцы электроэнергии в секторе свободной торговли | Удельный вес, % |
|------------------------------------------------------|-----------------|
| ТЭС и АЭС федерального уровня                        | 81              |
| ГЭС федерального уровня                              | 10              |
| ТЭС АО-энерго                                        | 8               |
| ГЭС АО-энерго                                        | 1               |

В сектор свободной торговли оптового рынка вышли практически все крупные поставщики федерального уровня и в дальнейшем предложение может увеличиться лишь за счет электростанций АО-энерго.

Средняя цена покупки электроэнергии без учета оплаты услуг инфраструктурных организаций в секторе свободной торговли примерно на 15% ниже по сравнению с тарифами в регулируемом секторе рынка.

Следует отметить, что формирование заявок для участия в торгах в секторе свободной торговли — это сложная задача, требующая учета многих факторов, а также умения принимать быстрые и точные, порой интуитивные, решения, учитывая при этом большой поток информации, поступающей после каждой торговой сессии.

Для выработки собственной ценовой стратегии участниками сектора свободной торговли следует:

1. Производить ежедневный мониторинг состояния оптового рынка, в том числе:
  - ежедневно изучать результаты торговых сессий НП АТС;

- постоянно анализировать торги в секторе свободной торговли по всем участникам;
- вести оперативный контроль над отклонениями от планового баланса.

2. Учитывать графики проведения ремонтов оборудования. возможные отклонения от плановых сроков ремонта, внеплановые остановки оборудования.

3. Учитывать метеопрогноз на день торгов, статистику характерных дней.

Реализованная модель конкурентного оптового рынка не лишена некоторых недостатков:

В соответствии с Правилами оптового рынка для генерирующих мощностей продажа электроэнергии в секторе свободной торговли носит обязательный характер, а покупка — свободный, что ставит продавцов и покупателей в неравные условия.

Чисто рыночной такую модель назвать трудно, так как если потребитель и не купит заявленный объем покупки электроэнергии в секторе свободной торговли оптового рынка, он должен заплатить за него целиком.

Торговля электроэнергией предполагает подачу ценовой заявки один раз в сутки, что увеличивает риск ошибочного определения объема и цены, указанных в заявке.

#### *Организация обращения электроэнергии в регулируемом секторе оптового рынка*

Основой системы обращения электроэнергии в регулируемом секторе (без учета сектора отклонений) являются ежегодные сводные прогнозные балансы производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках ЕЭС России, формируемые на основе прогнозов объемов потребления электрической энергии.

Минимальный объем продажи электрической энергии (мощности) в регулируемом секторе в каждый час для каждого поставщика составляет не менее 85% объема производства электрической энергии (мощности), а для покупателей не менее 70% от почасового потребления энергии (мощности), запланированного в предварительном диспетчерском графике.

Объем продажи электрической энергии каждым поставщиком в регулируемом секторе (без учета сектора отклонений) определяется, как разность между его плановым почасовым производством и плановым объемом продаж в секторе свободной торговли.

Объем покупки электроэнергии участником оптового рынка в регулируемом секторе определяется, как разность между его плановым почасовым потреблением и объемом электроэнергии, купленным им в секторе свободной торговли.

Основные характеристики регулируемого и конкурентного сектора оптового рынка переходного периода (табл. 11.3) будут изменяться по мере перехода к целевой модели рынка, предусматривающей 100%-ную конкуренцию на оптовом и розничном рынке.

*Таблица 11.3*

#### **Сравнительные характеристики секторов оптового рынка энергии и мощности переходного периода**

| Характеристики                       | Секторы оптового рынка                                                                                                                                                |                                                                                               |
|--------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------|
|                                      | Свободной торговли                                                                                                                                                    | Регулируемый сектор                                                                           |
| Объем продаж производителями энергии | Не более 15% от почасового планового производства                                                                                                                     | Не менее 85% от почасового планового производства                                             |
| Объем потребления потребителями      | Не более 30% от почасового планового потребления                                                                                                                      | Не менее 70% от почасового планового потребления                                              |
| Участники                            | Все субъекты оптового рынка, отвечающие требованиям, предъявляемым к субъектам оптового рынка, и имеющие договора о подключении к торговой сети оптового рынка        | Все субъекты оптового рынка, отвечающие требованиям, предъявляемым к субъектам оптового рынка |
| Характер цен                         | Цены свободные                                                                                                                                                        | Цены регулируются государством                                                                |
| Механизм ценообразования             | 1. Договорная цена определена в двустороннем договоре между продавцом и покупателем<br>2. Равновесная цена, получается в процессе конкурентного отбора ценовых заявок | «Затраты плюс прибыль»<br>или<br>«Затраты минус инфляция»                                     |

*Контрольные вопросы к главе II*

1. Укажите секторы торговли электроэнергией, которые входят в состав оптового рынка энергии переходного периода.
2. Поясните, каким требованиям должны отвечать субъекты оптового рынка.
3. Какие функции выполняют организации, формирующие технологическую и коммерческую инфраструктуру оптового рынка энергии и мощности?
4. Раскройте смысл основных принципов организации оптового рынка энергии и мощности.
5. Сформулируйте преимущества конкурентной модели розничного рынка перед монопольной моделью.
6. Укажите, какой объем электроэнергии и мощности могут продать производители и купить потребители в конкурентном секторе оптового рынка переходного периода.
7. Поясните, в чем отличие механизма ценообразования при заключении двусторонних договоров и проведении конкурсного отбора ценовых заявок.
8. Укажите, в какой последовательности удовлетворяются ценовые заявки производителей электроэнергии и мощности при проведении конкурентного отбора ценовых заявок.

## ГЛАВА 12. Основы ценообразования в энергетике

### 12.1. Особенности ценообразования в энергетике

Основным фактором обеспечения устойчивости рыночных отношений является поддержание эквивалентности товарного обмена на рынке, проявляющееся в свою очередь в ценах товара. Этим определяется роль цены в системе рыночных отношений.

Проблема ценообразования относится к наиболее сложным разделам экономической теории и является одной из важнейших экономических проблем, поскольку от уровня цен и тарифов зависит конечное финансовое состояние компании.

Ценообразование — это процесс формирования системы тарифов (цен) на рынке энергии и мощности, приемлемых для расчетов за электрическую, тепловую энергию и соответствующие услуги.

В соответствии с Законом РФ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в РФ» ценообразование представляет собой деятельность всех хозяйствующих субъектов и органов государственной власти и управления по установлению стоимости единицы продукции, используемой во взаиморасчетах поставщиков и потребителей данной продукции, а также по применению и контролю за ценами.

В условиях вертикальной интеграции энергетических процессов производства, передачи и сбыта энергии тарифы на энергию формируются на базе совокупных затрат и прибыли всей технологической цепочки в рамках АО-энерго.

Реформирование отрасли и создание генерирующих, сетевых, сбытовых, сервисных компаний, осуществляющих самостоятельный бизнес, расширяет перечень ценовых ставок, поскольку на каждый вид товара и каждый вид услуг в отдельности устанавливаются цены и тарифы.

Тарифы — это стоимость единицы продукции или услуги, по которой осуществляются расчеты за электрическую и тепловую энергию, и оказываемые услуги.

В систему тарифов (цен) на рынке энергии и мощности входят:

- Тарифы (цены) на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке и/или их предельные (минимальные или максимальные) уровни, включая регулируемый сектор, сектор отклонений и сектор свободной торговли.
- Тарифы (цены) на электрическую энергию (мощность) и тепловую энергию (мощность) на розничном рынке.
- Тарифы (размер платы) за услуги, оказываемые на оптовом и розничном рынках электрической энергии и на розничном рынке тепловой энергии.

В процессе формирования тарифов на электрическую и тепловую энергию учитываются:

- особенности процессов производства и потребления энергии,
- особенности электрической и тепловой энергии как товара,
- особенности рынка энергии и мощности.

*Особенности процессов производства и потребления энергии, влияющие на величину тарифа:*

- Невозможность складирования энергии при совпадении во времени процессов ее производства, передачи и потребления вызывает необходимость поддержания генерирующих мощностей и ЛЭП в состоянии, способном в любой момент времени обеспечить увеличение производства и передачи энергии в соответствии с ростом электропотребления. Поддержание рабочей мощности в работоспособном состоянии сопряжено с затратами, которые имеют место независимо от объема энергопотребления и должны учитываться в составе тарифа.
- Дополнительно в тарифе должны учитываться затраты на содержание резервных мощностей, необходимых для обеспечения надежного энергоснабжения. В принципе, чем большую надежность энергоснабжения обеспечивает энергоснабжающая организация, тем значительно больше затраты на содержание резерва и тем выше плата за услуги по обеспечению системной надежности.
- Ввиду различия условий производства и передачи электроэнергии по территории страны тарифы на электроэнергию дифференцированы по территориальным зонам (энергозонам). Энергозоны различаются по структуре выработки электроэнергии, видам используемого топлива, ценам на топливо и иные ресурсы, что приводит к разной цене электроэнергии.

- Режим потребления энергии влияет на себестоимость и тариф на электроэнергию. Более равномерный режим энергопотребления способствует сокращению удельных расходов топлива на производство энергии и топливных затрат, а также снижению максимальных нагрузок энергосистемы и экономии капитальных затрат в результате возможного сокращения ввода новых мощностей. Поскольку энергоснабжающие организации заинтересованы в увеличении потребления энергии потребителями с плотным графиком нагрузки, тарифы на энергию для таких потребителей устанавливают более низкими по сравнению с тарифами для потребителей с резко переменным режимом энергопотребления.

*Особенности электрической (тепловой) энергии как товара и услуг на рынке, учитываемые при формировании тарифов:*

- Энергия — это товар, который в любой момент времени должен обладать определенным качеством (напряжением, частотой, синусоидальностью), соответствующим нормативным величинам, поддержание которых требует дополнительных затрат.
- Примечательно, что даже при одинаковых качественных параметрах электроэнергии тариф может быть различным в зависимости не только от цены топлива, типа и параметров энергетического оборудования, но и от времени производства энергии (базисная или пиковая, летняя, зимняя энергия), надежности энергоснабжения, географического размещения потребителей.
- Аналогичная ситуация наблюдается и в отношении тепловой энергии, для которой при одинаковых качественных параметрах (температуре и давлении воды и пара) тариф зависит от вида теплопроизводящей установки (ТЭЦ, котельная), типа и мощности теплогенерирующего оборудования, сезона года, цены на топливо.
- Образование новых субъектов рынка энергии и мощности — электросетевых, сервисных компаний — привело к выделению самостоятельных видов услуг (по передаче энергии (мощности) по ЕНЭС, по распределению энергии по региональным сетям, по ремонту, по сбыту энергии, по диспетчеризации, коммерческих услуг АТС, услуг по поддержанию системной надежности) и формированию платы за оказание каждого вида услуг.
- Эластичность спроса на электроэнергию от величины тарифа в кратко- и долгосрочном периодах неодинакова. Спрос на электроэнергию применительно ко всем категориям потребителей совершенно неэластичен в краткосрочном периоде. По оценкам специалистов при изменении тарифов в пределах 20–50% спрос на электроэнергию абсолютно неэластичен (исключение составляют энергоемкие потребители). Спрос на электроэнергию начинает реагировать (снижаться) при двукратном увеличении тарифа (без учета электроемких потребителей). В долгосрочном периоде спрос на электроэнергию может быть более эластичен, поскольку в результате изменения тарифов возможны перемены в технологии промышленных процессов и изменении стиля жизни населения.

*Основные особенности рынка электрической энергии и мощности, влияющие на формирование тарифов:*

- Двухуровневость рынка: высший уровень — оптовый рынок энергии и низший — розничный рынок, принципы формирования тарифов на которых должны быть не противоречивыми, а согласованными.
- Розничный рынок включает два взаимосвязанных, но при этом достаточно обособленных рынка: электроэнергетики и тепла, субъектами которых наряду с другими электростанциями являются ТЭЦ. Выбор метода распределения затрат на ТЭЦ между электроэнергией и теплом оказывает влияние на величину тарифов на электрическую и тепловую энергию.
- Энергетический рынок одновременно является монопольным и конкурентным. Так, для большинства населения розничный рынок электроэнергии — монопольный, так как индивидуальный потребитель, как правило, не имеет возможности построить собственную электростанцию. Крупные потребители могут построить собственную электро- или теплогенерирующую установку, которая составит конкуренцию энергогенерирующим установкам АО-энерго, ТЭК.
- Естественный монополизм диспетчеризации и транспорта энергии вызывает необходимость государственного регулирования тарифов на услуги по диспетчеризации, передаче и распределению энергии. В сфере производства электроэнергии и тепла рынок либерализуется, в результате

будет увеличиваться доля электроэнергии, реализуемая на конкурентном секторе оптового рынка энергии, в котором применяют свободные рыночные цены.

- На рынке продавцы энергии (ТЭС, АЭС, ГЭС), предъявляющие энергию по разным тарифам, вступают в рентные отношения.
- Тарифы на покупку электроэнергии потребителями включают тариф на генерацию, плату за услуги по передаче, распределению, диспетчеризации и сбыту электрической и тепловой энергии.

## 12.2. Принципы формирования тарифов на электрическую и тепловую энергию

Основополагающим принципом формирования тарифа для любого условно-замкнутого рынка является принцип сохранения балансов поставок (покупки) и отпуска (продажи) энергии (материальный баланс) и получения необходимой валовой выручки для осуществления данного вида деятельности (стоимостной баланс), обеспечивающей покрытие нормативных затрат на производство и передачу энергии, а также получение прибыли, достаточной для выплаты налогов и обеспечения развития энергоснабжающей организации.

Основной принцип ценообразования заключается в том, что тарифы должны базироваться на полных издержках энергоснабжения, то есть на так называемой стоимости обслуживания. Каждый потребитель должен полностью оплачивать затраты энергоснабжающей организации, связанные с его энергоснабжением, и обеспечивать необходимую для развития компании прибыль. В основе формирования тарифов на электрическую и тепловую энергию лежат следующие принципы:

- государственное регулирование тарифов в естественно-монопольной сфере деятельности (диспетчеризация, передача, распределение энергии) и переход к свободным рыночным ценам в конкурентной сфере (генерация);
- формирование тарифов (цен), исходя из обязательного отдельного учета объемов продукции (услуг), доходов и расходов по производству, передаче, сбыту энергии.

Система тарифов должна отвечать следующим основным требованиям:

- устойчивое обеспечение энергетической компании финансовыми ресурсами для покрытия текущих и инвестиционных затрат;
- соответствие тарифов дифференцированной стоимости обслуживания разных категорий потребителей;
- стимулирование снижения издержек производства, передачи, распределения и реализации энергии;
- рационализация режимов потребления электрической и тепловой энергии и снижение потерь в сетях. Стимулирование потребителей в снижении нагрузки в часы максимальных пиковых нагрузок в энергосистеме и повышении ее в часы ночных провалов в графике нагрузки;
- повышение эффективности энергоиспользования. Стремление максимально заинтересовать потребителей в энергосбережении и рациональном расходовании электрической и тепловой энергии;
- приемлемость тарифов как для производителей, так и для потребителей энергии;
- обеспечение социальной защиты малообеспеченных слоев населения;
- обеспечение простоты измерений энергопотребления и расчетов с потребителями;
- стимулирование увеличения или снижения спроса на энергию отдельных групп потребителей;
- ясность тарифов по своей цели и понятность потребителям энергии;
- гибкость тарифной системы с дифференциацией тарифов по группам потребителей, по территориальным, временным зонам, по видам энергоносителей, качественным параметрам, надежности энергоснабжения.

## 12.3. Система тарифов на электрическую энергию

В процессе обращения энергии на рынке применяют тарифы (цены) на покупку и тарифы на продажу энергии (мощности), которые могут иметь одно-, двух- и многоставочную структуру (рис. 12.1).

### Система одноставочных тарифов на электрическую энергию.

Одноставочный тариф характеризует плату за купленный/проданный киловатт-час активной электрической энергии.

Одноставочный тариф — простейшая форма тарифов, при которой размер платы за потребленную энергию определяется по одной ставке (цене) за киловатт-час.

Одноставочный тариф бывает двух видов: пропорциональный и регрессивный. В свою очередь, в составе регрессивного тарифа выделяют ступенчатый тариф и блок-тариф (рис. 12.1).

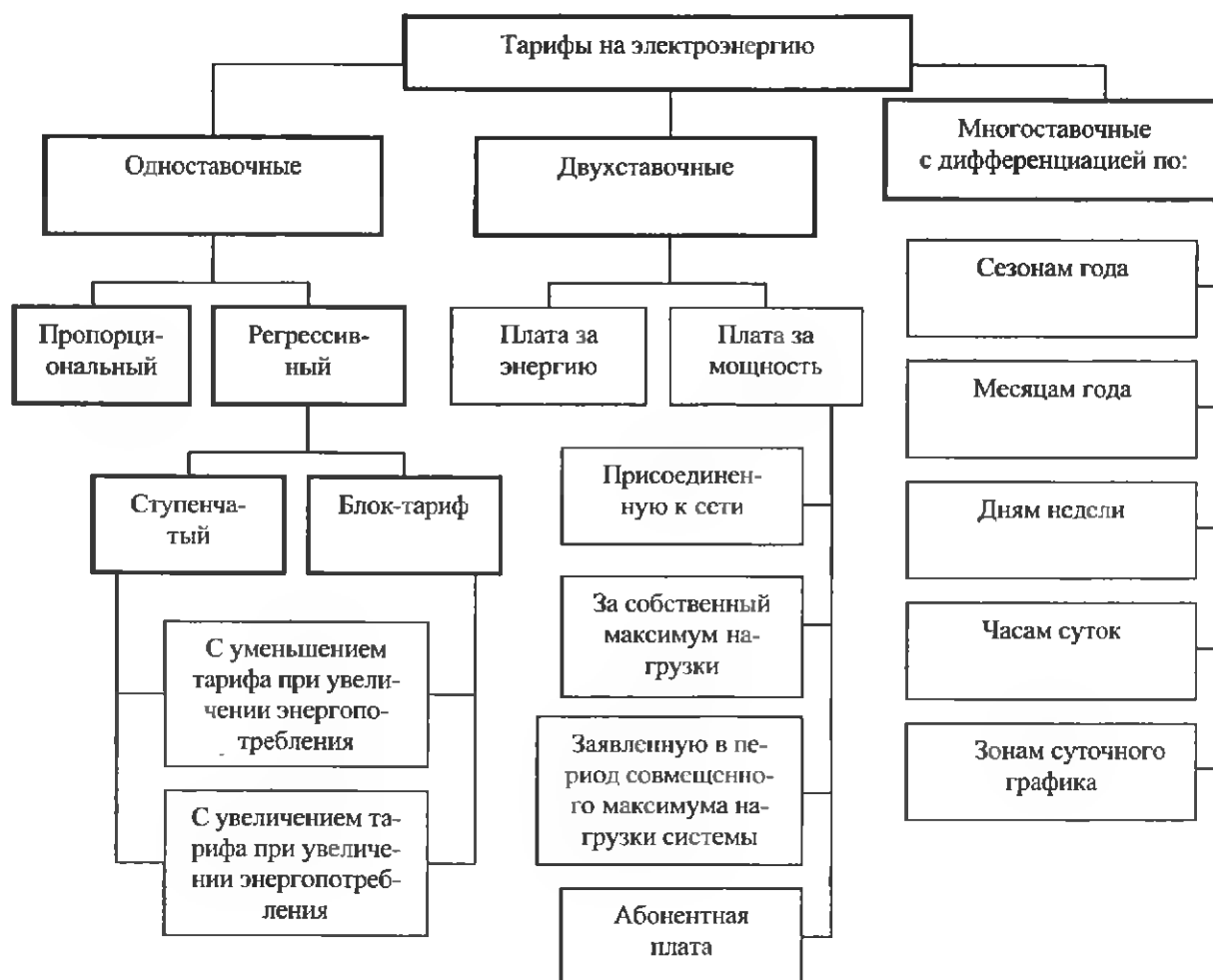


Рис. 12.1. Системы тарифов на электрическую энергию

Пропорциональный одноставочный тариф предусматривает установление единой тарифной ставки за проданный (купленный) кВт · ч независимо от объема и режима потребления энергии. При этом плата за потребленную электроэнергию (Пл<sup>з</sup>) определяется умножением одноставочного тарифа (Т<sub>з</sub>) на объем потребления (Э<sub>потр.</sub>):

$$\text{Пл}^з = T_z \cdot \text{Э}_{\text{потр.}} \text{ (руб./год).}$$

Данная форма одноставочного тарифа проста, понятна потребителю и требует для своего применения простейших приборов учета — счетчиков.

В то же время размер одноставочного пропорционального тарифа не зависит от режима использования производственной мощности предприятия. Тариф одинаков как в часы ночного провала, так и в часы максимума нагрузки, в результате у потребителя отсутствует экономическая заинтересованность в улучшении режима использования производственной мощности собственного предприятия, а следовательно, в уплотнении графика нагрузки энергосистемы.

Одноставочные тарифы применяют для расчетов с населением, учреждениями, организациями, потребителями небольшой мощности, а также потребителями, имеющими равномерный характер потребления энергии (электроемкие промышленные производства и электрифицированный транспорт). При одноставочном тарифе при изменении спроса и, соответственно, объема производства

цена на энергию постоянна, а себестоимость меняется, в результате имеет место разрыв между изменяющейся себестоимостью энергии и постоянным тарифом (рис. 12.2). В этом состоит основной недостаток одноставочного тарифа.

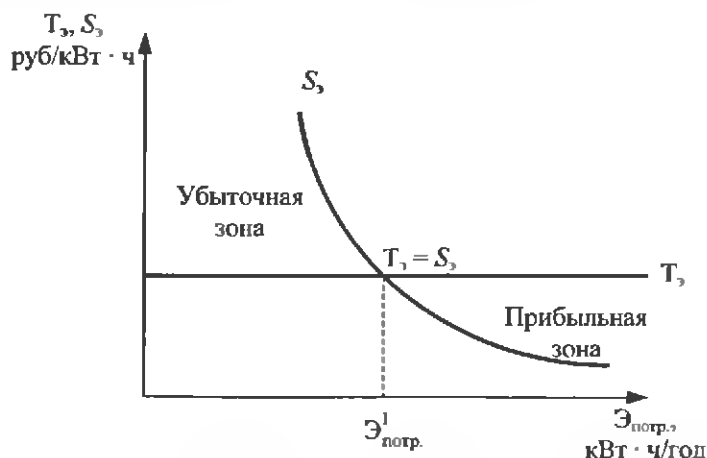


Рис. 12.2. Зависимость себестоимости ( $S_{\mathcal{E}}$ ) и пропорционального одноставочного тарифа ( $T_{\mathcal{E}}$ ) от объема потребления энергии ( $\mathcal{E}_{\text{потр}}$ )

Сокращение электропотребления до величины менее  $\mathcal{E}_{\text{потр}}^1$  приводит к убыткам энергоснабжающей организации, так как в диапазоне потребления от 0 до  $\mathcal{E}_{\text{потр}}^1$  тариф на электроэнергию меньше себестоимости ( $T < S$ ).

Одноставочный регрессивный тариф предполагает изменение тарифной ставки за потребленный кВт · ч в зависимости от объема потребления энергии. В эту группу тарифов входят:

- ступенчатый тариф;
- блок-тариф.

В свою очередь ступенчатый тариф и блок-тариф имеют две модификации:

- с уменьшающейся тарифной ставкой при увеличении объема покупаемой энергии;
- с увеличивающейся тарифной ставкой при увеличении объема покупаемой энергии.

В основе построения ступенчатого тарифа лежит деление объема потребления энергии на ступени ( $\mathcal{E}^i$ ) и установление для каждой ступени величины тарифной ставки; при этом отсчет каждой ступени начинается от начала координат (рис. 12.3).

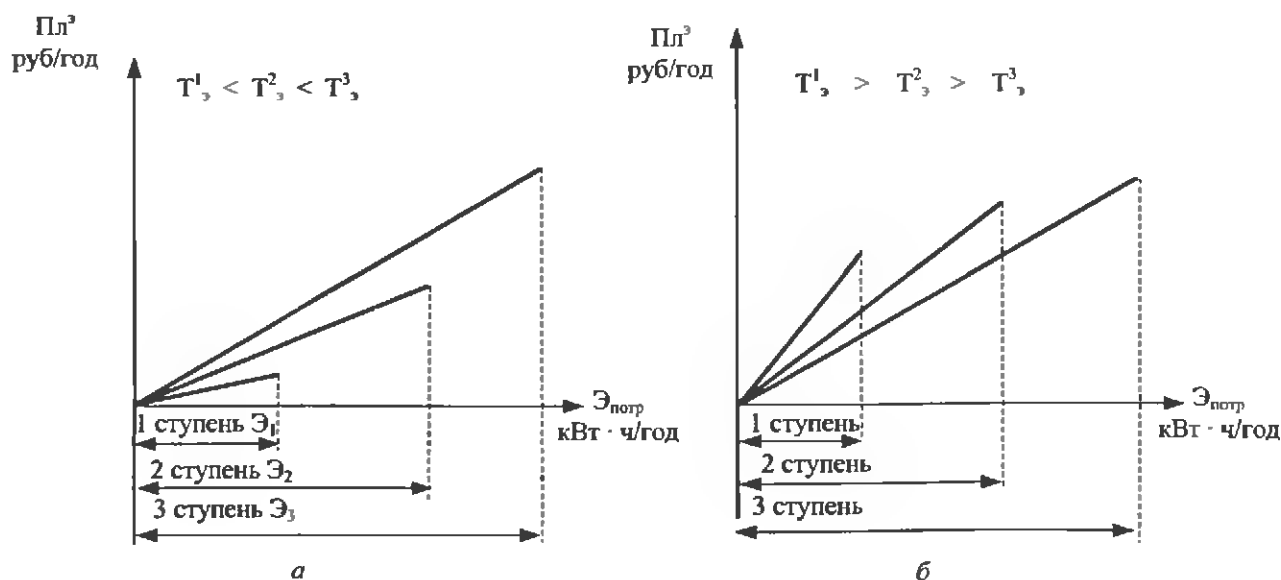


Рис. 12.3. Изменение платы за электроэнергию при использовании ступенчатого тарифа



Ступенчатый тариф с возрастающей тарифной ставкой при увеличении объема покупки (рис. 12.3, а) используется в условиях дефицитного электробаланса района в целях сокращения или рационализации энергопотребления. Однако следует отметить, что ступенчатые и блок-тарифы с увеличивающейся тарифной ставкой при увеличении энергопотребления противостоят закономерности снижения себестоимости производства при увеличении выработки электроэнергии.

В соответствии со второй модификацией ступенчатого тарифа ставка за каждый кВт · ч уменьшается с ростом объема потребления электроэнергии (рис. 12.3, б). Применение данной формы тарифа заинтересовывает потребителей в увеличении объема электропотребления.

Плата за потребленную электроэнергию при использовании в расчетах ступенчатого тарифа определяется, исходя из объема потребления ( $\mathcal{E}_{\text{потр.}}^i$ ) и тарифной ставки, соответствующей ступени ( $T_i^j$ ):

$$\text{Пл}^j = \mathcal{E}_{\text{потр.}}^i \cdot T^i \quad (\text{руб./год}).$$

Применение блочных тарифов требует деления шкалы электропотребления на последовательные блоки, для каждого из которых устанавливается своя тарифная ставка — увеличивающаяся (рис. 12.4, а) или уменьшающаяся (рис. 12.4, б) с ростом потребления электрической энергии.

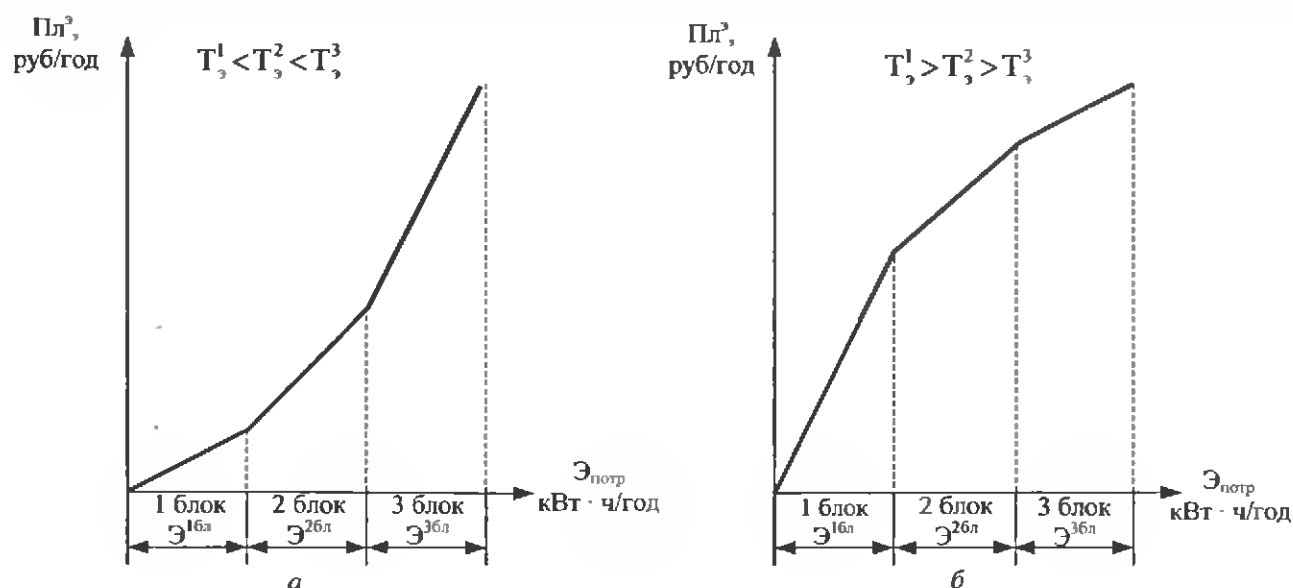


Рис. 12.4. Изменение платы за электрическую энергию при использовании блок-тарифа

При использовании блок-тарифа покупатель оплачивает электроэнергию по разным тарифным ставкам в зависимости от объема потребления:

$$\text{Пл}^j = \mathcal{E}_{\text{потр.}}^{1\text{бл}} \cdot T_1^1 + \mathcal{E}_{\text{потр.}}^{2\text{бл}} \cdot T_2^2 + \mathcal{E}_{\text{потр.}}^{3\text{бл}} \cdot T_3^3.$$

Тарифы с дифференцированной ставкой в зависимости от объема потребления энергии относятся к группе социальных тарифов, так как они позволяют защитить население с низким уровнем доходов. Наличие среди населения малоимущих слоев, не имеющих возможности оплачивать потребленную электроэнергию по ее реальной стоимости, приводит к необходимости определения предельно допустимого социального норматива электропотребления и выделения для данной социальной группы субсидий. Например, при применении блок-тарифа в пределах нормативного электропотребления (первый блок) оплата производится по более низкому тарифу, за сверхнормативное — по более высокому тарифу. Введение ступенчатого и блок-тарифа предполагает выделение среди населения групп с разным уровнем доходов и, в частности, групп населения, не имеющих возможность платить за электроэнергию по реальной стоимости.

К преимуществам одноставочных форм тарифов относится их предельная простота в применении, а к недостаткам — отсутствие заинтересованности потребителей в выравнивании энергопотребления в течение суток, а также возмещение производителям энергии условно-постоянных затрат при нулевом энергопотреблении.

*Система двухставочных тарифов на электрическую энергию*

Двухставочный тариф — более сложная по сравнению с одноставочным система тарифов, включающая плату за мощность, и плату за каждый потребленный кВт · ч электроэнергии.

Ставка по тарифу за мощность возмещает производителю энергии постоянные затраты на производство и реализацию энергии (амортизационные расходы, затраты на оплату труда, социальные отчисления и прочие постоянные расходы), то есть затраты на поддержание мощности в работоспособном состоянии, а также включает часть прибыли. В результате ставка по тарифу за мощность определяется по формуле:

$$T_N = S_{\text{пост.}}^N + \Pi_N \text{ (руб./кВт)},$$

где  $S_{\text{пост.}}^N$  — постоянная составляющая себестоимости на производство энергии в расчете на единицу мощности, то есть  $S_{\text{пост.}}^N = I_{\text{пост.}} / N$ , руб./кВт;  $\Pi_N$  — прибыль, учитываемая в тарифной ставке за мощность, руб./кВт.

Плата за мощность, взимаемая авансом за месяц или год, обеспечивает покрытие постоянных расходов на содержание мощности энергоснабжающей организации, гарантируя ей определенную экономическую стабильность, независимо от объема потребления энергии.

Ставка по тарифу за электроэнергию возмещает компании переменные расходы и часть прибыли. К переменным относятся затраты, зависящие от объема производства энергии и в первую очередь — топливные затраты.

Ставка по тарифу за потребленную энергию составляет:

$$T_3 = S_{\text{перем.}} + \Pi_3 \text{ (руб./кВт · ч)},$$

где  $S_{\text{перем.}}$  — переменная составляющая себестоимости электроэнергии, руб./кВт · ч;  $\Pi_3$  — прибыль, учитываемая в составе ставки по тарифу за потребленную электроэнергию, руб./кВт · ч.

Плановая прибыль, которую должны обеспечить потребители (покупатели) электроэнергии производителю, распределяется между ставкой платы за мощность и ставкой платы за потребленную энергию соответственно структуре затрат на производство электроэнергии.

Система двухставочных тарифов предполагает использование различных моделей тарификации:

- с платой за присоединенную мощность потребителя к сетям энергоснабжающей организации;
- с платой за заявленный собственный максимум нагрузки потребителя;
- с платой за заявленную мощность потребителя, которой он участвует в совмещенном максимуме нагрузки энергосистемы;
- с абонентной платой.

Двухставочный тариф с платой за присоединенную мощность предполагает взимание ставки за один кВА присоединенной к сетям мощности трансформаторов и высоковольтных двигателей потребителей. Для современных схем электроснабжения характерна трансформация энергии на рабочее напряжение непосредственно у приемников энергии (глубокий ввод) и использование многомоторного привода, что вызывает опережающий рост числа и мощности трансформаторов и электродвигателей у потребителей по сравнению с ростом генерирующих мощностей. Увеличение присоединенной мощности вызывает рост платы по тарифу, что невыгодно для потребителей. Такая ситуация приводит к тому, что при проектировании схем электроснабжения предприятия пытаются искусственно занижать присоединенную мощность, работая в реальных условиях в зоне загрузки трансформаторов выше экономической. Это приводит к увеличению потерь в трансформаторах и, соответственно, росту максимальной электрической нагрузки энергосистемы.

В целях устранения указанного недостатка был предложен двухставочный тариф с платой за заявленный собственный максимум электрической нагрузки потребителя (рис. 12.5).

При использовании данной формы двухставочного тарифа плата за потребленную электроэнергию определяется:

$$\text{Пл}^2 = T_N \cdot N_{\text{соб. макс}}^{\text{заявл.}} + T_3 \cdot \mathcal{E}_{\text{потр.}}$$

где  $T_N$  — ставка по тарифу за мощность, руб./кВт;  $N_{\text{соб. макс}}^{\text{заявл.}}$  — заявленный собственный максимум нагрузки потребителя, кВт;  $T_3$  — плата за каждый потребленный кВт · ч, руб./кВт · ч;  $\mathcal{E}_{\text{потр.}}$  — объем потребления электроэнергии потребителем, кВт · ч/год.

Потребители платой по тарифу за мощность должны возмещать генерирующей компании затраты на содержание  $N_{\text{совм. макс}}^{\text{эн. сист}}$ . Однако, при несовпадении во времени максимальных нагрузок отдельных потребителей с совмещенным максимумом нагрузки энергосистемы, арифметическая сумма максимальных нагрузок потребителей будет больше совмещенного максимума нагрузки системы. Соответственно, плата за собственный заявленный максимум нагрузки всеми потребителями превысит величину постоянных затрат, необходимых для содержания мощности  $N_{\text{совм. макс}}^{\text{эн. сист}}$  в работоспособном состоянии, что несправедливо по отношению к потребителям.

Третья модификация двухставочного тарифа — тариф с платой за заявленную потребителем мощность, которой он участвует в формировании совмещенного максимума нагрузки энергосистемы —  $N_{\text{потр.}}^{\text{уч. в макс}}$  (рис. 12.6) состоит из годовой (месячной) платы за 1 кВт заявленной потребителем мощности, участвующей в совмещенном максимуме нагрузки энергосистемы и платы за 1 кВт · ч потребленной активной электроэнергии.

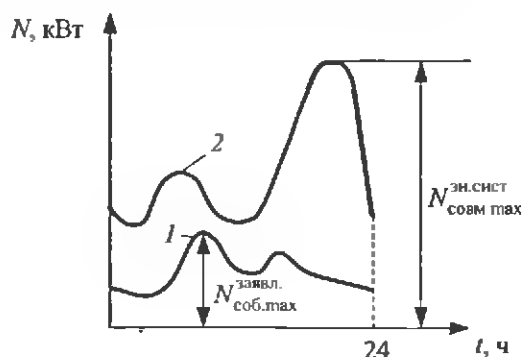


Рис. 12.5. Собственный заявленный максимум нагрузки потребителя и совмещенный максимум нагрузки энергосистемы (1 — суточный график нагрузки потребителя, 2 — совмещенный суточный график нагрузки энергосистемы)

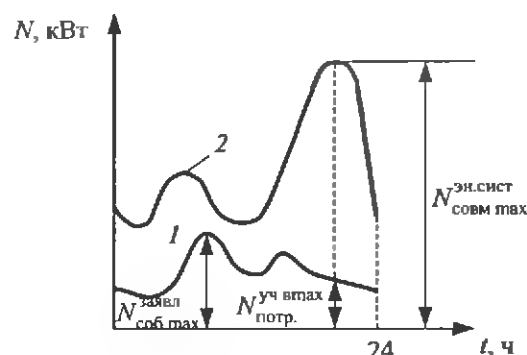


Рис. 12.6. Заявленная мощность потребителя, которой он участвует в формировании совмещенного максимума нагрузки энергосистемы

Плата за потребленную энергию при использовании данной формы тарифа определяется по формуле:

$$\text{Пл}^3 = T_N \cdot N_{\text{потр.}}^{\text{уч. в макс}} + T_3 \cdot \mathcal{E}_{\text{потр.}}$$

где  $T_N$  — ставка по тарифу за каждый кВт мощности, которым потребитель участвует в формировании совмещенного максимума нагрузки энергосистемы, руб./кВт;  $N_{\text{потр.}}^{\text{уч. в макс}}$  — мощность, которой потребитель участвует в формировании совмещенного максимума нагрузки энергосистемы, и которая зафиксирована в договоре энергоснабжения, кВт;  $T_3$  — ставка по тарифу за каждый кВтч потребленной электроэнергии потребителем, руб./кВт · ч;  $\mathcal{E}_{\text{потр.}}$  — объем потребления электроэнергии, кВт · ч.

Двухставочный тариф с платой за участие потребителя в совмещенном максимуме нагрузки энергосистемы в значительной степени устраняет вышеназванные недостатки двухставочного тарифа с формой платы за присоединенную мощность и за собственный заявленный максимум нагрузки потребителя, так как постоянные расходы, связанные с содержанием мощности энергосис-

темы в работоспособном состоянии, более справедливо распределяются между потребителями — пропорционально их участию в формировании совмещенного максимума нагрузки энергосистемы.

*Двухставочный тариф с абонентной платой* предполагает взимание платы за содержание генерирующей мощности в работоспособном состоянии в рублях на потребленный кВт · ч. Расчет двухставочного тарифа с абонентной платой основан на разделении утвержденного одноставочного тарифа ( $T_3$ ) на две составляющие: тариф абонентной платы ( $T_1$ ) и топливную составляющую тарифа ( $T_2$ ):

$$T_3 = T_1 + T_2.$$

При этом тариф абонентной платы  $T_1$  должен возмещать постоянные,  $T_2$  — переменные (топливные) затраты на производство электроэнергии и обеспечивать необходимую прибыль.

Переменная составляющая тарифа соответствует топливной составляющей себестоимости электроэнергии, а также части прибыли, и определяется расчетным путем, исходя из средней цены топлива ( $C_T$ ) и удельных нормативных расходов топлива на отпущенный с шин станции кВт · ч энергии ( $v_{\text{норм}}^3$ ):

$$T_2 = v_{\text{норм}}^3 \cdot C_T + P_3 \quad (\text{руб./кВт} \cdot \text{ч}),$$

где  $P_3$  — часть прибыли, возмещаемая производителю электроэнергии и относимая на плату за каждый потребленный кВт · ч.

Тариф абонентной платы определяется по формуле:

$$T_1 = T_3 - T_2 \quad (\text{руб./кВт} \cdot \text{ч}),$$

В общем случае плата за потребленную электроэнергию составит:

$$Пл^3 = T_1 \cdot \mathcal{E}_{\text{дог.}} + T_2 \cdot \mathcal{E}_{\text{факт}} \quad (\text{руб./год}),$$

где  $\mathcal{E}_{\text{дог.}}$ ,  $\mathcal{E}_{\text{факт.}}$  — договорной и фактический объем электропотребления.

К преимуществам системы двухставочных тарифов перед одноставочными тарифами относятся:

- двухставочный тариф заинтересовывает потребителей в уплотнении суточного графика нагрузки энергосистемы, что видно при преобразовании двухставочного тарифа в средний одноставочный тариф:

$$T_{\text{ср.}}^3 = \frac{Пл^3}{\mathcal{E}_{\text{потр}}} = \frac{T_N \cdot N_{\text{потр.}}^{\text{уч.вmax}}}{N_{\text{потр.}}^{\text{уч.вmax}} \cdot h} + \frac{T_2 \cdot \mathcal{E}_{\text{потр.}}}{\mathcal{E}_{\text{потр}}} = \frac{T_N}{h} + T_2 \quad (\text{руб./кВт} \cdot \text{ч}),$$

где  $T_N$  — ставка по тарифу за мощность, которой потребитель участвует в формировании максимума нагрузки энергосистемы, руб./кВт;  $N_{\text{потр.}}^{\text{уч.вmax}}$  — мощность, которой потребитель участвует в формировании совмещенного максимума нагрузки энергосистемы, кВт;  $h$  — число часов использования мощности  $N_{\text{потр.}}^{\text{уч.вmax}}$  в течение года, ч/год;  $T_2$  — плата по тарифу за каждый потребленный кВт · час электроэнергии;  $\mathcal{E}_{\text{потр.}}$  — потребление электроэнергии за год,  $\mathcal{E}_{\text{потр.}} = N_{\text{потр.}}^{\text{уч.вmax}} \cdot h$ .

Чем выше число часов использования мощности, которой потребитель участвует в совмещенном максимуме нагрузки системы, тем ниже ставка по тарифу за мощность ( $T_N / h$ ) и тем меньше средний тариф для потребителя. С другой стороны, увеличение  $h$  приводит к уплотнению суточного графика нагрузки системы, росту числа часов использования установленной мощности системы, снижению себестоимости электроэнергии, что выгодно энергоснабжающей организации.

В результате двухставочный тариф учитывает интересы как производителя, так и потребителя электроэнергии. Сочетание интересов производителей и потребителей энергии, с одной стороны, стимулирует повышение экономичности работы энергопредприятий и улучшение режима использования их мощностей и, с другой стороны, поощряет тех потребителей энергии, режим потребления которых способствует улучшению экономических показателей работы энергосистем.

- В отличие от одноставочного тарифа, двухставочный тариф изменяется в соответствии с изменением себестоимости производства и передачи электроэнергии.

С ростом электропотребления уменьшается себестоимость энергии ( $S^o$ ), ставка платы за мощность и средний тариф за потребленный кВт · ч ( $T_{ср}^2$ ) (рис. 12.7).

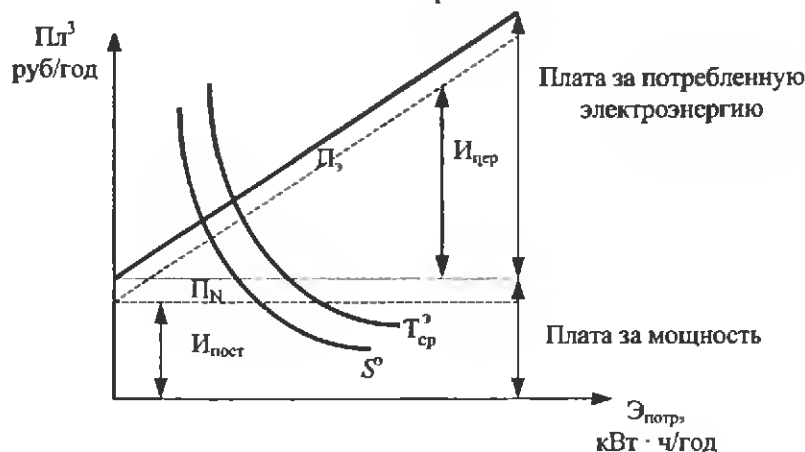


Рис. 12.7. Зависимость себестоимости, двухставочного тарифа и платы по тарифу от объема потребления энергии

- Двухставочный тариф стимулирует электростанции и генерирующие компании к увеличению рабочей мощности ( $N_{раб.}$ ) и выполнению диспетчерских заданий, так как чем больше  $N_{раб.}$  при данной установленной мощности, тем меньшая часть постоянных затрат приходится на единицу рабочей мощности и тем меньшим может быть тариф.
- Использование двухставочной формы тарифа создает условия для стабилизации финансового состояния энергоснабжающих организаций, так как плата за мощность вносится авансом и при любом электропотреблении возмещает постоянные затраты компании.

#### Многоставочные (зонные) тарифы

Для придания большей гибкости системе тарификации при расчете с покупателями энергии могут использоваться одноставочные (двухставочные) тарифы, дифференцированные в свою очередь:

- по сезонам года;
- по месяцам года;
- по дням недели;
- по часам суток;
- по зонам графика нагрузки;
- по территориальным зонам.

Использование нескольких ценовых ставок при определении платы за потребленную электроэнергию дало этим тарифам название *многоставочных*.

- Дифференциация тарифов на электроэнергию по сезонам года обусловлена стремлением достичь более равномерного режима энергопотребления в течение календарного года. В летний период ввиду уменьшения электропотребления целесообразно снижать тариф на электроэнергию, стимулируя тем самым увеличение потребления электроэнергии в этот период (рис. 12.8); в осенне-зимний период тариф должен быть более высоким.

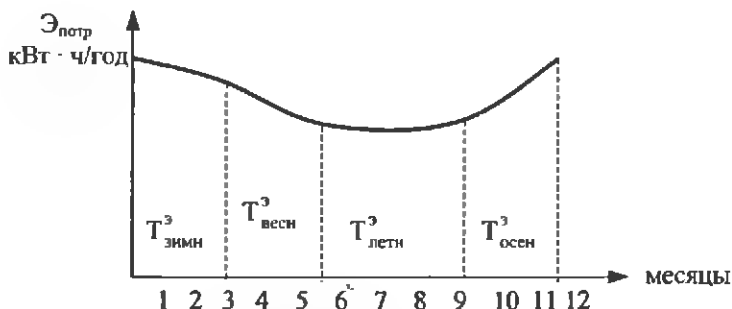


Рис. 12.8. Изменение тарифа на электроэнергию по сезонам года

Снижению тарифа в весенний и осенний периоды способствует увеличение выработки электроэнергии на ГЭС в результате весеннего и осеннего паводка, так как себестоимость производства электроэнергии на ГЭС ниже себестоимости электроэнергии на ТЭС.

Для территориальных генерирующих компаний с высокой долей выработки электроэнергии на ТЭЦ снижение тарифа в весенне-летний период затруднено ввиду увеличения в это время доли выработки электроэнергии на ТЭЦ по конденсационному режиму с высоким удельным расходом топлива на кВт · ч и, соответственно, более высокой себестоимостью по сравнению с зимним периодом. К тому же в весенне-летний период имеют место дополнительные затраты на ремонт и на создание сезонных запасов топлива на ТЭС.

- В целях регулирования электропотребления в разрезе недели тариф на электроэнергию может быть дифференцирован по дням недели. В дни с пониженным энергопотреблением (суббота, воскресенье) тариф может снижаться по сравнению с рабочими днями, что должно заинтересовывать потребителей в увеличении электропотребления в выходные дни.
- В типовом суточном графике нагрузки энергосистемы наблюдается резко выраженный провал в ночные часы, снижение нагрузки в дневные часы и увеличение нагрузки в период наступления утреннего и вечернего максимума. Для достижения более равномерного режима потребления тарифы дифференцируются по часам суток: тариф снижается в часы спада электропотребления и увеличивается в часы максимума нагрузки (рис. 12.9).

Минимальный тариф устанавливается для ночного периода ( $T_3^1$ ), максимальный — для периода вечернего максимума нагрузки ( $T_3^4$ ):

$$T_3^4 > T_3^2 > T_3^3 > T_3^1.$$

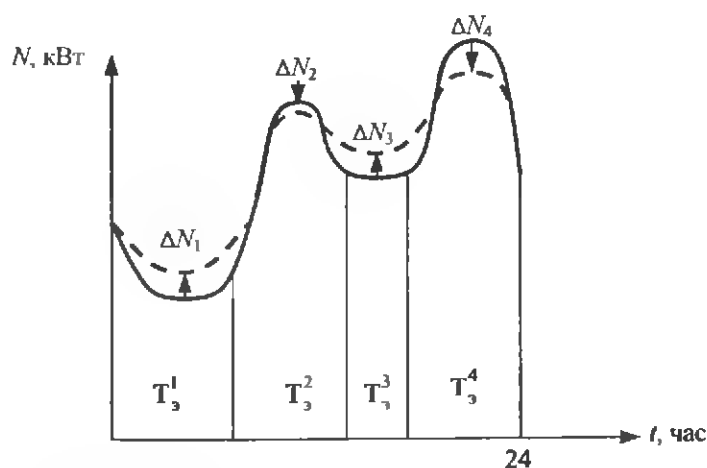


Рис. 12.9. Дифференциация тарифа на электроэнергию по часам суток

Дифференциация тарифа по часам суток приводит к перемещению нагрузки на ночные часы, уплотнению графиков нагрузки, увеличению нагрузки в периоды провала ( $\Delta N_1$ ,  $\Delta N_3$ ) и снижению нагрузки в периоды максимальных нагрузок ( $\Delta N_2$ ,  $\Delta N_4$ ), что увеличивает число часов использования установленной мощности электростанций при том же суточном потреблении электроэнергии и снижает себестоимость электроэнергии, создавая условия для снижения тарифа на электроэнергию. К тому же снижение нагрузки в часы «пик» дает возможность уменьшить ввод мощности и сократить капиталовложения на ее создание.

Недостатком данной формы тарифов является то, что во многих случаях они не в полной мере способствуют снижению величины максимума нагрузки, так как расчет с потребителями производится по одинаковому тарифу за обширную зону суточного времени.

Все виды тарифов, за потребленную энергию, в определенной степени нацелены на решение следующих задач:

- возмещение затрат и получение прибыли энергоснабжающими организациями за продукцию и услуги, поставляемые на рынок энергии и мощности;
- управление режимами электро- и теплопотребления;

- стабилизацию экономического положения энергоснабжающих организаций при незапланированном снижении спроса на энергию;
- стимулирование увеличения или снижения спроса на энергию отдельными потребителями или группами потребителей.

Первая задача, касающаяся возмещения затрат и получения прибыли, решается всеми видами тарифов — одноставочными, двухставочными и многоставочными, так как в основе формирования тарифов на розничном рынке и в регулируемом секторе оптового рынка лежит затратный подход, обеспечивающий энергоснабжающей организации получение необходимой валовой выручки, включающей затраты на производство, передачу и реализацию энергии и необходимую прибыль. Размер получаемой прибыли зависит от величины тарифа, а не от его вида.

Использование двухставочных тарифов с основной платой за собственный заявленный максимум нагрузки потребителя или за заявленную мощность, которой потребитель участвует в формировании графика нагрузки, а также многоставочные тарифы позволяют управлять режимами электропотребления.

Все виды двухставочных тарифов авансируют плату за мощность в рамках заявленного потребления и стабилизируют экономическое положение энергоснабжающей организации (табл. 12.1).

Таблица 12.1

Сравнительная характеристика видов тарифов

| Вид тарифа                                                                                 | Цель, достигаемая при использовании тарифа данного вида                                                                             | Способ воздействия                                                                     |
|--------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------|
| Одноставочный ступенчатый и блок-тариф:                                                    |                                                                                                                                     |                                                                                        |
| — с увеличением тарифа при увеличении электропотребления                                   | Ограничение электропотребления при дефиците электро-баланса.<br>Защита малоимущих слоев населения                                   | Увеличение тарифа с ростом электропотребления                                          |
| — с уменьшением тарифа при увеличении электропотребления                                   | Стимулирование увеличения электропотребления                                                                                        | Уменьшение тарифа с ростом потребления                                                 |
| Двухставочные тарифы всех видов                                                            | Стабилизация финансового положения энергоснабжающей компании.<br>Уплотнение графика нагрузки                                        | Авансирование платы за заявленную мощность или договорной объем электропотребления     |
| — с платой за собственный заявленный максимум                                              | Управление режимами электропотребления                                                                                              | Уменьшение платы за мощность с уменьшением собственного заявленного максимума нагрузки |
| — с платой за мощность, участвующую в формировании совмещенного максимума нагрузки системы | Управление режимами электропотребления. Справедливое распределение между потребителями затрат на содержание мощности энергокомпании | Снижение платы за единицу мощности при уплотнении графика нагрузки                     |
| Многоставочные тарифы                                                                      | Управление режимами потребления                                                                                                     | Снижение тарифа во внепиковые периоды времени                                          |

#### 12.4. Система тарифов на тепловую энергию

Система тарифов на тепловую энергию базируется на затратном подходе, в соответствии с которым тарифы должны возмещать энергоснабжающей организации необходимую валовую выручку.

В целях выполнения регулирующих и стимулирующих функций тарифы на тепло дифференцируются:

- по регионам страны, что вызвано различием в условиях производства и передачи тепловой энергии (разные виды теплогенерирующего оборудования на ТЭЦ и котельных, разные цены на топливо, разные удельные расходы топлива на производство Гкал тепла и т.д.);
- по группам потребителей;
- по видам теплоносителей (пар, горячая вода);
- по параметрам теплоносителя в зависимости от энергетической ценности (потенциала) энергоносителя (пара, горячей воды);

- в зависимости от участия (или неучастия) потребителя в регулировании режимов теплоснабжения (прохождение максимумов нагрузки, нерасчетных похолоданий, различных аварийных ситуаций);
- по сезонам года.

Среди потребителей тепла выделяются бюджетные и прочие потребители или производится более детальная группировка с выделением следующих категорий:

- население (муниципальные и кооперативные жилищные организации);
- бюджетные организации;
- коммерческие организации, включая промышленные;
- сельскохозяйственные потребители;
- теплично-парниковое хозяйство.

Для расчетов с потребителями тепла возможно использование следующих основных видов тарифов:

- абонентский тариф (плата за определенный уровень комфорта);
- одноставочный тариф;
- двухставочный тариф;
- многоставочный тариф.

По абонентскому тарифу расплачивается население (абоненты) за тепло, потребляемое на отопление одного квадратного метра отапливаемой площади, исходя из норм теплоснабжения; за горячую воду, исходя из норм водопотребления на одного человека.

В расчетах за потребленную тепловую энергию другими группами потребителей используются в основном пропорциональные одноставочные и реже — двухставочные тарифы.

Плата за тепловую энергию с использованием пропорционального одноставочного тарифа с платой за каждую Гкал тепла, использованную потребителем, определяется по формуле:

$$\text{Пл}^q = T_q \cdot Q_{\text{потр.}} \text{ (руб./год),}$$

где  $T_q$  — тариф на тепловую энергию, руб./Гкал;  $Q_{\text{потр.}}$  — объем потребленной абонентом тепловой энергии, Гкал/год.

Применение двухставочного тарифа требует установки специальных измерительных приборов для замера тепловой нагрузки абонента в Гкал/час и количества тепла, потребленного за период (Гкал/мес, Гкал/год).

Согласно двухставочному тарифу на тепловую энергию (аналогично двухставочному тарифу на электрическую энергию) первая ставка ( $T_1$ ) берется за потребляемую абонентом (договорную) тепловую мощность, возмещающая энергоснабжающей организации постоянные расходы на поддержание теплогенерирующих установок в работоспособном состоянии и включает часть прибыли. Вторая ставка по тарифу ( $T_2$ ) взимается за каждую потребленную абонентом Гкал тепла, возмещает энергоснабжающей организации переменные (топливные) затраты и включает часть прибыли.

Тариф на тепловую энергию зависит от вида и параметров теплоносителя, передаваемого потребителю. Это могут быть: горячая вода, отборный пар, редуцированный, острый пар. С увеличением параметров пара тариф на Гкал тепла возрастает, при этом тариф на тепло в паре выше тарифа на тепловую энергию, поставляемую в виде горячей воды.

В целях эффективного использования тепловой энергии и максимального возврата конденсата теплогенерирующей установке тарифы на отпускаемую потребителям тепловую энергию устанавливаются, исходя из полного (100%) возврата конденсата потребителями тепла энергоснабжающей организации. В случае полного или частичного невозврата конденсата потребители возмещают энергоснабжающей организации затраты на воду и ее химическую подготовку по тарифу, установленному по согласованию сторон.

При использовании двухставочного тарифа плата за потребленную тепловую энергию определяется:

$$\text{Пл} = T_1 Q_{\text{час}}^{\text{дог.}} + T_2 Q_{\text{потр.}},$$

где  $Q_{\text{час}}^{\text{дог.}}$  — потребляемая абонентом тепловая мощность, указанная в договоре энергоснабжения, Гкал/час;  $T_1$  — плата по тарифу за потребляемую тепловую мощность, руб./Гкал/час;  $T_2$  — плата



- предельные уровни тарифов на тепловую энергию, производимую электростанциями с комбинированным циклом производства электроэнергии и тепла, поставляющими электроэнергию на оптовый рынок.

**Во-вторых,** в границах вышеуказанных предельных тарифов органы исполнительной власти субъектов РФ в области государственного регулирования тарифов до принятия закона о бюджете субъектов РФ на очередной год устанавливают на розничном рынке:

- тарифы на электроэнергию (мощность), поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям, в том числе для населения;
- тарифы на тепловую энергию, производимую теплогенерирующими установками;
- плату за услуги по передаче электрической (тепловой) энергии по сетям;
- сбытовые надбавки гарантирующих поставщиков.

Экономически обоснованные тарифы на электрическую (тепловую) энергию (мощность) на период регулирования определяются на основании:

- объема энергии в натуральном выражении, поставляемой энергоснабжающими организациями потребителям по регулируемым видам деятельности (НВВ);
- экономически обоснованной общей потребности энергоснабжающих организаций в финансовых средствах по регулируемым видам деятельности;
- распределения общей потребности в финансовых средствах между электрической и тепловой энергией.

Объемы продукции в натуральном выражении, поставляемые энергоснабжающими организациями, определяются на основании балансов электрической (тепловой) энергии (мощности) указанных организаций, разрабатываемых и утверждаемых Федеральной службой по тарифам.

Экономическое обоснование общей потребности в финансовых средствах энергоснабжающих организаций по электрической и тепловой энергии производится на основании затратного принципа и раздельного учета затрат, при этом расчет производится постатейно, исходя из действующих норм и нормативов расходования топлива, основных и вспомогательных материалов для эксплуатационных и ремонтных нужд и прогнозируемых цен и тарифов.

Тарифы на электроэнергию, поставляемую потребителям, устанавливаются одновременно в трех вариантах:

- одноставочный тариф;
- двухставочный тариф;
- одноставочный (двухставочный) тариф, дифференцированный по часам суток.

Потребители из «тарифного меню» самостоятельно выбирают один из видов тарифа, уведомляя о выборе энергоснабжающую организацию.

Тарифы на электрическую (тепловую) энергию (мощность) могут дифференцироваться по группам потребителей. Критерии формирования групп потребителей (покупателей), определяющие особенности расчета тарифов для отдельных групп потребителей, утверждают органы исполнительной власти субъектов РФ по регулированию тарифов. В частности, тарифы на электроэнергию дифференцируются по категориям потребителей, с учетом следующих факторов:

- величины присоединенной (заявленной) мощности потребителей;
- режима использования потребителями электрической мощности;
- категории надежности электроснабжения;
- уровня напряжения электрической сети.

В зависимости от присоединенной мощности, потребители электроэнергии на розничном рынке подразделяются на четыре группы

*Первая группа* — базовые потребители, то есть потребители со средним за период регулирования значением заявленной (или расчетной) мощности, равной или более 250 МВт и числом часов использования заявленной мощности более 7000 часов в год. Среднее за период регулирования

значение заявленной (или расчетной) мощности  $N_{\text{заявл.}}$  рассчитывается на основании помесечных максимальных заявленных мощностей потребителя по формуле:

$$N_{\text{заявл.}} = \frac{\sum N_{\text{заявл. } m}}{M},$$

где  $M$  — количество месяцев в периоде регулирования;  $N_{\text{заявл. } m}$  — заявленная (расчетная) мощность в месяце  $m$ , считая от первого месяца в периоде регулирования.

*Вторая группа* — бюджетные потребители, то есть организации, финансируемые за счет средств соответствующих бюджетов.

*Третья группа* — население.

*Четвертая группа* — прочие потребители.

В каждой группе потребителей электроэнергии выделяются три подгруппы по уровню напряжения:

- высокое напряжение 110 кВ и выше;
- среднее напряжение от 1 до 35 кВ;
- низкое напряжение 0,4 кВ и ниже.

Для потребителей тепловой энергии выделяются две тарифные группы: бюджетные потребители и прочие потребители.

Тарифы на тепловую энергию дифференцируются по видам теплоносителей, а для потребителей пара — по параметрам пара:

- горячая вода;
- отборный пар давлением:
  - от 0,12 до 0,25 МПа;
  - от 0,25 до 0,7 МПа;
  - от 0,7 до 1,3 МПа;
  - свыше 1,3 МПа;
- свежий и редуцированный пар.

Тариф на электрическую (тепловую) энергию для каждой группы потребителей должен быть адекватен затратам, связанным с энергоснабжением потребителей конкретных групп и обеспечивать возмещение затрат и получение прибыли энергоснабжающей организации при равноприбыльности тарифов для различных групп потребителей. В результате тарифы на электрическую ( $T^{\text{э}}_{\text{потр.}}$ ) и тепловую ( $T^{\text{т}}_{\text{потр.}}$ ) энергию, покупаемую потребителем на розничном рынке, представляют сумму:

$$T^{\text{э}}_{\text{потр.}} = T^{\text{э}}_{\text{пок.}} + T^{\text{э}}_{\text{перед.}} + T^{\text{э}}_{\text{дисп.}} + T^{\text{э}}_{\text{пр.усл.}} \quad (\text{руб./кВт} \cdot \text{ч}),$$

где  $T^{\text{э}}_{\text{пок.}}$  — средневзвешенная цена покупки электрической энергии на шинах станций, включая стоимость ее производства собственными электростанциями и стоимость покупки электроэнергии в регулируемом и конкурентном секторах и передачи ее по ЕНЭС;  $T^{\text{э}}_{\text{перед.}}$  — тариф на услуги по передаче электроэнергии по распределительным электрическим сетям;  $T^{\text{э}}_{\text{дисп.}}$  — тариф на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению;  $T^{\text{э}}_{\text{пр.усл.}}$  — тариф на прочие услуги на оптовом и розничном рынке электрической энергии и мощности, без которых невозможно осуществить энергообеспечение потребителей.

$$T^{\text{т}}_{\text{потр.}} = T^{\text{т}}_{\text{пок.}} + T^{\text{т}}_{\text{перед.}} + T^{\text{т}}_{\text{дисп.}} + T^{\text{т}}_{\text{пр.усл.}} \quad (\text{руб./Гкал}),$$

где  $T^{\text{т}}_{\text{пок.}}$  — средневзвешенный тариф на покупку тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ и котельных;  $T^{\text{т}}_{\text{перед.}}$  — тариф на услуги по передаче тепловой энергии по тепловым сетям;  $T^{\text{т}}_{\text{дисп.}}$  — тариф на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению тепловыми сетями;  $T^{\text{т}}_{\text{пр.усл.}}$  — тариф на прочие услуги, включая услуги по сбыту тепловой энергии на розничном рынке тепловой энергии.

по тарифу за каждую потребленную Гкал тепла, руб./Гкал;  $Q_{\text{потр.}}$  — объем потребления тепловой энергии, Гкал/год.

Двухставочный тариф позволяет в определенной степени стабилизировать финансовое состояние энергоснабжающей организации, обеспечивая ей покрытие постоянных расходов за счет вносимой абонентом в начале периода платы за заявленную в договоре тепловую мощность.

Тепловая энергия может быть отделена от своего физического носителя — пара или горячей сетевой воды в отличие от других видов энергоносителей (газа, нефтепродуктов, электроэнергии). При этом одинаковое количество тепловой энергии может быть передано потребителю разным объемом (расходом) сетевой воды при разных температурных параметрах.

Например, в соответствии с договором энергоснабжения потребителю передается с горячей водой 5 Гкал тепла в час ( $Q_{\text{час}}^{\text{дог.}}$ ). Температура воды в прямом трубопроводе  $t_{\text{пр}} = 100^\circ\text{C}$  ( $i_{\text{пр}} = 100$  ккал/кг), температура воды в обратном трубопроводе в первом случае  $t_{\text{обр}}^1 = 50^\circ\text{C}$  ( $i_{\text{обр}}^1 = 50$  ккал/кг), во втором случае  $t_{\text{обр}}^2 = 75^\circ\text{C}$  ( $i_{\text{обр}}^2 = 75$  ккал/кг).

В первом случае расход горячей сетевой воды составит:

$$G_1 = \frac{Q_{\text{час}}^{\text{дог.}}}{(i_{\text{пр.}} - i_{\text{обр.}}^1)} = \frac{5 \text{ Гкал/час} \cdot 10^6 \text{ ккал/Гкал}}{(100 - 50) \text{ ккал/кг} \cdot 10^3 \text{ кг/т}} = 100 \text{ т/час.}$$

Во втором случае:

$$G_2 = \frac{5 \cdot 10^6}{(100 - 75) \cdot 10^3} = 200 \text{ т/час.}$$

Результаты расчета показывают, что потребитель, не нарушая договорных условий по объему потребления тепловой энергии (5 Гкал/час), во втором случае перегружает тепловую сеть расходом сетевой воды в два раза большим (200 т/час), что увеличивает расход электроэнергии на перекачку сетевой воды, нарушает режим теплоснабжения других потребителей, сокращает выработку электроэнергии на ТЭЦ по теплофикационному режиму и снижает прибыль энергоснабжающей организации. В целях исключения подобной ситуации имеет смысл использовать в расчетах за потребленную тепловую энергию многоставочный тариф с введением платы за теплоноситель (за сетевую воду). В этом случае плата за потребленную тепловую энергию рассчитывается по формуле:

$$\text{Пл}^q = T_1 Q_{\text{час}}^{\text{дог.}} + T_2 Q_{\text{потр.}} + T_3 G_{\text{в}},$$

где  $T_1, Q_{\text{час}}^{\text{дог.}}$ ,  $T_2, Q_{\text{потр.}}$  — то же самое, что и в предыдущей формуле;  $T_3$  — тарифная ставка за каждую тонну сетевой воды, руб./т;  $G_{\text{в}}$  — расход сетевой воды абонентом, т/год.

Введение третьей ставки в тарифе за тепловую энергию, во-первых, заинтересовывает потребителей в снижении расходов теплоносителя без снижения объемов теплоснабжения, так как при этом уменьшается составляющая платы  $T_3 G_{\text{в}}$ ; во-вторых, уменьшение расхода теплоносителя высвобождает пропускную способность сетей, позволяя подключать к ним новых абонентов без вложения дополнительных капитальных затрат в тепловые сети; в-третьих, возврат сетевой воды на ТЭЦ с более низкой температурой (в примере  $t_{\text{обр.}}^1 = 50^\circ\text{C}$  по сравнению с  $t_{\text{обр.}}^2 = 75^\circ\text{C}$ ) дает возможность осуществлять нагрев сетевой воды паром из отбора турбин с более низким давлением и температурой, увеличивая тем самым полезно используемый теплоперепад ( $i_0 - i_{\text{отб.}}$ ) для производства электроэнергии по теплофикационному режиму и, как результат, — выработку электроэнергии по теплофикационному режиму.

Применение двухставочного и трехставочного тарифов на тепло позволяет стимулировать потребителей к снижению максимальных тепловых нагрузок и сократить потребность в дополнительном вводе в эксплуатацию новых теплоисточников.

## 12.5. Основы государственного регулирования тарифов

В условиях ограниченной конкуренции на рынке энергии и мощности и естественно-монопольного положения электросетевого хозяйства рыночный регулятор цен «спрос — предложение» не всегда может обеспечить баланс интересов производителей и потребителей энергии.

Именно этим вызвана объективная необходимость вмешательства в процесс ценообразования государственных органов управления, обеспечивающих государственное регулирование тарифов на электрическую и тепловую энергию. Обоснование уровня тарифов для сферы регулируемой деятельности является одним из главных вопросов, от решения которого зависит возможность нормальной эксплуатации и развития электроэнергетики.

Экономический смысл процесса регулирования тарифов — это установление рамок, позволяющих с государственной точки зрения обеспечить компании, занимающей монопольное место на рынке, воспроизводство всех факторов производства, то есть возмещение затрат на производство продукции и оказание услуг и получение прибыли, достаточной для ее нормального функционирования и развития (а не монопольной прибыли).

Субъектами регулирования являются субъекты оптового и розничных рынков электрической и тепловой энергии (мощности), осуществляющие регулируемые виды деятельности.

Под регулируемой деятельностью понимается деятельность, в рамках которой расчеты за поставляемую продукцию (услуги) осуществляются по тарифам (ценам), подлежащим государственному регулированию.

Государственное регулирование тарифов осуществляется в соответствии с Федеральными законами «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в РФ» и «Об электроэнергетике». Государственное регулирование цен и тарифов на электрическую (тепловую) энергию заключается в установлении экономически обоснованных цен и тарифов на электрическую и тепловую энергию (мощность), тарифов на услуги, оказываемые на рынках энергии (мощности), а также в государственном контроле за формированием и применением цен и тарифов. При этом регулирующим органом на оптовом рынке является Федеральная служба по тарифам (ФСТ), а на розничном рынке — органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов.

*Цели государственного регулирования тарифов.*

Государственное регулирование тарифов осуществляется в целях:

- защиты экономических интересов потребителей от монопольного повышения тарифов энергоснабжающими организациями;
- создания механизма согласования интересов производителей и потребителей электрической и тепловой энергии;
- развития конкурентного рынка электрической энергии (мощности) и ограничения монополистической деятельности отдельных субъектов электроэнергетики;
- создания экономических стимулов, обеспечивающих использование энергосберегающих технологий в производственных процессах;
- создания необходимых условий для привлечения инвестиций в отрасль в целях развития российской электроэнергетики;
- обеспечения недискриминационного доступа к услугам субъектов естественных монополий.

*Принципы государственного регулирования тарифов.*

К основополагающим принципам государственного регулирования тарифов относятся:

- обязательность раздельного учета затрат и доходов по видам деятельности;
- недопустимость повторного учета одних и тех же расходов по разным видам деятельности;
- обеспечение через тарифы компенсации энергетическим компаниям обоснованных расходов на производство, передачу и сбыт продукции и получение прибыли, необходимой для их эффективного функционирования и развития;
- соответствие тарифов установленным для различных групп потребителей реальным затратам энергоснабжающих организаций по производству, передаче и распределению электрической (тепловой) энергии для данных потребителей;
- равноприбыльность энергоснабжения различных групп потребителей;
- сохранение элементов государственного регулирования в сферах электроэнергетики, в которых отсутствуют или ограничены условия для конкуренции.

Порядок установления тарифов на электрическую и тепловую энергию определяется «Основами ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации», в соответствии с которыми на основании одобренного Правительством РФ прогноза социально-

экономического развития страны Федеральная служба по тарифам до принятия Государственной Думой РФ в первом чтении проекта Федерального закона о федеральном бюджете страны на очередной год устанавливает предельные уровни тарифов на электрическую и тепловую энергию, на основании которых органы исполнительной власти субъектов РФ в области государственного регулирования тарифов до принятия закона о бюджете субъектов РФ на очередной год устанавливают тарифы на розничных рынках с выделением тарифов для населения. Тарифы и их предельные уровни вводятся в действие с первого января очередного года на период регулирования сроком не менее одного года.

Федеральная служба по тарифам в переходный период реформирования отрасли устанавливает на оптовом рынке энергии и мощности следующие тарифы:

- Тарифы на электрическую (тепловую) энергию (мощность):
  - предельные минимальные и (или) максимальные уровни тарифов (тарифный коридор) на электрическую и тепловую энергию (мощность), поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям, в том числе населению;
  - предельные уровни тарифов на тепловую энергию, производимую электростанциями в режиме комбинированной выработки электроэнергии и тепла, и поставляющими энергию на оптовый рынок.
- Тарифы на услуги естественных монополий.
- Тарифы на дополнительные услуги на оптовом рынке.

Органы исполнительной власти субъектов РФ в области государственного регулирования тарифов устанавливают на розничном рынке энергии и мощности:

- Тарифы на электрическую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям, в том числе тарифы для населения в рамках предельных уровней, установленных Федеральной службой по тарифам на электрическую и тепловую энергию для данной ценовой зоны рынка;
- Тарифы на тепловую энергию, производимую электростанциями в комбинированном режиме в рамках предельных уровней, установленных Федеральной службой по тарифам для данной ценовой зоны рынка на тепловую энергию для электростанций с комбинированным циклом, поставляющих электроэнергию на оптовый рынок;
- Тарифы на тепловую энергию за исключением тарифов на тепло, производимое электростанциями в режиме комбинированной выработки электроэнергии и тепла, поставляющими электроэнергию на оптовый рынок;
- Сбытовые надбавки гарантирующих поставщиков.

*Методы установления тарифов в сфере регулируемой деятельности.*

Установление тарифов в сфере регулируемой деятельности базируется на применении следующих методов:

- метода экономически обоснованных расходов (затрат);
- метода экономически обоснованной доходности инвестированного капитала;
- метода индексации тарифов.

В соответствии с методом экономически обоснованных затрат тарифы определяются на основе необходимой валовой выручки компании от реализации каждого вида продукции (услуг) и расчетного объема продукции (услуг) за расчетный период регулирования. Расчетный годовой объем производства продукции (услуг) определяется, исходя из сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности), составляемого в рамках ЕЭС России по субъектам Российской Федерации с поквартальной и помесечной разбивкой, производимой по принципу минимума суммарной стоимости электроэнергии, поставляемой потребителям.

В составе необходимой валовой выручки учитываются:

- затраты, уменьшающие налоговую базу налога на прибыль, в том числе затраты, связанные с производством и реализацией продукции;
- затраты, не учитываемые при определении налоговой базы на прибыль (не влияющие на налоговую базу на прибыль) и относимые на прибыль после налогообложения прибыли (внеэкономические расходы).

Затраты, связанные с производством и реализацией продукции по регулируемым видам деятельности по своему составу аналогичны затратам на производство и реализацию продукции, рассчитываемым в смете затрат и рассмотренным в главе 8. Величина этих затрат на период регулирования рассчитывается, исходя из плановых норм расхода ресурсов, нормативов затрат, прогнозных рыночных цен и тарифов на ресурсы и услуги, договорных цен, определившихся в результате проведения конкурсов, торгов, аукционов, а также цен и тарифов, регулируемых государством. При отсутствии нормативов по отдельным статьям расходов допускается использование экспертных оценок, основанных на отчетных данных компании, и цен, скорректированных в соответствии с прогнозными индексами цен.

В состав необходимой валовой выручки включаются также внереализационные расходы, в том числе расходы на создание резерва по сомнительным долгам и расходы на консервацию основных производственных средств.

В необходимую валовую выручку входят суммы выплаты налогов и сборов, а также расходы, относимые на прибыль после налогообложения прибыли, в том числе:

- расходы на инвестиции, определяемые на основе согласованных инвестиционных программ развития компании в части регулируемой деятельности. При этом средства на финансирование капитальных вложений определяются с учетом амортизации, условий возврата долгосрочных кредитов и выплаты процентов по кредитам;
- расходы на выплату дивидендов, определяемые в соответствии с суммой дивидендов, заявленной организацией на данный период регулирования, с учетом оставшейся после уплаты налогов и сборов прибыли, полученной в последний отчетный период;
- расходы на уплату взносов в уставные (складочные) капиталы и на инвестиции в ценные бумаги.

С учетом вышеперечисленных расходов необходимая валовая выручка по всем видам регулируемой деятельности составит:

$$НВВ = \sum_n I_{\text{произв.}} + I_{\text{внереал.}} + Н + К + З_{\text{див.}} + З_{\text{у.к.}} + З_{\text{ц.б.}},$$

где  $n$  — регулируемые виды деятельности компании;  $I_{\text{произв.}}$  — затраты (издержки), связанные с производством и реализацией продукции;  $I_{\text{внереал.}}$  — внереализационные расходы,  $Н$  — налоги и сборы, не учитываемые в составе затрат, уменьшающих налоговую базу;  $К$  — капитальные затраты (инвестиции) в развитие компании;  $З_{\text{див.}}$  — расходы на выплату дивидендов;  $З_{\text{у.к.}}$  — расходы на уплату взносов в уставные капиталы;  $З_{\text{ц.б.}}$  — расходы на инвестиции в ценные бумаги.

В результате тариф (цена) на продукцию (услуги)  $n$ -го вида регулируемой деятельности составит:

$$T_n = \frac{НВВ_n}{\text{Объем продукции (услуг) } n\text{-го вида}} \text{ руб/ед.прод.}$$

В соответствии со вторым методом государственного регулирования тарифов — методом экономически обоснованной доходности капитала — валовая прибыль компании в сфере регулируемой деятельности должна соответствовать экономически обоснованному уровню доходности инвестированного капитала. Экономически обоснованный уровень доходности капитала определяется регулирующим органом на основании прогноза уровня инфляции, принятого при формировании федерального бюджета на очередной год, с учетом стоимости долгосрочного заемного капитала в отчетном году.

Размер инвестированного капитала на период регулирования определяется на основе бухгалтерского баланса как сумма долей уставного и добавочного капитала, относимых на данный вид регулируемой деятельности. Данный метод установления тарифов более предпочтителен, так как, во-первых, основной капитал как база расчета прибыли в большей степени поддается контролю со стороны регулирующих органов по сравнению с издержками, и, во-вторых, прибыль по своей эко-

номической природе является в существенной степени результатом эффективного использования основного капитала. В-третьих, переход от постатейного определения величины прибыли к установлению норм доходности капитала стимулирует компании к экономии затрат.

Третий метод государственного регулирования тарифов — индексный метод — может использоваться при условии, если уровень инфляции (индекс потребительских цен), определенный в прогнозе социального развития Российской Федерации, не превышает 12% в год. В этом случае на основе прогнозируемого уровня инфляции индексируются ранее утвержденные предельные (минимальный и/или максимальный) уровни тарифов на продукцию (услуги) компаний, осуществляющих регулируемую деятельность.

Затратный подход к формированию тарифов в конкурентных сферах деятельности является вынужденным в переходный период к рыночным отношениям и содержит некоторые положительные аспекты, позволяющие потребителям энергии легче адаптироваться к новым экономическим условиям:

— в период, пока не созданы условия для полноценной конкуренции между производителями электроэнергии, особенно в условиях снижения потребности в электрической энергии, установление тарифов на уровне «затраты плюс прибыль» позволяет сохранить в общих интересах существующие установленные мощности электростанций;

— включение в тариф лишь обоснованной величины необходимой валовой выручки позволяет сдерживать рост тарифов на электрическую и тепловую энергию.

В соответствии с проектом концепции стратегии ОАО РАО «ЕЭС России» на 2003–2008 гг. предполагается переход к новой тарифной политике, сущность которой заключается в отказе от затратного принципа ценообразования и переходе к регулированию тарифа в зависимости от прогнозируемой инфляции. В этом случае принцип тарификации «затраты плюс» заменяется на принцип «инфляция минус», что означает сдерживание роста, а в дальнейшем снижение тарифа в реальном исчислении.

В мае 2003 года РАО вышло с предложением к Правительству РФ установить тарифы на трехлетний период на 2004–2006 гг. в зависимости от прогнозируемой инфляции (рис. 12.10).

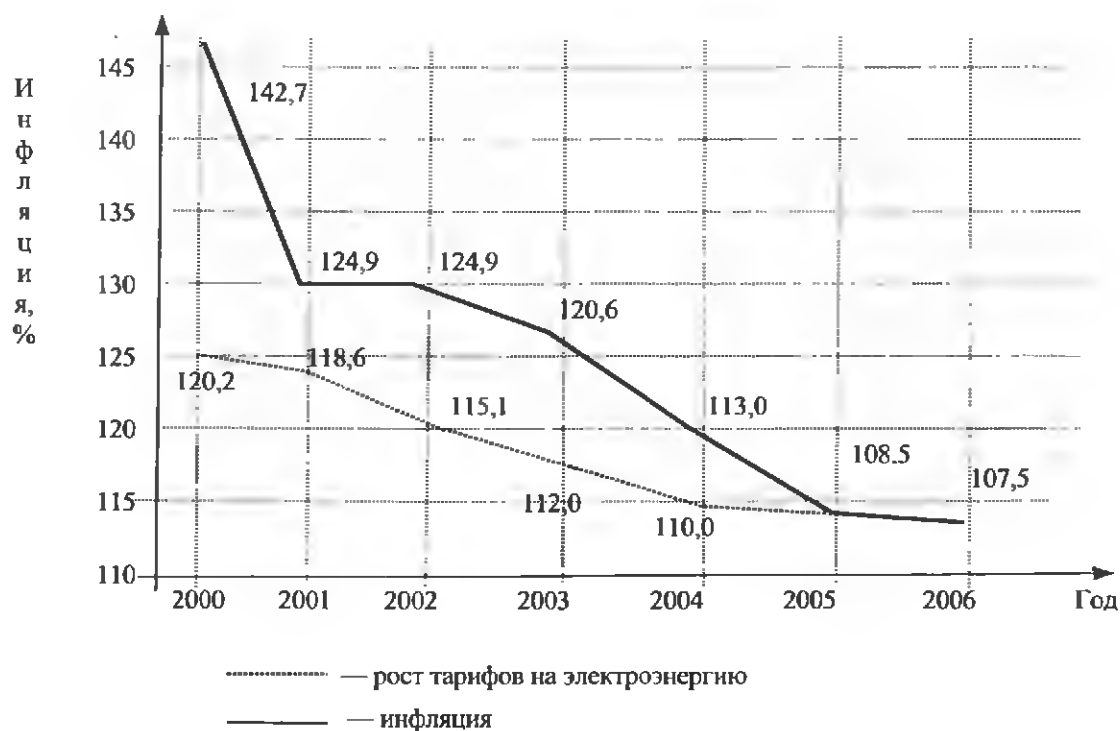


Рис. 12.10. Переход к трехлетнему регулированию тарифов

Рост инфляции, учтенный в Программе социально-экономического развития страны, составляющий 8,5% в 2005 г.; 7,5% в 2006 г., позволит остановить рост тарифов. Для реализации данно-

го подхода к установлению тарифов Федеральная служба по тарифам должна установить на 2005–2006 гг. нижние и верхние пределы тарифов по каждому субъекту Российской Федерации (тарифный коридор) таким образом, чтобы в среднем по стране рост тарифов не превышал в 2005 г. — 8,5%, в 2006 г. — 7,5%. Если не затормозить рост тарифов в 2005–2006 гг., то при либерализации рынка к 2006 г. энергокомпании испытают весьма сильный ценовой шок (рис. 12.11).

Новая тарифная политика в результате снижения тарифов позволит внести свой вклад в сдерживание инфляции.

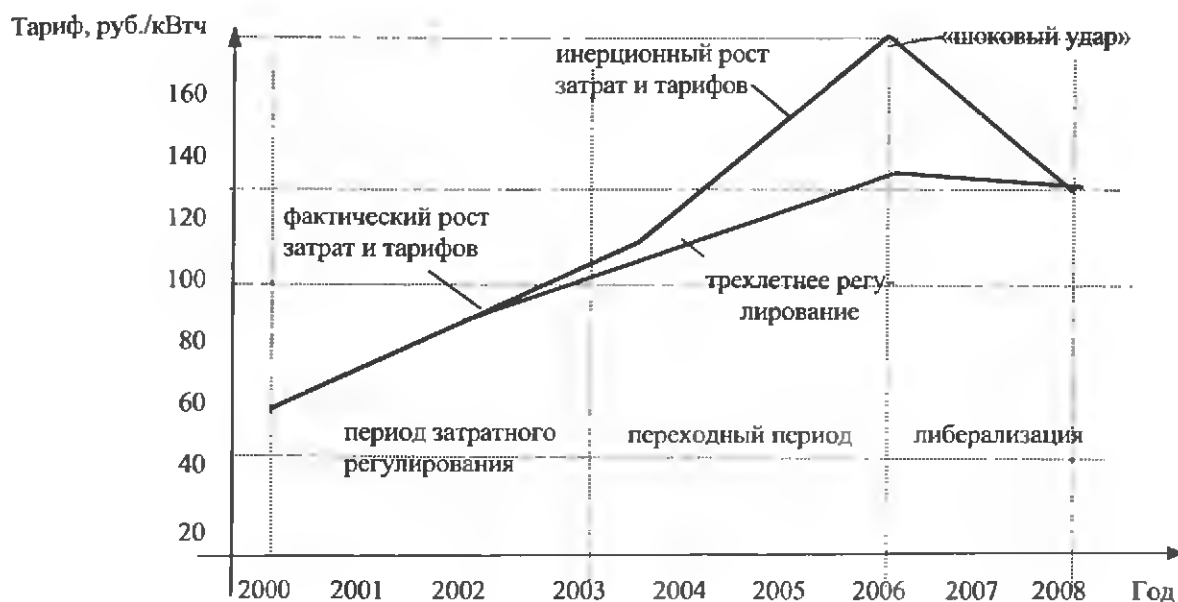


Рис. 12.11. Изменение тарифов при трехлетнем регулировании в соответствии с принципом «инфляция минус»

## 12.6. Ценообразование на оптовом рынке энергии и мощности

Наличие на оптовом рынке энергии и мощности двух секторов предопределяет для них различные подходы к ценообразованию. В регулируемом секторе оптового рынка применяются регулируемые цены (тарифы) — то есть цены (тарифы) на товары и услуги, устанавливаемые на товарном рынке при прямом государственном воздействии на эти цены путем определения тарифного коридора. В секторе свободной торговли оптового рынка расчеты за электроэнергию производятся по свободной рыночной цене — то есть цене товара, устанавливающейся на товарном рынке (без прямого государственного воздействия на эту цену) под влиянием спроса и предложения.

*Ценообразование в регулируемом секторе оптового рынка.*

В регулируемом секторе оптового рынка Федеральная служба по тарифам устанавливает:

- предельные тарифы на электрическую энергию (мощность), поставляемую на оптовый рынок;
- предельные тарифы на электрическую энергию (мощность), покупаемую потребителями оптового рынка.

Тарифы на электрическую энергию (мощность) в регулируемом секторе оптового рынка устанавливаются, исходя из равенства стоимости покупаемой и стоимости поставляемой на оптовый рынок энергии (мощности) и из объемов поставки и потребления электрической энергии (мощности), определенных в сводном балансе.

Расчет регулируемых тарифов (цен) осуществляется по методу экономически обоснованных расходов, определяемых, исходя из необходимой валовой выручки (НВВ) на период регулирования. Регулируемая цена поставки энергии (мощности) на оптовый рынок устанавливается для каждого поставщика (в пределах тарифного коридора), исходя из его необходимой валовой выручки. Поставщиками электроэнергии на оптовый рынок являются: оптовые генерирующие компании,



избыточные АО-энерго, атомная генерирующая компания. Регулируемая цена покупки на электрическую энергию (мощность) устанавливается на границе системообразующей сети оптового рынка как средневзвешенная цена предложения с учетом прогнозируемых цен покупки энергии в секторе свободной торговли и исходя из обеспечения бездефицитности стоимостного прогнозного баланса оптового рынка электрической энергии (мощности).

В пределах одной ценовой зоны оптового рынка покупатели приобретают электрическую энергию (мощность) по одинаковым тарифам.

*Ценообразование в секторе свободной торговли оптового рынка.*

На конкурентных рынках оптовая торговля электрической энергией основывается на принципах конкуренции и свободы выбора субъектами оптового рынка порядка купли-продажи электроэнергии с использованием следующих возможных методов ценообразования:

- метода равных возможностей;
- метода предельных цен;
- договорных цен, устанавливаемых на основе заключения прямых двусторонних договоров между производителем и покупателем энергии.

Метод равных возможностей предполагает сравнение собственной предельной цены энергокомпании с предельными ценами других энергокомпаний и выбор для себя выгодных условий продажи электроэнергии. Все предложения на покупку-продажу электроэнергии суммируются администратором торговой сети оптового рынка, и в точке пересечения линий спроса и предложения определяется равновесная цена, являющаяся ценой оперативного конкурентного рынка электроэнергии в данный период времени (рис. 12.12).

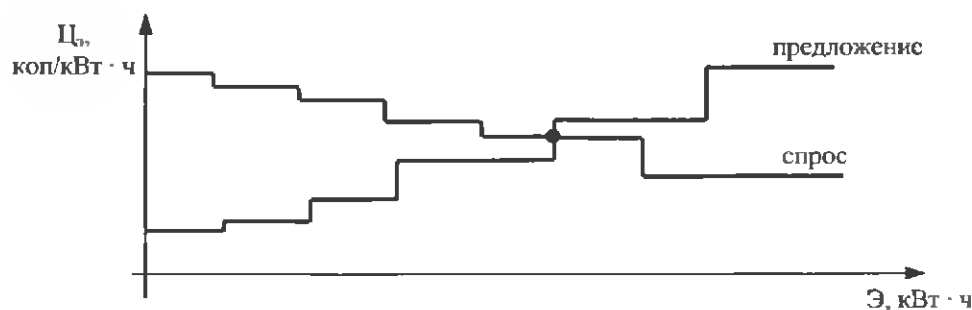
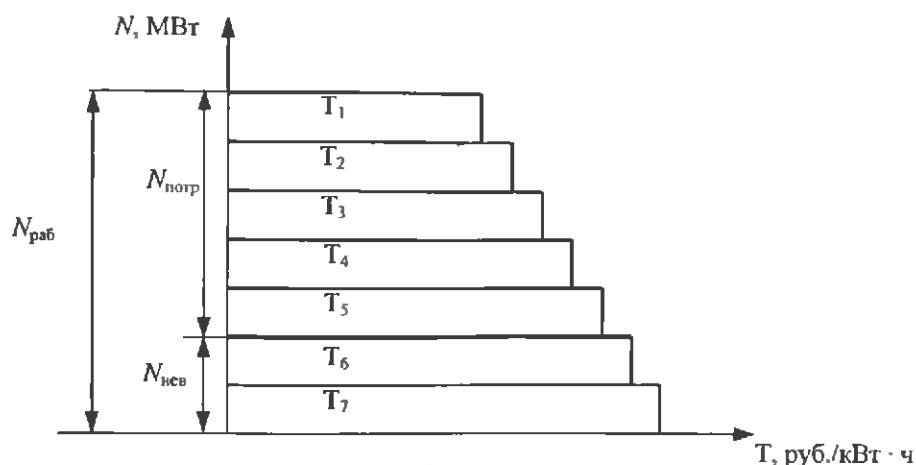


Рис. 12.12. Формирование равновесной цены купли-продажи электроэнергии методом равных возможностей

В соответствии со вторым методом предельные цены определяются на предстоящие сутки для каждого диспетчерского интервала времени (на час, 30 минут и т.д.) на основе отбора ценовых заявок, предоставляемых каждой генерирующей компанией и проведения оптимизационных расчетов, для осуществления которых в заявке должна содержаться следующая информация:

- рабочая мощность агрегата;
- стоимость пуска агрегата в случае, если агрегат остановлен;
- стоимость работы агрегата на холостом ходу;
- относительный прирост затрат на отпущенный кВт·ч с шин станции;
- стоимость работы агрегата с перегрузкой.

На основе сведений, указанных в заявках, проводятся многовариантные оптимизационные расчеты и выбирается оптимальный состав работающих агрегатов и их загрузка, после чего для каждого временного интервала составляется список допущенных к работе агрегатов в порядке увеличения цены предложения от  $T_1$  до  $T_7$  (рис. 12.13).



$T$  — цена предложения на рынке;  
 $N_{\text{раб.}}$  — суммарная рабочая мощность генераторов;  
 $N_{\text{потр.}}$  — суммарная нагрузка потребителей;  
 $N_{\text{нев.}}$  — неустраиваемая на рынке рабочая мощность генераторов

Рис. 12.13. Формирование предельного тарифа по методу граничной стоимости

Предельная цена будет равна цене электроэнергии, вырабатываемой наименее экономичным агрегатом, замыкающим баланс энергосистемы на данном временном интервале (рис. 12.13). Данная цена и будет граничной ценой, то есть ценой на оперативном рынке в данный период времени ( $T_{\text{пред}} = T_5$ ).

Различие в формировании рыночной цены по указанным методам заключается в том, что согласно методу предельной стоимости при покрытии спроса на энергию не учитываются цены, по которым потребители намерены покупать энергию на рынке, поэтому ценой рынка будет цена предложения генерирующей установки, замыкающей баланс энергосистемы.

Согласно методу равных возможностей равновесная цена формируется с учетом ценовых заявок продавцов и покупателей. При этом уровень свободных цен, полученных этими двумя методами, будет различным в силу игнорирования ценовых ожиданий покупателей при использовании метода предельной стоимости.

Например, на данный час общее предложение электроэнергии на конкурентном рынке составляет  $800 \cdot 10^6$  кВт · ч, спрос —  $700 \cdot 10^6$  кВт · ч. Объем и цены предложения и спроса каждым поставщиком и покупателем указаны в таблице 12.2.

Таблица 12.2

#### Объем и цены обращения электроэнергии в свободном секторе рынка

| Производители | Предложение              |                      | Покупатели | Спрос                    |                      |
|---------------|--------------------------|----------------------|------------|--------------------------|----------------------|
|               | Объем,<br>$10^6$ кВт · ч | Цена,<br>коп/кВт · ч |            | Объем,<br>$10^6$ кВт · ч | Цена,<br>коп/кВт · ч |
| 1             | 70                       | 45                   | 1          | 200                      | 45                   |
| 2             | 110                      | 50                   | 2          | 180                      | 55                   |
| 3             | 190                      | 65                   | 3          | 150                      | 68                   |
| 4             | 210                      | 70                   | 4          | 110                      | 70                   |
| 5             | 150                      | 80                   | 5          | 60                       | 80                   |
| 6             | 70                       | 85                   | Итого      | 700                      |                      |
| Итого         | 800                      |                      |            |                          |                      |

При использовании метода предельной стоимости, когда не учитываются цены покупателей энергии, суммируя объем предложения по мере увеличения цены предложения, видно, что спрос будет полностью удовлетворен при покупке электроэнергии у поставщиков, начиная от первого до

пятого. В результате цена продажи электроэнергии на рынке составит 80 коп/кВт · ч. При этом на рынке останется невостребованной часть электроэнергии, предлагаемая пятым производителем ( $30 \cdot 10^6$  кВт · ч), и электроэнергия, предлагаемая на рынке шестым производителем по цене 85 коп/кВт · ч ( $70 \cdot 10^6$  кВт · ч).

При использовании метода равных возможностей в соответствии с объемом предложения и ценой предложения продавцов строится линия предложения, а в соответствии с объемом спроса и ценой покупки энергии покупателями строится линия спроса (рис. 12.14). Пересечение этих линий (точка А) и определяет равновесную цену, равную 65 коп/кВт · ч. Объем невостребованной энергии на рынке  $\mathcal{E}_{\text{нев}}$  составит  $100 \cdot 10^6$  кВт · ч (рис. 12.14).

Оптовая торговля электрической энергией в секторе свободной торговли отечественного оптового рынка основывается на конкуренции между поставщиками за право продажи и между покупателями за право покупки электроэнергии и осуществляется с применением одновременно двух механизмов ценообразования:

- свободного определения цен на основе заключения двусторонних договоров;
- конкурентного отбора ценовых заявок.

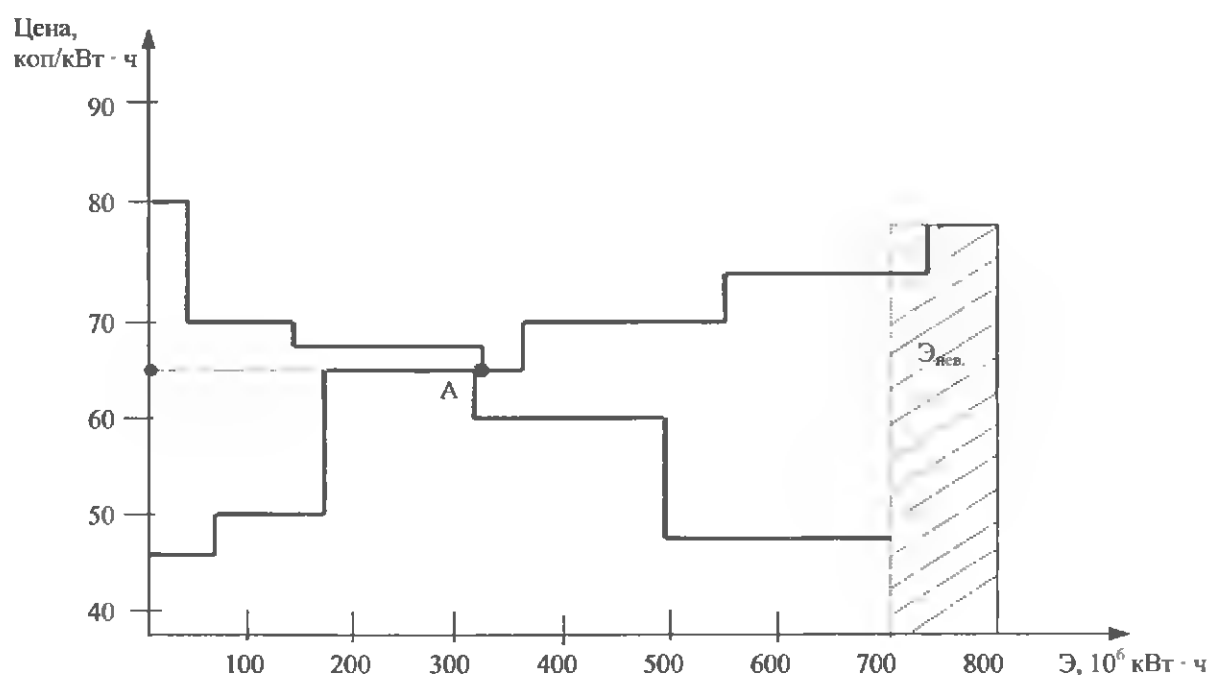


Рис. 12.14. Формирование равновесной цены электроэнергии в секторе свободной торговли оптового рынка энергии при использовании метода равных возможностей

В первом случае свободное определение цен и объемов поставки электрической энергии осуществляется в рамках двусторонних договоров купли-продажи электроэнергии, заключаемых участниками сектора свободной торговли. При заключении отдельными продавцами и покупателями двусторонних договоров купли-продажи участники договора подают Администратору торговой сети долгосрочное уведомление об отборе электроэнергии. Указанный в договоре объем производства электроэнергии принимается на оптовом рынке в случае подачи организациями ценопринимающих заявок, то есть заявок без указания цены, по которой они готовы продать указанный в заявке объем электроэнергии.

Во втором случае механизм ценообразования основан на централизованном конкурентном отборе ценовых заявок на покупку (продажу) электрической энергии участников сектора свободной торговли (метод равных возможностей), обеспечивающем установление свободных цен, уравнивающих спрос и предложение электроэнергии на рынке. По результатам сопоставления ценовых заявок поставщиков и покупателей электрической энергии, которые сво-

бодны в определении цены продажи или покупки, указываемой в ценовой заявке, формируется равновесная цена. Равновесная цена определяется с учетом технологических и сетевых ограничений, то есть ограничений по наличию резервных мощностей, ограничений пропускной способности ЛЭП и пр.

Основная стратегия работы на конкурентном рынке заключается в получении экономической выгоды при минимизации возможных рисков. При наличии двух секторов оптового рынка, когда цена покупки электроэнергии в регулируемом секторе известна, цена заявки в секторе свободной торговли не должна превышать тариф в регулируемом секторе за вычетом стоимости услуг по передаче электроэнергии по сетям и платы за услуги инфраструктурных организаций (АТС, СО-ЦДУ «ЕЭС России»).

В секторе свободной торговли оптового рынка Федеральная служба по тарифам утверждает предельный уровень цены поставки (покупки) на электроэнергию, единый для всех субъектов, осуществляющих продажу (покупку) электроэнергии в данном секторе оптового рынка.

#### *Ценообразование в секторе отклонений.*

Поскольку фактический объем производства (потребления) электроэнергии в большей или меньшей степени может отличаться от планового, в составе регулируемого сектора оптового рынка функционирует сектор отклонений.

Размер отклонений определяется, как разность между фактическим объемом потребления (поставки) электроэнергии и заявленным плановым потреблением (поставкой) в определенный час суток. Отклонения от заявленных плановых поставок (потребления) вызывают изменение режимов загрузки генерирующего оборудования, а также перетоков энергии по ЛЭП, что сопряжено с дополнительными потерями электроэнергии и требует проведения дополнительных расчетов по оптимизации режимов. В целях повышения ответственности заявителей за выполнение плановых объемов поставки (покупки), а также в целях минимизации отклонений по собственной инициативе участников и выполнения ими указаний системного оператора плата за отклонения формируется с учетом причин, по которым допущены отклонения, путем применения повышающих или понижающих коэффициентов к тарифам регулируемого сектора рынка. Корректировка платы зависит от причин происшедших отклонений: по собственной инициативе участника сектора свободной торговли, или по внешней инициативе.

Если отклонения произошли по собственной инициативе участника оптового рынка, применяются коэффициенты, при которых оплата отклонений увеличивает расходы (уменьшает доходы) этого участника по сравнению со стоимостью электрической энергии в регулируемом секторе (без учета сектора отклонений).

Если отклонения произошли не по инициативе участника оптового рынка, а по внешней инициативе, применяются коэффициенты, при которых плата за отклонения увеличивает доходы (уменьшает расходы) этого участника по сравнению со стоимостью электрической энергии в регулируемом секторе (без учета сектора отклонений).

Для поставщиков энергии и мощности и для покупателей устанавливаются нормативы отклонений от планового почасового производства и потребления. Плата за отклонения в пределах норматива определяется по цене на электрическую энергию и мощность в регулируемом секторе рынка.

### **12.7. Ценообразование на розничном рынке энергии и мощности**

На розничном рынке электрической (тепловой) энергии (мощности) применяются цены (тарифы), регулируемые государством. Установление цен на розничном рынке осуществляется в следующей последовательности:

Во-первых, Правительство РФ одновременно с разработкой проекта федерального закона о федеральном бюджете на очередной год утверждает:

- предельные (максимальные и/или минимальные) уровни тарифов на электрическую и тепловую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям, в том числе предельные тарифы для населения;

## 12.8. Тарифы на услуги, оказываемые на рынке энергии и мощности

На рынке энергии и мощности организации, осуществляющие регулируемую деятельность, оказывают различные услуги, тарифы на которые регулируются государством.

В частности, Федеральная служба по тарифам устанавливает:

- тарифы на услуги естественных монополий:
  - тарифы на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС;
  - предельные (минимальные и/или максимальные) уровни тарифов на услуги по передаче электроэнергии по распределительным сетям для каждого субъекта Российской Федерации;
  - тарифы на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению.
- тарифы на дополнительные услуги на оптовом рынке энергии:
  - размер абонентной платы за услуги по организации функционирования и развитию ЕЭС России;
  - тарифы на услуги по организации функционирования торговой сети оптового рынка энергии и мощности;
  - цены (тарифы) на услуги по обеспечению системной надежности;
  - размер платы за присоединение к электрическим сетям.

*Тарифы на услуги по передаче электрической энергии по Единой национальной сети, дифференцированные по регионам и уровням напряжения сетей* (табл. 12.3). Под услугами по передаче электрической энергии по Единой национальной электрической сети понимается комплекс работ, выполняемых сетевой компанией, управляющей электрическими магистральными сетями высокого напряжения и/или устройствами преобразования электрической энергии на правах собственности или иной основе, в результате которых обеспечиваются:

- предоставление договорных мощностей по передаче электрической энергии (мощности) потребителям, присоединенным к данной сети или к сетям других организаций, которые напрямую подключены к данной магистральной сети высокого напряжения;
- согласованные параметры надежности;
- содержание в соответствии с требованиями Правил устройств электроустановок и Правил технической эксплуатации электростанций и электрических сетей технологического оборудования, зданий и энергетических сооружений, связанных с эксплуатацией электрических сетей;
- участие в оперативно-диспетчерском управлении процессом передачи электрической энергии (мощности);
- предоставление измерительной аппаратуры или учетно-измерительных данных для осуществления расчетов с потребителями или иных целей.

Таблица 12.3

**Дифференциация электрических сетей ЕНЭС  
по регионам и классам напряжения**

| Регион       | Классы напряжения            |
|--------------|------------------------------|
| Центр        | 220 кВ, 330 и 500 кВ, 750 кВ |
| Сибирь       | 220 кВ, 500 и 1150 кВ        |
| Северо-Запад | 220 кВ, 330 кВ, 750 кВ       |
| Урал         | 220 кВ, 500 кВ               |
| Волга        | 220 кВ, 500 кВ               |
| Восток       | 220 кВ, 500 кВ               |
| Юг           | 220 кВ, 330 кВ, 500 кВ       |

Дифференциация тарифов по классам напряжения обусловлена тем, что каждый класс напряжения поддерживает нижестоящий класс напряжения. Потребители, подключенные в определенном классе напряжения, обязаны оплачивать долю издержек этого класса плюс долю издержек

вышестоящего класса (классов). Итоговый тариф в определенном классе напряжения будет представлять собой сумму издержек этого класса и соответствующей доли издержек вышестоящих классов напряжения (рис. 12.15).

В тарифах на услуги по передаче электрической энергии учитываются расходы на оплату нормативных технологических потерь, возникающих при передаче электроэнергии по сетям, расходы на содержание сетей (амортизационные расходы, затраты на оплату труда, социальные отчисления, прочие расходы) и объективно необходимая прибыль.

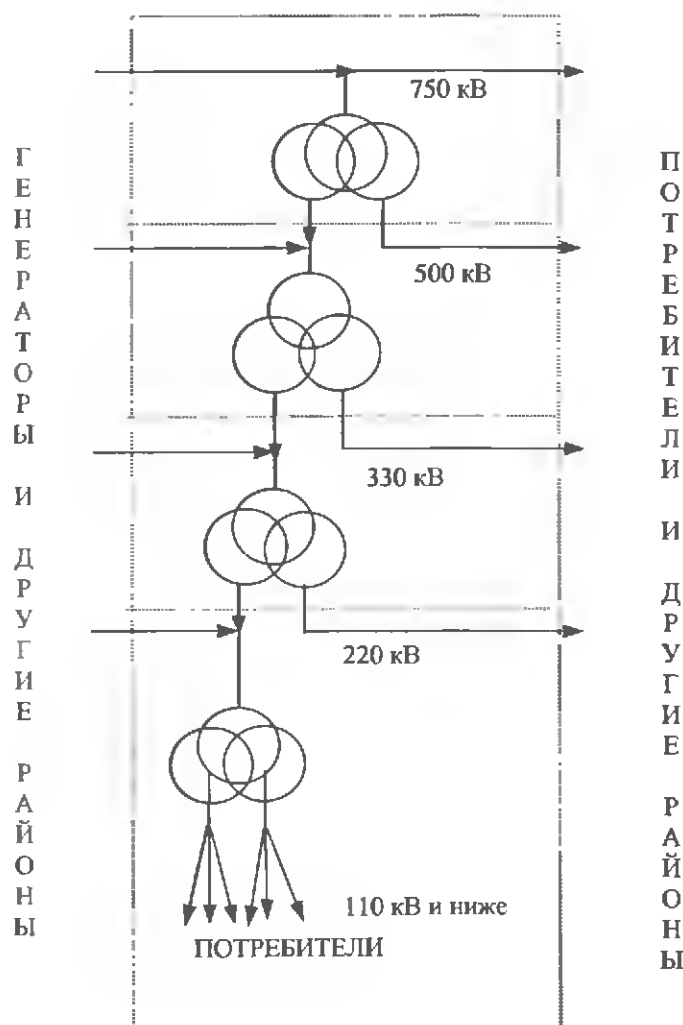


Рис. 12.15. Распределение сетевых активов по классам напряжения

Тарифы на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению наряду с затратами, связанными с выполнением диспетчерских функций и объективной прибылью включают средства, предназначенные для страхования риска ответственности субъектов оперативно-диспетчерского управления за причинение ущерба субъектам электроэнергетики (генерирующим, сетевым компаниям) и потребителям электрической энергии.

Размер абонентной платы за услуги по организации функционирования и развитию ЕЭС России рассчитывается, исходя из обеспечения необходимой валовой выручки организации, оказывающей услуги субъектам рынка.

Тариф на услуги по организации функционирования торговой сети оптового рынка электрической энергии и мощности. Данный тариф может рассчитываться отдельно для регулируемого сектора и сектора свободной торговли. Стоимость услуг оплачивается поставщиками и покупателями пропорционально объемам электроэнергии, проданной и купленной в каждом секторе оптового рынка.

Тарифы (цены) на услуги по обеспечению системной надежности (то есть на услуги, оказываемые субъектам электроэнергетики и потребителям с управляемой нагрузкой) должны компенсиро-

вать электрическим станциям и потребителям, участвующим в регулировании графика нагрузки, дополнительные затраты, вызванные их переменным режимом работы (затраты, вызванные остановками агрегатов в ночное время с последующими пусками в утренние часы, уменьшением нагрузки агрегатов в период ночного провала и увеличением нагрузки сверх экономической в период максимальных нагрузок энергосистемы, дополнительные затраты у потребителей, возникающие в результате перемещения нагрузки с утреннего и вечернего максимума на ночное время и т.п.).

*Плата за технологическое присоединение к электрическим сетям* производится организациями и физическими лицами, подавшими заявку в сетевую организацию на выдачу технических условий на присоединение к электрическим сетям. При этом размер платы носит разовый характер и должен компенсировать сетевой компании расходы на проведение мероприятий по присоединению нового объекта.

Для субъектов регулирования на розничном рынке энергии и мощности органы исполнительной власти субъектов РФ в области регулирования тарифов утверждают следующие тарифы (цены):

- для АО-энерго и территориальных генерирующих компаний при отсутствии конкуренции между производителями энергии устанавливаются:
  - тарифы на электрическую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями на розничный рынок в рамках установленных Федеральной службой по тарифам предельных уровней тарифов за исключением электроэнергии, продаваемой по нерегулируемым ценам;
  - тарифы на тепловую энергию, производимую ТЭЦ и котельными при отсутствии на рынке условий для конкуренции;
- для территориальных сетевых компаний устанавливаются:
  - тарифы на подключение к электрической или тепловой сети новых субъектов рынка;
  - тарифы на услуги по передаче электрической энергии по распределительным сетям в рамках предельных уровней, установленных Федеральной службой по тарифам;
- для сбытовых организаций устанавливается:
  - плата за услуги по организации сбыта электрической и тепловой энергии на розничном рынке.

#### *Контрольные вопросы к главе 12*

1. Поясните, каким образом особенности электроэнергетического производства влияют на формирование тарифа.
2. Раскройте принципы тарификации и требования, которым должна отвечать система тарифов на электрическую и тепловую энергию.
3. Дайте характеристику видов одноставочных тарифов на электрическую энергию, укажите недостатки этой формы тарифов.
4. Раскройте экономическое содержание двухставочного тарифа, укажите его виды и преимущества в сравнении с одноставочной формой тарифа.
5. Укажите признаки группировки тарифов на рынке тепловой энергии.
6. Раскройте экономический смысл государственного регулирования тарифов на энергию и укажите составляющие необходимой валовой выручки, учитываемые при регулировании тарифов на энергию.
7. Какие методы ценообразования используются в секторе свободной торговли оптового рынка? Раскройте их экономическое содержание.
8. Укажите, чем обусловлено наличие сектора отклонений оптового рынка энергии и мощности и по каким тарифам оплачиваются отклонения.
9. Какие составляющие формируют тариф на покупку потребителями электроэнергии и тепла на розничном рынке?
10. Укажите виды услуг, на которые устанавливает тарифы Федеральная служба по тарифам.
11. Поясните механизм формирования тарифов на услуги на оптовом и розничном рынке.

## ГЛАВА 13. Инвестиции в энергетические объекты

### 13.1. Инвестиции и инвестиционная деятельность

Строительство новых энергетических объектов, реконструкция и модернизация действующих основных средств, развитие научной базы отрасли сопряжено с вложением инвестиций.

В соответствии с Федеральным законом «Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капитальных вложений» от 17.07.1998 года инвестициями являются денежные средства, ценные бумаги, иное имущество, в том числе имущественные права, иные права, имеющие денежную оценку, вкладываемые в объекты предпринимательской и (или) иной деятельности в целях получения прибыли и (или) достижения иного полезного эффекта.

Инвестиционная деятельность представляет вложение инвестиций и осуществление совокупности практических действий по их реализации в целях получения прибыли и (или) достижения иного полезного эффекта.

Субъектами инвестиционной деятельности являются инвесторы, заказчики и исполнители работ, пользователи объектов инвестиционной деятельности, а также поставщики оборудования, строительных конструкций и другие участники инвестиционного процесса. В соответствии с законодательством об инвестиционной деятельности в Российской Федерации субъектами инвестиционной деятельности могут быть российские и иностранные граждане, юридические лица и государства.

Инвесторы — это субъекты инвестиционной деятельности, осуществляющие вложения собственных, заемных или привлеченных средств в форме инвестиций и обеспечивающие их целевое использование.

Инвесторы, независимо от формы собственности и видов деятельности, наделены равными правами, установленными законодательством об инвестиционной деятельности. Инвестор имеет право самостоятельно определять объемы, направления и эффективность инвестиций, привлекать на договорной основе юридических лиц и граждан, необходимых для реализации инвестиций, создавать акционерные общества, организовывать конкурсы и торги для привлечения физических и юридических лиц к осуществлению инвестиционной деятельности. Основным правовым документом, регулирующим взаимоотношения между субъектами инвестиционной деятельности, является договор (соглашение). В общем случае объектами инвестиционной деятельности являются вновь создаваемые, реконструируемые и модернизируемые основные средства во всех отраслях и сферах деятельности, ценные бумаги, научно-техническая продукция, проектно-конструкторские работы и пр.

Объекты инвестиций различаются по ряду признаков:

- масштабам проекта (глобальные, крупномасштабные, отраслевые, региональные проекты);
- направленности проекта (коммерческая, социальная, связанная с государственными интересами и т.д.);
- характеру и содержанию инвестиционного цикла (новое строительство, реконструкция, проектирование);
- характеру и степени участия государства в проекте.

В зависимости от характера объекта инвестирования, инвестиции можно разделить на финансовые, материальные и нематериальные.

К финансовым (портфельным) инвестициям относятся вложения средств в финансовые активы, в приобретение акций, облигаций и других ценных бумаг, целевые денежные вклады, банковские депозиты.

Нематериальные инвестиции — это вложение средств в нематериальные активы: в «ноу-хау», подготовку кадров, научные исследования, приобретение лицензий и т.д.

Под материальными инвестициями, то есть капитальными вложениями понимаются инвестиции в основной капитал (основные средства) в том числе затраты на новое строительство, расширение, реконструкцию; техническое перевооружение действующих предприятий, приобретение машин, оборудования, инвентаря, проектно-изыскательские работы и другие затраты.

Капитальные затраты вкладываются в период строительства или технического перевооружения, реконструкции объекта, продолжительность которого значительно меньше срока эксплуатации объекта, поэтому капитальные затраты часто называют единовременными затратами.



### 13.2. Источники финансирования инвестиционной деятельности

Источниками финансирования инвестиционной деятельности энергетических компаний могут быть:

1. Собственные средства;
2. Привлеченные средства;
3. Заемные средства;
4. Лизинг;
5. Бюджетное финансирование.

#### *Собственные средства*

Амортизационные отчисления как собственный источник финансирования инвестиционной деятельности представляют собой временно свободные денежные суммы, поскольку основные средства, на которые начисляется амортизация, продолжают функционировать и потребности в осуществлении воспроизводства данных объектов до полного их износа не возникает. При этом предприятия получают возможность использовать амортизационные отчисления на текущее воспроизводство основных средств (реконструкцию, модернизацию) или сохранять в виде свободных денежных средств для вложения в будущем в строительство новых объектов.

В целях создания финансовых условий для ускоренного воспроизводства морально и физически устаревших основных средств компании имеют право применять ускоренную амортизацию активной части основных производственных средств. Очевидно, что переоценка основных средств и ускоренная амортизация призваны повысить роль амортизационных средств как источника финансирования инвестиционной деятельности. При этом нельзя не отметить, что увеличение размера амортизационных отчислений с одной стороны уменьшает прибыль из-за роста себестоимости, что может привести к уменьшению дивидендов, но, с другой стороны, уменьшается потребность в реинвестировании прибыли, что сопровождается ростом дивидендов.

Вторым источником собственных финансовых средств, используемых для инвестирования, является чистая прибыль компании, которая наряду с заемными средствами является источником расширенного воспроизводства основных средств.

В структуре собственных инвестиционных источников энергетических компаний доля прибыли незначительна и составляет 15–20%, в то время, как наибольший удельный вес (до 80%) составляют амортизационные отчисления. Такое положение объясняется, во-первых тем, что в целях сдерживания роста тарифов на электрическую и тепловую энергию рентабельность производства, устанавливаемая Федеральными и региональными органами по регулированию тарифов, сравнительно невелика и составляет 20–25% от затрат на производство энергии. Во-вторых, в соответствии с корпоративной политикой на инвестирование идет лишь часть прибыли, вторая ее часть расходуется на формирование резервного фонда, выплату дивидендов, премирование персонала.

Переход к конкурентному энергетическому рынку расширяет инвестиционные возможности компании благодаря получению более высокой нормы прибыли и повышению инвестиционной привлекательности энергетического сектора экономики.

#### *Привлеченные средства*

В состав привлеченных средств, как источника финансирования инвестиционной деятельности входят:

- средства от эмиссии и продажи акций;
- средства потребителей энергии, поставщиков топлива, предприятий, выпускающих энергетическое оборудование;
- средства иных коммерческих компаний;
- средства от размещения глобальных и американских депозитарных расписок.

Эмиссия акций компаний является одним из способов привлечения инвестиций. Выпуск акций, как вида ценных бумаг, дающих право на получение прибыли их эмитенту, государственными предприятиями производиться не может. Это право принадлежит лишь акционерным компаниям.

В соответствии с законом «О ценных бумагах» обыкновенная акция — это ценная бумага, удостоверяющая право ее владельца на получение части прибыли эмитента в виде дивидендов, на

участие в управлении имуществом и получение части имущества эмитента, остающегося после его ликвидации. Привилегированная акция — ценная бумага, удостоверяющая право ее владельца на гарантированное получение части прибыли эмитента в виде дивиденда, размер которого устанавливается при ее выпуске, а также преимущественное по сравнению с владельцами обыкновенных акций право на получение части имущества эмитента, остающегося после его ликвидации.

Привилегированные акции обладают одновременно признаками облигаций и обычных акций. Владелец привилегированных акций, как и владелец облигаций, получает известный уже при покупке акции фиксированный доход. В отличие от обыкновенной, привилегированная акция дает преимущественное право ее владельцу на получение фиксированных дивидендов и возврат ее номинальной стоимости при банкротстве и ликвидации компании. При выпуске привилегированных акций могут быть оговорены особые условия, такие как: возможность выкупа акции эмитентом в любое время за оговоренную сумму, возможность перевода привилегированной акции в обыкновенную (конвертируемые привилегированные акции), продолжительность жизни акции на определенный срок и т.д. Привилегированная акция, в отличие от обыкновенной, не имеет права голоса.

Для компенсации этого недостатка привилегированные акции предоставляют их владельцам другие преимущества в виде фиксированного дивиденда, а также обязательных дополнительных выплат на случай уменьшения дивиденда.

В соответствии с законом «Об акционерных обществах» доля привилегированных акций не должна превышать 25% уставного капитала акционерного общества.

Акционерные энергетические компании имеют право выпускать дополнительные или поправочные акции на капитал. В этом случае основной капитал увеличивается не за счет платежей акционеров, а из-за преобразования в акции уже имеющихся накоплений. Акционеры получают дополнительные акции в определенном соотношении к своим «старым» акциям, не платя за это ничего. Поэтому часто говорят о «бесплатных» акциях, однако в этом случае акционер получает то, что ему и без того уже принадлежит — накопления. В результате выпуска поправочных акций ни акционер, ни акционерное общество не становится богаче. Состояние акционерного общества попросту разделяется на большее количество акций, что сопровождается снижением курса акций называемым понижением стоимости акций на величину преимущественного права на приобретение новых акций. Очевидно, что преимущественное право для «старых» акционеров компенсирует потерю стоимости старых акций, при этом акционеру предоставляется возможность сохранения своей доли в основном капитале и в голосах на собрании акционеров. Снижение стоимости акций делает их более доступными для мелких инвесторов, что объясняет популярность поправочных акций. Для бирж увеличение капитала, как правило, характеризует динамику развития компании и ускоряет биржевые операции, то есть если компания с помощью нового капитала усилит свои позиции в конкурентной борьбе и получит дополнительную прибыль, то курс «старых» и «новых» акций должен повыситься. В результате понижение стоимости акций на величину преимущественного права может быть быстро покрыто. Акционеры могут отказаться от преимущественного права на приобретение новых акций и продать это право на бирже.

Ограничителем эмиссии новых долгосрочных обязательств выступает коэффициент покрытия процентных выплат. Коэффициент покрытия оговаривается практически во всех контрактах между компаниями, выпускающими ценные бумаги, и их держателями. Компания не имеет права выпускать дополнительные акции, если отношение прибыли до вычета налогов к общей сумме процентных выплат с учетом выпуска новых облигаций меньше определенной величины (от 1,75 до 3). Цель этого условия — защита интересов держателей ранее выпущенных акций. Подобное условие оговаривается и применительно к привилегированным акциям, но в этом случае коэффициент покрытия процентных выплат обычно определяется как отношение прибыли после вычета налогов к процентным выплатам после вычета процентов по облигациям.

Первоначальным источником всех доходов акционера является прибыль компании. Прибыль частично выплачивается акционерам в виде дивидендов, другая часть прибыли остается на предприятии, реинвестируется и увеличивает его состояние. Эта часть прибыли также идет на пользу акционера, так как она повышает курс акций. Очевидно, что прибыль является источником двух доходов акционера: дивидендов и курсовой прибыли (возрастание стоимости акций).

Одной из основных характеристик акции является ее номинальная цена, обозначенная (напечатанная) на акции, по которой она приобретается на первичном рынке. Суммарная номинальная

стоимость всех акций определяет уставный капитал акционерного общества. Ценой акции на вторичном рынке ценных бумаг является не номинальная стоимость, а ее курсовая цена, формирующаяся под воздействием спроса и предложения на бирже и, в отличие от неизменной номинальной цены, зависящая от многих факторов и, прежде всего, от полученных и ожидаемых доходов в будущем. Если энергетическая компания работает с хорошей прибылью, образуя высокие накопления и расширяя свое производство, она усиливает свои позиции на рынке, в результате чего ее инвестиционная привлекательность на бирже повышается, а курсовая цена акций возрастает. Как правило, курс акций успешно функционирующих и развивающихся компаний значительно выше номинальной стоимости. Курс акций компаний, находящихся в затруднительном положении может снизиться ниже ее номинальной стоимости. Разница курсовой и номинальной стоимости отражает текущую доходность акции по сравнению с ожидаемой.

Курс акций любой компании является отражением будущих ее доходов, ожидаемых инвесторами. Поэтому одним из показателей оценки эффективности деятельности компании является оценка ее рыночной капитализации. Под рыночной капитализацией понимается стоимость, полученная в результате умножения числа выпущенных акций на их рыночную цену.

Капитализация акций российских энергетических компаний в силу низкой эффективности производства, государственного регулирования тарифов, неопределенности налоговой политики, правовой незащищенности капитала примерно в 20 раз ниже капитализации акций зарубежных энергетических компаний.

При такой недооцененности российских акций их продажа на фондовом рынке нецелесообразна, так как она не приносит ожидаемых средств для нового инвестирования. В этих условиях одной из задач российских энергетических компаний является приведение курсовой стоимости акций в соответствие с реальной обеспеченностью активами, чему должно способствовать развитие конкурентных отношений субъектов энергетического рынка.

Финансирование инвестиционной деятельности за счет эмиссии акций имеет определенные преимущества и недостатки (табл. 13.1).

Таблица 13.1

**Преимущества и недостатки акций,  
как источника финансирования инвестиционной деятельности**

| Преимущества                                                                      | Недостатки                                                                                          |
|-----------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1. Бессрочность финансирования                                                    | 1. Большие затраты на эмиссию акций                                                                 |
| 2. Отсутствие немедленной потребности в денежных средствах для выплаты дивидендов | 2. Возможность утраты контроля над управлением компанией в результате скупки крупных пакетов акций  |
| 3. Возможность контроля над выплатой дивидендов                                   | 3. Необходимость быстрого достижения положительных финансовых результатов                           |
| 4. Отсутствие ипотечных обязательств в отношении активов компании                 | 4. Влияние рынка ценных бумаг на принятие решений                                                   |
| 5. Сохранение контроля над управлением компанией                                  | 5. Ограничение на выпуск акций                                                                      |
| 6. Возможность осуществления пакетной подписки на акции                           | 6. Значительная гражданская ответственность перед акционерами                                       |
| 7. Рост собственного капитала                                                     | 7. Затруднение выхода на иностранные рынки в виду жесткой конкуренции на зарубежных фондовых рынках |
| 8. Улучшение соотношения собственного и заемного капитала                         | 8. Снижение дивидендов с уменьшением деловой активности (риск для акционеров)                       |
| 9. Возможность эмиссии на зарубежных финансовых рынках                            | 9. Риск потерь из-за снижения курсовой стоимости акций                                              |
| 10. Формализованность отношений с инвесторами (акционерами)                       | 10. Двойное налогообложение доходов (у корпораций и акционеров)                                     |

Для рынка ценных бумаг характерна зависимость доходов ценной бумаги от степени риска инвестора; если инвестор идет на большой риск, значит, он ожидает от данной инвестиции большого дохода.

Выбор вариантов финансирования инвестиционного процесса должен учитывать зависимость риска инвестирования от доходности акций (рис. 13.1).

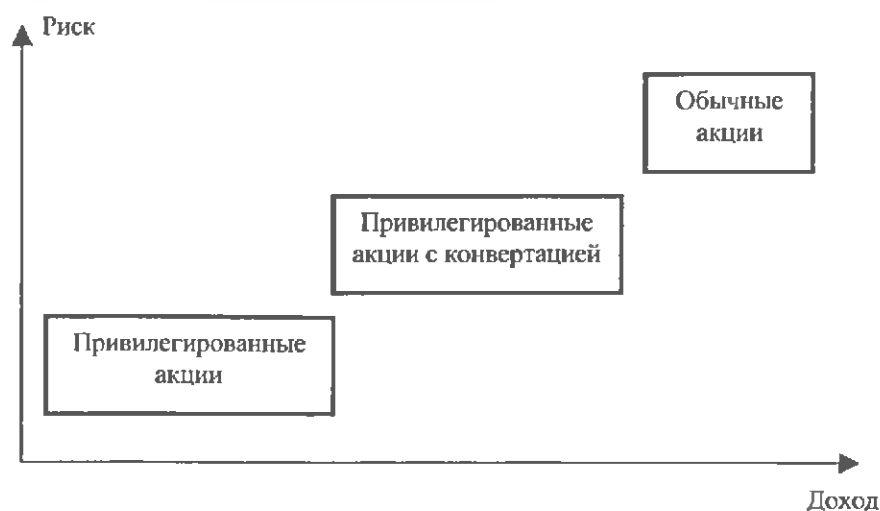


Рис. 13.1. Зависимость доходности акций от степени риска инвестора

В целом энергетические акции во всем мире считаются стабильными и пользуются повышенным спросом у тех инвесторов, которые стремятся к нерисковым вложениям капитала, обеспечивающим гарантированный доход. Существенным моментом является также то, что на обращение акций электроэнергетических акционерных компаний наряду с акциями ряда других отраслей, относящихся к жизненно важным отраслям экономики, в меньшей степени влияет изменение финансовой и биржевой конъюнктуры.

Акции электроэнергетических компаний активно обращаются на российском фондовом рынке. Акции РАО «ЕЭС России», ОАО Мосэнерго, Иркутскэнерго, Ленэнерго, Свердловэнерго, Красноярскэнерго и некоторых других компаний относятся к лидерам российского фондового рынка или, пользуясь специальной терминологией, «голубым фишкам». «Голубые фишки» (Blue chips) — акции общенациональных компаний, пользующиеся широкой известностью в связи с многолетней историей, высоким качеством их товаров, способностью получать прибыль и выплачивать дивиденды.

Потенциальным источником инвестиций являются также средства предприятий и организаций-потребителей тепловой и электрической энергии, поставщиков топлива, предприятий, производящих энергетическое оборудование. Средства могут привлекаться на договорных началах в порядке долевого участия потребителей. При этом энергопредприятия на вновь строящиеся энергообъекты могут продавать в установленном порядке акции потребителям энергии на заявленную ими мощность, а также создавать совместные предприятия с привлечением иностранного и частного капитала. Договоры и решения соответствующих органов власти юридически закрепляют обязательства, гарантии, ответственность сторон, участвующих в финансировании и материально-техническом обеспечении строительства энергообъектов. При создании акционерных обществ стороны — инвесторы являются совладельцами объекта с последующим получением соответствующей доли прибыли.

Одним из способов привлечения зарубежных инвестиций для российских акционерных обществ является выпуск депозитарных расписок.

Депозитарная расписка — это производная ценная бумага, выпускаемая на акции иностранных (в том числе и российских) эмитентов, имеющая свободное хождение в стране. Владелец ADR — не прямой, а косвенный собственник иностранных ценных бумаг.

Различают два вида депозитарных расписок: американские (ADR) и глобальные (GDR). Первые (ADR) обращаются на рынке США и западных фондовых рынках, а вторые (GDR) кроме биржевого фондового рынка еще и на внебиржевых рынках стран Западной Европы. Законодательство США запрещает свободное хождение в стране ценных бумаг нерезидентов, то

есть по американским законам любой иностранный инвестор может продать на рынке свои акции только через американские депозитарные расписки, а не напрямую. Российские акционерные общества-эмитенты могут продать свои акции только с разрешения Центробанка на экспорт капитала.

Вкратце схема выпуска и обращения ADR заключается в следующем. После подробного анализа состояния предприятия и выполнения всех соответствующих положений законодательства предприятие получает разрешение от Комиссии по ценным бумагам и фондовым биржам США. Затем банк, специализирующийся на покупке иностранных ценных бумаг, депонирует их на специальном счете и на депонированные им ценные бумаги выпускает свои собственные, которые и представляют собой американские депозитарные расписки. Для американских инвесторов важно, что банк защищает интересы покупателей и то, что ADR обращаются на рынке в соответствии с американскими правилами торговли.

Американские депозитарные расписки выпускаются трех уровней, определяющих доступ американских инвесторов к иностранным ценным бумагам: чем ниже уровень ADR, тем уже круг инвесторов.

ADR первого уровня — это производные ценные бумаги частного размещения, которые распространяются среди ограниченного числа американских инвесторов. Ограниченность их распространения дает право торговать ими лишь на американском внебиржевом рынке вне электронной клиринговой системы NASDAQ (National Association of Securities automated quotations), а также на тех биржевых площадках США, где они пройдут листинг. Для ADR российских компаний таковыми являются Берлинская и Франкфуртская биржи.

Выпуску ADR первого уровня должна предшествовать аудиторская проверка компании. Для выпуска ADR данного уровня отчетность о работе компании представляется в соответствии с российскими стандартами.

ADR второго и третьего уровня обеспечивают их доступ к более широкому кругу инвесторов и требуют международной аудиторской проверки (по международному стандарту) не менее чем за трехлетний период. Выпуск ADR второго и третьего уровня связан с большими затратами: на оплату услуг аудиторов, инвестиционных банков, международных консультантов, оплату юристов, на печать копий инвестиционного меморандума, на командировки менеджеров, оплату труда менеджеров, брокеров, андеррайтеров.

Однако только ADR третьего уровня позволяют привлечь дополнительные инвестиции, так как они выпускаются на вновь эмитируемые акции; расписки первого и второго уровня выпускаются на уже выпущенные акции, в том числе и на часть акций, находящихся в государственной собственности.

ADR, выпущенные на акции российских энергетических компаний обеспечивают им ряд преимуществ:

- ADR повышает имидж компании в силу ее международного признания;
- с помощью ADR компании-эмитенты не только выходят на международный уровень, но и повышают ликвидность своих акций;
- компании, выпускающие ADR, расширяют состав потенциальных инвесторов в особенности из числа институциональных инвесторов (банков, страховых компаний, различных финансовых фондов);
- высокие котировки ADR на американском рынке могут повысить кредитный рейтинг компании и курсовую стоимость ее акций на российском фондовом рынке;
- участие в программе ADR солидного американского банка (как правило, Bank of New York) помогает преодолеть недоверие иностранных инвесторов к ценным бумагам российских эмитентов.

### *Заемные средства*

Заемные средства — это денежные средства, выдаваемые заимодавцем в виде ссуды (кредита) на определенный срок на платной основе.

В качестве заемных средств при финансировании инвестиционной деятельности выступают инвестиционные кредиты российских коммерческих банков, облигационные займы и иностранные кредиты.

При недостатке у энергетических компаний собственных средств, или в случае наличия ограничений на эмиссию акций, а так же при неразвитости рынка ценных бумаг важнейшим источником инвестиций являются кредиты коммерческих отечественных банков, и иностранные кредиты.

Коммерческие банки, рассматривая возможность предоставления кредита, на основе анализа бизнес-плана компании и бизнес-плана инвестиционного проекта должны убедиться, что поток денежных средств сможет обеспечить обслуживание долга на протяжении всего срока выплаты кредита. Для большинства кредитов проценты и сумма долга подлежат погашению ежемесячно, начиная с первого месяца. В некоторых случаях платежи основной суммы могут быть отсрочены, как правило, на срок не более одного года. Источником погашения долга является прибыль от деятельности компании или новые займы, в то время, как проценты за пользование кредитами учитываются в составе «Прочих затрат», относимых на себестоимость продукции.

Инвестиционный кредит может быть обеспеченным или необеспеченным имуществом, может выдаваться под залог недвижимости или может быть обеспечен правом ареста других активов должника в случае неуплаты долга.

Привлечение инвестиционных кредитов коммерческих банков имеет ряд преимуществ и недостатков (табл. 13.2), которые следует учитывать при обосновании выбора источников инвестирования проектов.

Таблица 13.2

#### Преимущества и недостатки кредитов коммерческих банков

| Преимущества                                                                           | Недостатки                                                                   |
|----------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------|
| 1. Решение о взятии кредита принимается руководством компании                          | 1. Банк становится теневым управляющим компании                              |
| 2. Отсутствие внешних законодательных ограничений на взятие кредита                    | 2. Немедленная потребность в средствах для осуществления выплат по займам    |
| 3. Легкий доступ к получению капитала                                                  | 3. Более высокая цена получения последующих займов                           |
| 4. Специализация кредитов                                                              | 4. Обязательность погашения кредитов иностранным кредиторам в твердой валюте |
| 5. Рассредоточение риска кредиторов благодаря объединению ресурсов коммерческих банков |                                                                              |

По степени риска и доходности виды коммерческих кредитов распределяются следующим образом: чем выше обеспеченность кредита, тем меньше риск (рис. 13.2).



Рис. 13.2. Зависимость доходности кредитов от степени риска инвесторов

Заемный капитал целесообразно привлекать лишь в том случае, если это повышает рентабельность собственного капитала. Однако чем выше доля заемных средств, тем больше сумма выплачиваемых процентов.

Использование кредитных средств хотя и является выгодным на первоначальной стадии реализации проекта, позволяя покрыть дефицит средств в этот период, тем не менее, крайне обременительно для проекта в первые годы эксплуатации. Поэтому заключению кредитного соглашения должен предшествовать сравнительный анализ влияния выплат по кредиту на себестоимость продукции при разных схемах погашения кредита: либо с периодическим погашением задолженности равными взносами и выплатой постоянного процента; либо с периодическим погашением задолженности равными взносами с постепенным сокращением процентов.

Первая схема при более высоких общих финансовых затратах менее обременительна для проекта, поскольку первоначальные суммы погашения задолженности меньше по сравнению со второй схемой.

Вторая схема требует меньших общих финансовых затрат при довольно значительных общих суммах погашения с начала ввода проекта в эксплуатацию. Поэтому в любом проекте должна проводиться тщательная оценка последствий альтернативных схем и форм финансирования с тем, чтобы выбранная структура инвестиций при минимальной цене на капитал обеспечивала максимум эффективности проекта.

Облигации являются разновидностью ценных бумаг, выпускаемых государством или компаниями, как долговое обязательство при выпуске внутреннего займа.

Доход по облигациям, выпускаемым компаниями, выплачивается в виде фиксированного процента от нарицательной стоимости облигации. Облигация отличается от акции тем, что ее владелец не является акционером компании и не имеет права голоса. Облигации продаются и покупаются на бирже по курсу, зависящему от спроса и предложения на них, от приносимого ими дохода и уровня ссудного процента.

Владельцы облигаций имеют определенное преимущество по сравнению с другими инвесторами, так как в случае банкротства владельцы облигаций обязательно получают ее номинальную стоимость за счет той части собственности компании, под залог которой они были выпущены. Иными словами облигации застрахованы собственностью компании, поэтому проценты, выплачиваемые по ним, должны быть ниже процентов, получаемых владельцами акций любого вида.

Доля активов компании, под залог которой выпускаются облигации, должна регламентироваться правительственным органом, регулирующим рынок ценных бумаг.

Компании безусловно заинтересованы в выпуске долгосрочных облигационных займов, так как они позволяют:

- получить долгосрочный источник денежных средств, что позволяет иметь более широкие возможности для инвестиционного маневра;
- снизить величину выплачиваемых процентов на вложенный капитал по сравнению с дивидендами по акциям;
- выплачивать фиксированный процент по облигациям.

С позиций компании долгосрочные займы имеют существенный «недостаток» — обязательность регулярных выплат процентов по облигациям. Задержка этих выплат может вызвать судебный иск к энергоснабжающей компании со стороны владельцев облигаций.

Проценты, выплачиваемые энергоснабжающими компаниями владельцам облигаций, зависят от срока займа: при малых сроках займа (до трех лет) примерно 2–3%, на 35–40 лет — 20–22%. Облигации имеют право приобретать иностранные инвесторы, однако для этого энергоснабжающие компании должны вступить в международные финансовые организации.

По аналогии с привилегированными акциями, облигации бывают конвертируемые или с разовым погашением. При выборе источника финансирования инвестиционной деятельности следует учитывать достоинства и недостатки облигаций разного вида (табл. 13.3).

Таблица 13.3

**Особенности облигаций, как источника  
финансирования инвестиционной деятельности**

| Вид облигаций                     | Преимущества                              | Недостатки                                                       |
|-----------------------------------|-------------------------------------------|------------------------------------------------------------------|
| 1. Обычные облигации              | 1. Обходятся дешевле акций                | 1. Обязательное соблюдение регулярности выплат                   |
| 2. Облигации с разовым погашением | 2. Выплаты только при погашении облигаций | 2. Более дорогие                                                 |
| 3. Конвертируемые облигации       | 3. Наиболее дешёвые облигации             | 3. Увеличение числа акционеров при конвертации облигаций в акции |

Энергетика является капиталоемкой отраслью с длительными сроками строительства объектов и сравнительно большими сроками окупаемости инвестиций, что повышает для банков риск неплаты долгосрочных инвестиционных кредитов и снижает возможности использования банковского кредита для финансирования дорогостоящих программ по развитию электроэнергетики. В силу вышеуказанных факторов удельный вес заемных средств, инвестируемых в развитие российской энергетики, составляет 15–16% от суммарных инвестиций в электроэнергетический сектор.

Использование заемного капитала тесно связано с рисками инвестирования, и в первую очередь с предпринимательским и финансовым риском.

Предпринимательский риск возникает в случае отказа компании от использования в своей деятельности заемных средств.

Финансовый риск — это риск, которому подвергается компания в результате принятия решения использовать для финансирования заемные средства и невыполнении обязательств по выплате кредита.

Возможным источником инвестиционной деятельности является налоговый инвестиционный кредит, экономическое содержание которого рассмотрено в главе 9.

### *Лизинг*

Специфической формой финансирования инвестиций, альтернативной традиционному банковскому кредитованию и использованию собственных финансовых ресурсов, является лизинг — долгосрочная аренда основных средств. Лизинг — это вид предпринимательской деятельности, направленный на инвестирование временно свободных или привлеченных финансовых средств, когда по договору финансовой аренды (лизинга) арендодатель (лизингодатель) обязуется приобрести в собственность указанное в договоре имущество и предоставить его арендатору (лизингополучателю) за плату во временное пользование для предпринимательских целей.

Объектом лизинга (предметом договора) может быть любое движимое и недвижимое имущество, относящееся к основным средствам.

Субъектами лизинга являются:

- лизингодатель — юридическое или физическое лицо, осуществляющее лизинговую деятельность, то есть передачу в лизинг имущества по договору. Лизинговые компании создаются в форме акционерных обществ или других организационно-правовых форм, выполняющих функции лизингодателя;
- лизингополучатель — юридическое или физическое лицо, получающее имущество в пользование по договору лизинга;
- продавец лизингового имущества — предприятие, производящее машины, оборудование и продающее их лизингополучателю.

Лизинг дает возможность производственным компаниям получать необходимые основные средства без значительных единовременных затрат, а так же избежать потерь, связанных с моральным старением средств производства.



Различают две формы лизинга — финансовый и оперативный.

Финансовый лизинг — соглашение, предусматривающее выполнение следующих условий:

- право собственности на оборудование остается за лизингодателем, в конце срока лизинга предусматривается возможность его выкупа лизингополучателем;
- срок лизинга составляет большую часть срока полезного использования оборудования;
- суммарная величина лизинговых платежей должна быть близкой или равной стоимости оборудования и обеспечивать прибыль лизингодателю.

Оперативный лизинг — соглашение, срок которого короче срока полезного использования объекта, что предполагает возможность неоднократной его сдачи в аренду.

Имущество, переданное в лизинг в течение срока действия договора лизинга, является собственностью лизингодателя. В договоре лизинга может предусматриваться право выкупа лизингового имущества лизингополучателем по истечении или до истечения срока договора.

Оплата пользования лизинговым имуществом производится лизингополучателем в виде лизинговых платежей, уплачиваемых лизингодателю. Размер, способ, форма и периодичность этих платежей устанавливается в договоре по соглашению сторон.

Сумма лизинговых платежей включает:

- сумму, возмещающую полную (или близкую к ней) стоимость лизингового имущества;
- сумму, выплачиваемую лизингодателю за кредитные ресурсы (проценты за кредит), использованные им для приобретения имущества по договору лизинга;
- комиссионное вознаграждение лизингодателю;
- сумму, выплачиваемую за страхование лизингового имущества в случае, если оно было застраховано лизингодателем;
- иные затраты лизингодателя, предусмотренные договором лизинга.

Лизинговые платежи включаются в соответствии с законодательством Российской Федерации в себестоимость продукции (работ, услуг), производимой лизингополучателем. Доходом лизингодателя является разница между суммой лизинговых платежей, полученных лизингодателем от лизингополучателя, и суммой, возмещающей стоимость лизингового имущества. Доходом лизингополучателя является прибыль от продажи продукции.

Возможны следующие методы начисления лизинговых платежей:

- метод «с фиксированной общей суммой». В этом случае общая сумма платежей выплачивается равными долями в течение всего срока договора в соответствии с периодичностью, установленной договором лизинга;
- метод с «авансом», когда лизингополучатель при заключении договора выплачивает лизингодателю определенный аванс, при этом остальная часть лизинговых платежей уплачивается в течение срока действия договора лизинга в соответствии с установленной в договоре периодичностью;
- метод «минимальных платежей», когда общая сумма платежей расшифровывается в договоре с указанием суммы амортизации лизингового имущества за весь срок действия договора, платы за использование лизингодателем кредитных средств, комиссионного вознаграждения и платы за дополнительные услуги лизингодателя, предусмотренные договором и остаточной стоимости выкупаемого лизингового имущества, если выкуп предусмотрен договором.

Лизинг, как вид инвестиционной деятельности, имеет ряд преимуществ:

- в отличие от денежного кредита инвестирование в форме передачи оборудования в лизинг снижает риск невозврата средств, так как за лизингодателем сохраняется право собственности на переданное в лизинг оборудование;
- лизинг предполагает стопроцентное кредитование лизингополучателя и не требует немедленной выплаты платежей, что позволяет без вложения больших стартовых капитальных затрат обновлять основные средства, приобретая дорогостоящее оборудование;
- компании иногда проще получить оборудование по лизингу, чем получить кредит;
- для лизингополучателя снижается риск морального и физического износа оборудования, так как имущество не приобретается, а арендуется;
- лизинговое имущество не числится на балансе лизингополучателя, что не увеличивает его активы и налог на имущество;

- лизинговое соглашение более гибко по сравнению с кредитным договором: лизинговые платежи могут быть фиксированными и плавающими;
- выплаты по договоренности сторон могут начаться после начала эксплуатации лизингового оборудования и получения выручки от реализации продукции;
- производитель оборудования получает дополнительные возможности для сбыта своей продукции.

### *Бюджетное финансирование*

Участие государства в инвестиционной деятельности осуществляется путем создания благоприятных условий для развития инвестиционной деятельности и в форме прямого участия в инвестиционной деятельности. Создание благоприятных условий для развития инвестиционной деятельности, осуществляемой в форме капитальных вложений, достигается в результате:

- совершенствования системы налогов, механизма начисления амортизации и использования амортизационных отчислений;
- установления субъектам инвестиционной деятельности специальных налоговых режимов, не носящих индивидуального характера;
- защиты интересов инвесторов;
- предоставления субъектам инвестиционной деятельности льготных условий пользования землей и другими природными ресурсами, не противоречащих законодательству Российской Федерации;
- создания и развития сети информационно-аналитических центров, осуществляющих регулярное проведение рейтингов и публикацию рейтинговых оценок субъектов инвестиционной деятельности;
- принятия антимонопольных мер;
- расширения возможностей использования залогов при осуществлении кредитования;
- развития финансового лизинга в Российской Федерации;
- проведения переоценки основных средств в соответствии с темпами инфляции;
- создания возможностей формирования субъектами инвестиционной деятельности собственных инвестиционных фондов;

Прямое участие государства в инвестиционной деятельности, осуществляемое в форме капитальных вложений, включает:

- разработку, утверждение и финансирование инвестиционных проектов, осуществляемых Российской Федерацией совместно с иностранными государствами, а также инвестиционных проектов, финансируемых за счет средств федерального бюджета и средств бюджетов субъектов Российской Федерации;
- формирование перечня строек и объектов технического перевооружения для федеральных государственных нужд и финансирования их за счет средств федерального бюджета. Порядок формирования указанного перечня определяется Правительством Российской Федерации;
- предоставление на конкурсной основе государственных гарантий по инвестиционным проектам за счет средств федерального бюджета (Бюджета развития Российской Федерации), а также за счет средств бюджетов субъектов Российской Федерации;
- размещение на конкурсной основе средств федерального бюджета (Бюджета развития Российской Федерации) и средств бюджетов субъектов Российской Федерации для финансирования инвестиционных проектов;
- проведение экспертизы инвестиционных проектов в соответствии с законодательством Российской Федерации;
- защиту российских организаций от поставок морально устаревших и материалоемких, энергоемких и ненаукоемких технологий, оборудования, конструкций и материалов;
- разработку и утверждение стандартов (норм и правил) и осуществление контроля за их соблюдением;
- выпуск облигационных займов, гарантированных целевых займов;
- вовлечение в инвестиционный процесс временно приостановленных и законсервированных строек и объектов, находящихся в государственной собственности;

- предоставление концессий российским и иностранным инвесторам по итогам торгов (аукционов и конкурсов) в соответствии с законодательством Российской Федерации.

В зависимости от источника финансирования (Федеральный бюджет или бюджет субъектов Федерации) различается порядок финансирования и утверждения инвестиционных проектов (табл. 13.4).

Таблица 13.4

**Условия отнесения государственных капиталовложений к соответствующему бюджету**

| Федеральный бюджет Российской Федерации                                                                                                                                                                                              | Бюджет субъектов Российской Федерации                                                                                                                                                                                      |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Условия отнесения расходов по финансированию государственных капитальных вложений к соответствующему бюджету                                                                                                                         |                                                                                                                                                                                                                            |
| Расходы являются частью затрат на реализацию соответствующих федеральных целевых программ или финансируются из федерального бюджета на основании предложений Президента Российской Федерации либо Правительства Российской Федерации | Расходы являются частью затрат на реализацию соответствующих региональных целевых программ или финансируются из бюджета субъектов РФ на основании предложений органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации |
| Порядок финансирования инвестиционных проектов определяется                                                                                                                                                                          |                                                                                                                                                                                                                            |
| Правительством Российской Федерации                                                                                                                                                                                                  | Органами исполнительной власти соответствующих субъектов Российской Федерации                                                                                                                                              |
| Разработка, рассмотрение и утверждение инвестиционных проектов производятся в соответствии с:                                                                                                                                        |                                                                                                                                                                                                                            |
| Законодательством Российской Федерации в порядке, предусмотренном для федеральных целевых программ                                                                                                                                   | Законодательством Российской Федерации, в порядке, предусмотренном для региональных целевых программ                                                                                                                       |
| Перечни инвестиционных проектов образуют:                                                                                                                                                                                            |                                                                                                                                                                                                                            |
| Федеральные инвестиционные программы                                                                                                                                                                                                 | Региональные инвестиционные программы                                                                                                                                                                                      |

Инвестиционные проекты, финансируемые за счет средств федерального бюджета, средств бюджетов субъектов Российской Федерации, а также инвестиционные проекты, имеющие важное народно-хозяйственное значение, независимо от источников финансирования и форм собственности объектов капитальных вложений, до их утверждения подлежат государственной экспертизе.

Экспертиза инвестиционных проектов проводится в целях предотвращения создания объектов, использование которых нарушает права физических и юридических лиц и интересы государства, или не отвечает требованиям утвержденных в установленном порядке стандартов (норм и правил), а также для оценки эффективности осуществляемых капитальных вложений.

Порядок проведения государственной экспертизы инвестиционных проектов определяется Правительством Российской Федерации.

Государство гарантирует всем субъектам инвестиционной деятельности независимо от форм собственности:

- обеспечение равных прав при осуществлении инвестиционной деятельности;
- гласность в обсуждении инвестиционных проектов;
- право обжалования в судебном порядке любых решений, действий (бездействия) органов государственной власти, органов местного самоуправления и их должностных лиц;
- стабильность прав субъектов инвестиционной деятельности. В случаях принятия законов, устанавливающих для субъектов инвестиционной деятельности иные правила, чем те, которые действовали при заключении договоров между ними, условия этих договоров сохраняют свою силу, за исключением случаев, когда законом установлено, что его действие распространяется на отношения, возникшие из ранее заключенных договоров;
- защиту капитальных вложений.

Капитальные вложения могут быть национализированы только при условии предварительного и равноценного возмещения государством убытков, причиненных субъектам инвестиционной деятельности, или реквизируются по решению государственных органов в случаях, порядке и на условиях, которые определены Конституцией Российской Федерации и Гражданским кодексом Российской Федерации.

Обобщающая схема участия государства в инвестиционной деятельности представлена на рис. 13.3.

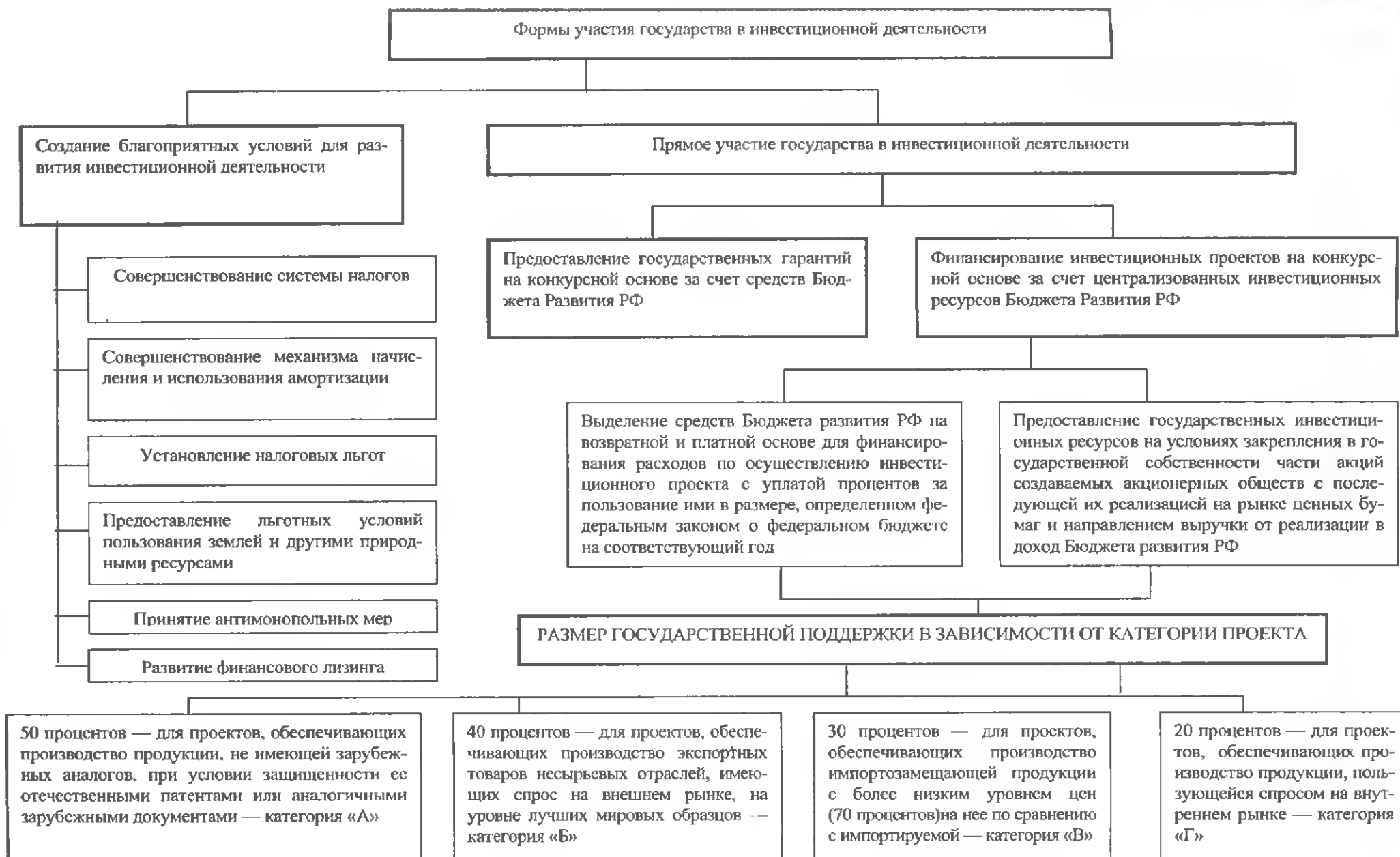


Рис. 13.3. Основные формы участия государства в инвестиционной деятельности

Централизованные средства государственного бюджета и бюджетов субъектов РФ выделяются на строительство энергетических объектов, перечень которых определяется постановлениями Правительства РФ и Указами Президента РФ. Бюджетное финансирование в энергетику незначительно и составляет около 1% от суммарных инвестиций в отрасль.

Государственная поддержка из федерального бюджета направляется на осуществление мер по повышению безопасности и строительству АЭС, которые являются унитарными предприятиями с государственной формой собственности и при высокой капиталоемкости, небольших объемах производства электроэнергии на действующих АЭС (около 12% от общей выработки в стране) не могут обеспечить самофинансирование (расширенное воспроизводство). Кроме того средства госбюджета выделяются в качестве мер оказания финансовой поддержки развития энергетики энергодефицитных регионов, особенно Дальнего Востока, и на осуществление энергосберегающих мероприятий.

Для акционерных обществ энергетики средства госбюджета могут предоставляться из Бюджета Развития РФ на возвратной и платной основе или как увеличение доли государства в их уставном капитале.

### 13.3. Бизнес-план инвестиционного проекта

В целях привлечения инвесторов для реализации проекта и предоставления им необходимой информации составляется бизнес-план инвестиционного проекта.

Бизнес-план инвестиционного проекта представляет структурированный перспективный план, в котором формулируются цели проекта, определяется комплекс мер в области проектирования и строительства объекта, производства продукции, маркетинга, определяется объем необходимых материальных, финансовых средств и трудовых ресурсов, доходы от реализации продукции и услуг и конечные финансовые результаты по проекту.

Потенциальными пользователями бизнес-плана являются:

- заказчики, выдвинувшие идею проекта, которые при составлении бизнес-плана должны оценить свои возможности и наметить стратегию поведения в целях реализации данного проекта;
- сотрудники компании, в рамках которой будет функционировать объект, создаваемый по данному проекту, поскольку каждый работник должен определить для себя новые требования и задачи, связанные со стратегией развития компании;
- инвесторы — поставщики оборудования и топлива, подрядчики и субподрядчики, кредитные организации, так как они должны убедиться в доходности проекта, его реализуемости и при принятии положительного решения определить для себя круг задач и объем работ, который они должны выполнить при реализации проекта.

Важнейшая цель составления бизнес-плана инвестиционного проекта заключается в привлечении инвесторов, поэтому в бизнес-плане должны быть четко определены:

- идея проекта и цели компании в реализации проекта;
- сроки выполнения проекта;
- стратегия компании в части маркетинга, производства, НИОКР, организации управления, обеспечивающая возможность реализации проекта;
- система контроля за реализацией проекта;
- общие инвестиционные затраты в проект и источники их финансирования;
- доходность проекта;
- риски по проекту и меры по их снижению.

Бизнес-план проекта должен отвечать следующим требованиям:

- быть полным, комплексным, доказательным, то есть предоставлять полную информацию, необходимую для принятия решений инвесторами, содержать взаимосогласованные меры по реализации проекта, опираться на реальную информацию и обоснованные идеи;
- быть перспективным, с указанием по годам строительства вводов мощности, поступлений и расходования средств. Расчет доходности проекта должен быть выполнен за весь инвестиционный цикл, начиная от прединвестиционной фазы и заканчивая моментом завершения существования объекта;
- быть гибким, позволяющим вносить коррективы, возникающие в ходе реализации проекта;

- обеспечивать контроль сроков и объемов выполнения работ;
- быть компактным и понятным для пользователя.

Задачи, стоящие перед бизнес-планом, и требования, которым он должен соответствовать, определяют содержание и структуру бизнес-плана инвестиционного проекта, включающего следующие разделы:

#### *Общая характеристика проекта (резюме).*

В данной части приводятся:

- Краткие выводы из всех последующих разделов бизнес-плана, в том числе:
  - название, общее описание проекта и его целей;
  - общая характеристика технологии, оборудования, производственной мощности, основных производственных показателей, режима работы.
- График реализации проекта, в том числе дата начала и окончания проекта с указанием периода строительства, периода освоения и периода эксплуатации.
- Характеристика района размещения объекта, включающая описание местности, расстояние от ближайшего крупного города, площадь земельного участка с указанием документов, удостоверяющих право на пользование им, транспортные коммуникации — автомобильные, железные дороги, водные транспортные пути, системы связи и телекоммуникации, электрические и тепловые сети.
- Производственные здания: число и общая площадь.
- Инфраструктура.
- Обеспеченность топливом: вид и качество топлива, система транспорта топлива.
- Характеристика персонала (численность, квалификация).
- Управление проектом в период его реализации и эксплуатации.
- Форма собственности и правовой статус компании: государственное унитарное предприятие, акционерная компания и пр.
- Обеспеченность сбыта энергии.
- Экономическая характеристика объекта.
- Общая сумма требуемых капитальных вложений и предполагаемые источники финансирования.
- Результаты расчета финансовой эффективности проекта.

#### *1. Цели разработки проекта.*

- Приводится краткое описание идеи проекта, перечисляются виды продукции и оказываемых услуг.
- Определяется район размещения и площадка строительства, стоимость земельного участка или арендная плата, оцениваются затраты в инфраструктуру.

#### *2. Анализ рынка сбыта.*

- Определяются объем сбыта, поставки на оптовый или розничный рынок, современная и перспективная структура потребителей энергии, анализируются факторы, влияющие на изменение сбыта.
- Оценивается конкуренция со стороны других компаний, выбирается стратегия поведения на рынке, определяется свой сегмент рынка.
- Составляется прогноз тарифов на электрическую энергию и тепло с указанием нормативных документов по ценообразованию.

#### *3. Стратегия маркетинга.*

- Определяется схема реализации энергии и мощности на оптовом и (или) розничном рынках, каналы сбыта.
- Определяются принципы ценообразования на энергию и мощность, уровень рентабельности капитала.
- Разрабатывается план расширения объема продаж.
- Оценивается эластичность спроса на электроэнергию и тепло.
- Определяется круг поставщиков оборудования, необходимого для реализации проекта, и цены на оборудование.
- Определяются вид топлива, круг поставщиков, цена, исследуется влияние изменения цены топлива и транспортных тарифов на эффективность проекта.

#### *4. План производства.*

- Указывается мощность объекта, объем производства продукции и их изменение по годам инвестиционного периода.

- Приводится описание технологий и оборудования, осуществляется отбор наиболее эффективных технологических решений, приводится сравнительная характеристика потенциальных поставщиков оборудования.
- Оцениваются затраты на производство электрической и тепловой энергии по годам инвестиционного периода.

#### *5. Организационный план.*

В данном разделе бизнес-плана определяется:

- Организационная структура компании с указанием функций подразделений, схемы взаимодействия и координации их деятельности.
- Характеристика персонала: численность, уровень квалификации, уровень оплаты труда.
- Системы и формы оплаты труда и система стимулирования руководителей высшего звена.

#### *6. Юридический план.*

В разделе указывается форма собственности и правовой статус компании.

В случае создания государственного унитарного предприятия отражается степень вмешательства государства в хозяйственную деятельность компании; в случае создания акционерной компании указывается будущее распределение акционерного капитала между потенциальными акционерами.

#### *7. Экологический план.*

В разделе содержится информация о состоянии природной среды в районе размещения будущего объекта и его влияние на экологию.

#### *8. Социальная реакция на строительство энергетического объекта.*

Отражаются формы участия населения в обсуждении проекта, ожидаемая реакция населения на проект, число новых рабочих мест, формы и методы компенсационных мероприятий для населения, проживающего в районе размещения энергетического объекта.

#### *9. Финансовый план.*

Данный раздел содержит информацию, на основе которой производится финансовая оценка проекта в целом и рассчитываются его основные финансово-экономические показатели: уровень рентабельности, финансовая устойчивость и ликвидность предприятия, созданного (построенного) по проекту.

Для разработчиков бизнес-плана в ходе подготовки данного раздела становится окончательно ясной реальность и эффективность осуществления проекта.

С точки зрения инвестора этот раздел является важнейшим, так как позволяет определить привлекательность проекта и его эффективность.

Обычно этот раздел включает следующие финансовые документы:

- «Отчет о финансовых результатах», рассчитываемый путем соотношения доходов предприятия, текущих затрат, налоговых выплат. Эта информация позволяет инвестору оценить для себя привлекательность проекта;
- «Отчет о движении денежных средств», в котором отражаются поступления средств от различных видов деятельности и платежи (расходы) всех видов, а также остаток денежной наличности. Данная информация необходима, чтобы убедиться в том, что предприятие не станет банкротом, и не потребуются дополнительные средства до начала поступления средств от продажи продукции;
- балансовый план, отражающий структуру активов и пассивов предприятия и величину его собственных средств;
- план финансирования проекта с указанием источников финансирования (доходы от операционной деятельности, амортизация, прибыль, кредитные средства и пр.) и на какие цели будут расходоваться данные средства (покупка оборудования, оплата строительно-монтажных работ, создание нормируемых запасов топлива, погашение ссуд и кредитов, покупка акций, выплата дивидендов и пр.).

Данная структура бизнес-плана инвестиционного проекта может изменяться в соответствии со спецификой проекта и его основными целями.

\* «Отчет о...» — это название стандартных документов финансовой отчетности. Поскольку они составляются на перспективу, то фактически являются плановыми документами.

### 13.4. Капитальные вложения в энергетические объекты

#### Инвестиционный цикл проекта

Потребность в капитальных вложениях в объект определяется на предпроектной (предынвестиционной) стадии с последующим уточнением на стадии разработки проекта.

В общем случае под проектом понимается совокупность согласованных действий, имеющих конечную цель или результат, срок начала и завершения и требующих расходования ресурсов.

Инвестиционный проект представляет обоснование экономической целесообразности, объема и сроков осуществления капитальных вложений, включая необходимую проектную документацию, разработанную в соответствии с законодательством Российской Федерации и утвержденными в установленном порядке стандартами (нормами и правилами), а также описание практических действий по осуществлению инвестиций (бизнес-план инвестиционного проекта).

Инвестиционный цикл проекта (рис. 13.4) охватывает три основных фазы:

- предынвестиционную;
- инвестиционную;
- эксплуатационную.

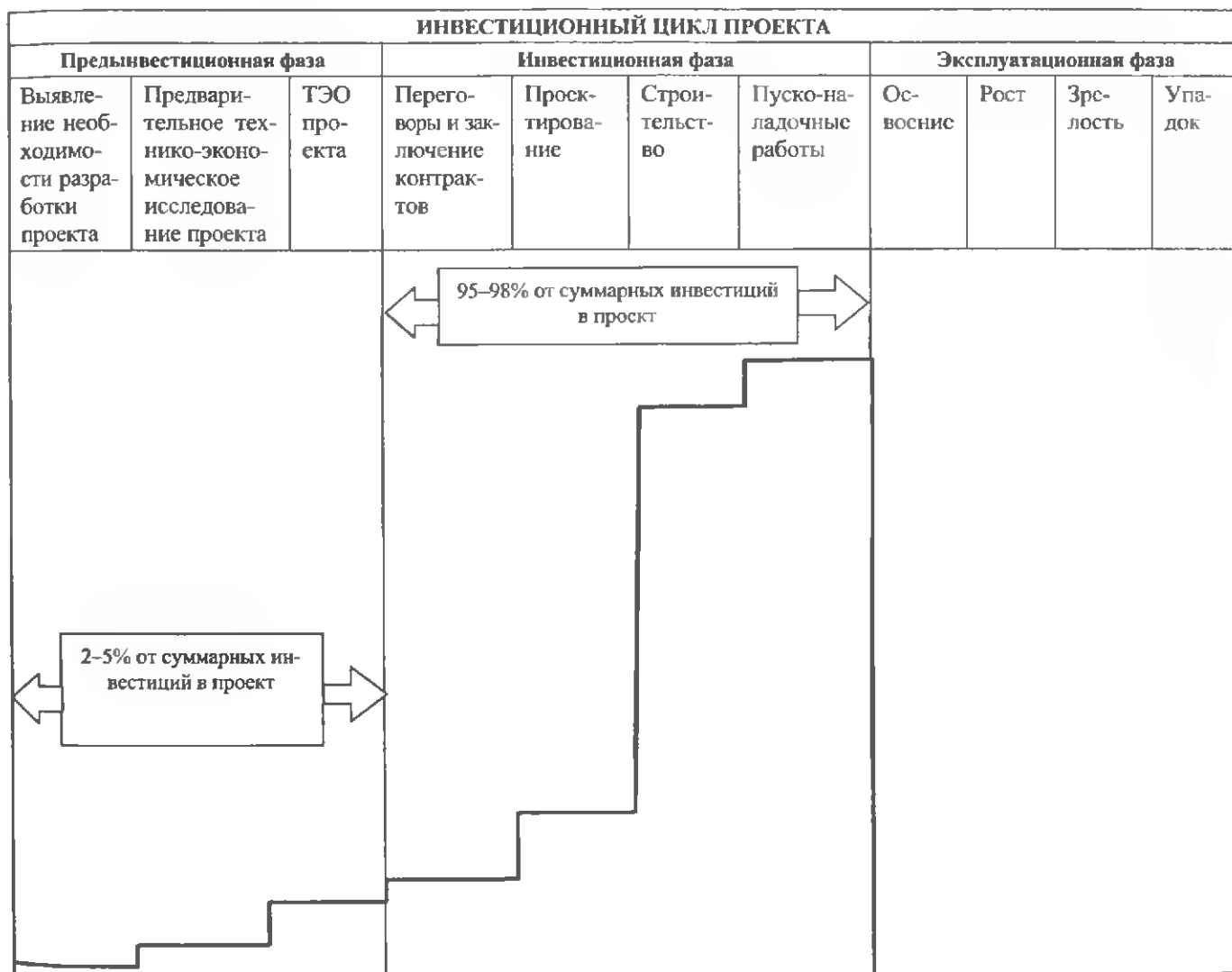


Рис. 13.4. Инвестиционный цикл проекта

Предынвестиционная фаза включает три стадии исследований:

- выявление необходимости разработки проекта;
- предварительные технико-экономические исследования по проекту;
- технико-экономическое обоснование проекта и принятие решения о его инвестировании.



На первой стадии прединвестиционной фазы исследуется необходимость разработки проекта. В электроэнергетике это в первую очередь анализ балансов энергии и мощности региона, выявление дефицита генерирующей мощности или недостаточности пропускной способности ЛЭП, в результате чего намечаются пути решения возникшей проблемы: реализация программ энергосбережения, строительство новых объектов, реконструкция действующих и пр. На данном этапе исследование носит общий характер и базируется в основном на обобщенных оценках, а не на подробном анализе, при этом информация о затратах, как правило, берется из аналогичных проектов.

На второй стадии целью предварительного технико-экономического исследования является доказательство того, что концепция проекта оправдывает проведение последующего детального анализа по проекту, для чего на данной стадии следует:

- изучить возможные альтернативные проекты;
- изучить состояние, динамику и перспективы рынка энергии, провести исследование спроса, продаж и маркетинга;
- определить производственную мощность и производственную программу проекта;
- изучить технические аспекты проекта: технологии и оборудование;
- изучить район и возможные площадки размещения объекта, а также наличие транспортных коммуникаций, линий электропередач, водных источников;
- изучить наличие и стоимость производственных факторов (материалов, топлива);
- изучить потребность и наличие кадров;
- определить ориентировочный размер накладных расходов, в том числе административно-управленческих;
- выполнить предварительную оценку размера инвестиционных затрат, определить возможные источники финансирования проекта, издержки производства продукции, предварительно оценить коммерческую эффективность проекта.

Количественные оценки при этом базируются на укрупненных экономических показателях без разработки подробных смет.

Проводимое на третьем этапе прединвестиционной фазы технико-экономическое обоснование проекта является технической, экономической и коммерческой основой для принятия решения об инвестировании. Техничко-экономическое исследование направлено на доказательство необходимости разработки проекта определенной мощности, размещаемого в данном районе, с использованием конкретной технологии при установленных размерах инвестиций и издержек производства и объемах продаж, способных принести определенный доход на вложенный капитал. Для этого в целях снижения инвестиций в проект и издержек производства продукции следует сравнить альтернативные варианты различных технологий, производственных программ, альтернативных площадок размещения, различных вариантов топливоснабжения и т.д. Итоговым документом исследований на данном этапе является технико-экономическое обоснование проекта (ТЭО), представляющее собой предпроектный документ, в котором уточняются балансы мощности и выработки электроэнергии в системе, определяется необходимая мощность и выработка электроэнергии, намечаемой к строительству электростанции, разрабатываются схемы связи электростанции с энергосистемой, определяются тип и параметры основного оборудования, сроки ввода агрегатов, определяется потребность в топливе по годам, обосновывается вид топлива и источники технического водоснабжения. Завершающая часть ТЭО — расчеты капитальных вложений и затрат на производство продукции по возможным вариантам строительства с учетом района размещения электростанции и сроков ввода мощности — позволяет провести анализ сравнительной эффективности вариантов и выбрать наиболее эффективный. Если результаты сравнения свидетельствуют о неэффективности проекта, следует произвести корректировку некоторых параметров проекта: пересмотреть производственную программу, изменить технологию, состав оборудования, вид топлива с тем, чтобы доработать проект и сделать его рентабельным. Если же, несмотря на повторный расчет, проект остается нерентабельным, следует от него отказаться и искать иной путь решения проблемы.

Проведение технико-экономических исследований является не самоцелью, а средством принятия обоснованного решения об инвестировании, излагаемого в бизнес-плане инвестиционного проекта.

Окончательные оценки объема инвестиций, издержек производства, экономической, коммерческой и финансовой эффективности могут быть получены при составлении детальных смет, когда масштаб проекта будет четко определен.

На стадии проектирования инвестиционной фазы масштаб проекта фиксируется в чертежах и схемах, которые служат материалом для дальнейшей работы над проектом. Проектируется объект на основе проектного задания, разрабатываемого организацией-заказчиком совместно с проектной организацией на основе утвержденного бизнес-плана проекта.

Проектирование энергетических объектов ведется в один или два этапа. При двухэтапном проектировании в первую очередь разрабатывается технический проект, в котором определяются площадка в выбранном пункте строительства, окончательная мощность и сроки ввода по очередям, состав, тип и компоновка основного и вспомогательного оборудования, схема технического водоснабжения, способы золоудаления и золоулавливания, схема топливоснабжения; на базе сметы капитальных затрат рассчитываются общая стоимость строительства электростанции и ее технико-экономические показатели. Многие из этих вопросов решаются путем повариантных сравнений в целях принятия оптимального решения.

На втором этапе проектирования разрабатываются рабочие чертежи, выполняемые в соответствии с принципиальными решениями, принятыми в техническом проекте.

Проектирование в одну стадию возможно при использовании типовых проектов, при этом разрабатывается лишь технорабочий проект (технический проект, совмещенный с рабочими чертежами).

Типовым называется утвержденный проект, предназначенный для многократного использования на строительстве одинаковых объектов. Он содержит полный комплект рабочих чертежей с пояснительной запиской, спецификациями на оборудование, ведомостями необходимых материалов и информацией об объемах строительно-монтажных работ. Для применения на конкретном объекте типового проекта требуется привязка рабочих чертежей к местным условиям строительной площадки. В строительстве тепловых электростанций широко применяются типовые проекты отдельных объектов (главного и служебного корпусов, топливоподдачи, мазутохозяйства, распределительных устройств, градирни, дымовой трубы, химводоочистки и пр.).

Руководящими документами для проектирования являются:

- строительные нормы и правила (СНиП), содержащие нормативные документы о параметрах и областях применения материалов, изделий, оборудования для строительства;
- нормы технологического проектирования, содержащие рекомендации по проектированию энергетических объектов с учетом особенностей устанавливаемого оборудования;
- стандарты на технологическое оборудование.

#### *Инвестиции и капитальные затраты в проект*

Объем инвестиций в проект отличается от величины капитальных вложений, в составе которых учитываются только затраты на создание основных средств, определенные по смете затрат (К). В инвестициях наряду с капитальными затратами учитываются:

- затраты на исследование конъюнктуры рынка, маркетинговые исследования, на оплату консалтинговых услуг, проводимые на прединвестиционной фазе ( $Z_{\text{марк}}$ );
- затраты на эмиссию ценных бумаг при привлечении акционерного капитала, включающие расходы на регистрацию компании, собственно расходы на эмиссию ценных бумаг, на рекламу, комиссионные расходы, расходы на размещение эмитируемых ценных бумаг, на оплату брокерских услуг, расходы на вознаграждения за заключение договоров, на получение ссуд и пр. ( $Z_{\text{эм.акц.}}$ );
- затраты на выплату в процессе строительства объекта процентов за пользование кредитами ( $Z_{\% \text{кред.}}$ );
- затраты на оплату таможенных пошлин, акцизов и пр. ( $Z_{\text{проч.}}$ );
- затраты на создание запасов нормируемых оборотных средств (НОС) (топлива), величина которых возрастает по мере выхода объекта на проектную мощность;
- расходы на пусконаладочные работы и сдачу объекта в эксплуатацию ( $Z_{\text{пуск.}}$ ).

В результате суммарные инвестиционные затраты в проект составят:

$$З = K + З_{\text{марк.}} + З_{\text{эм.акц.}} + З_{\% \text{кред.}} + З_{\text{проч.}} + \text{НОС} + З_{\text{пуск.}}$$

В зарубежной практике проектирования в составе инвестиционных затрат выделяются (табл. 13.5):

- прямые капитальные затраты, включающие сметную стоимость производственных объектов, сооружаемых на площадке;
- не прямые капитальные затраты;
- накладные расходы, включая налоги, проектные непредвиденные расходы и пр.;
- затраты, компенсирующие неопределенность оценки капитальных затрат (эскалацию цен) при проектировании, составляющие 5–10% от полных капитальных затрат;
- производственные непредвиденные затраты.

В сметной стоимости строительства российских ТЭС к прямым затратам относятся затраты, учитываемые в первой, второй и третьей главах сметы капитальных затрат, и часть затрат пятой и шестой главы, относящихся к внутриплощадочным сооружениям. К непрямым затратам относятся затраты, отражаемые в главах с седьмой по двенадцатую включительно, и часть затрат, учитываемых в пятой и шестой главах. При данной группировке затрат доля оборудования в прямых капитальных затратах ТЭС составляет 40–65%, не прямых — 10–25% и непредвиденных затрат — 5–10%.

Таблица 13.5

#### Структура инвестиций на начало коммерческой эксплуатации электростанций США

| Статьи затрат | Содержание расходов                                                                                                                                         | Оценка              |
|---------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------|
| (1)           | Прямые капитальные затраты                                                                                                                                  | Сметная стоимость   |
| (2)           | Не прямые капитальные затраты (затраты на транспорт оборудования, материалов, инженерный, проектный, строительный менеджмент, плата за контракт «под ключ») | 20–40% от (1)       |
| (А)           | Суммарные капитальные затраты                                                                                                                               | (А) = (1) + (2)     |
| (3)           | Социальная сфера и средства обслуживания                                                                                                                    | 3% от (А)           |
| (4)           | Проектные непредвиденные затраты                                                                                                                            | 10% от [(А) + (3)]  |
| (5)           | Налоги, обязательства, платежи                                                                                                                              | 16% от (А)          |
| (6)           | Пусковые расходы                                                                                                                                            | 1,5–2,5% от (А)     |
| (Б)           | Инвестиции в электростанцию к началу эксплуатации                                                                                                           | (А)+(3)+(4)+(5)+(6) |
| (7)           | Изменение цен на оборудование, строительные материалы, оплату труда за период строительства                                                                 | 5–10% от (А)        |
| (8)           | Выплата процентов за кредит в период строительства (12,5% в год)                                                                                            | 23–40% от (А)       |
| (В)           | Суммарные инвестиции в электростанцию                                                                                                                       | (Б) + (7) + (8)     |

По оценкам специалистов, в среднем для станций США суммарные инвестиции (В) превышают суммарные капитальные затраты (А) примерно на 30%.

*Методы определения капитальных затрат в энергетические объекты.*

На стадии проведения предварительных технико-экономических исследований и разработки технико-экономического обоснования проекта, когда технические решения по объекту окончательно не определены, используются методы определения укрупненных капитальных затрат.

Укрупненные капитальные затраты, то есть капитальные затраты, не учитывающие индивидуальные особенности проектируемых объектов, определяются с использованием следующих методов.

- Капитальные затраты в электростанции могут определяться по нормативным удельным капитальным затратам или удельным капитальным затратам, характерным для аналогичных объектов.

$$K = \bar{k} \cdot N_y \cdot \alpha \text{ (млн руб.)},$$

где  $\bar{k}$  — удельные капитальные затраты, руб./кВт;  $N_y$  — установленная мощность электростанции, кВт;  $\alpha$  — районный коэффициент, учитывающий удорожание строительства по сравнению с условиями средней полосы России.

Нормативные удельные капитальные затраты определяются проектными организациями и периодически уточняются с учетом изменения цен на оборудование, строительные материалы и расценок на строительно-монтажные работы.

Удельные капитальные затраты на электростанции зависят от типа электростанции, вида сжигаемого топлива, района размещения электростанции, системы технического водоснабжения, напряжения, на котором происходит выдача мощности, мощности блоков и мощности электростанции.

- Капитальные затраты в электростанции с блочной компоновкой оборудования могут быть приближенно определены по формуле:

$$K_{ТЭС} = [K_{бл.}^I + K_{бл.}^{посл.} \cdot (n_{бл.} - 1)] \cdot \alpha \quad (\text{млн руб.}),$$

где  $K_{бл.}^I$ ,  $K_{бл.}^{посл.}$  — капитальные затраты в головной и последующий блоки. Следует учитывать, что  $K_{бл.}^I > K_{бл.}^{посл.}$ , так как в капитальные затраты головного блока включена стоимость объектов, расположенных вне главного корпуса, без которых блок не может быть введен в эксплуатацию (дымовая труба, береговая насосная, градирни и т.д.). В капитальные затраты по блокам пропорциональной долей входят капитальные вложения, не зависящие от общей мощности электростанции, включающие стоимость объектов генерального плана (освоение территории, коммуникации и пр.), подсобных и обслуживающих объектов, временных сооружений и пр.;  $n_{бл.}$  — число блоков данного типоразмера, устанавливаемых на электростанции.

- Капитальные вложения в тепловые электростанции с поперечными технологическими связями (в основном, ТЭЦ) можно приближенно определить на базе данных о стоимости агрегатных узлов:

$$K_{ТЭЦ} = [K_{пг}^I + K_{пг}^{посл.} \cdot (n_{пг} - 1) + K_T^I + K_T^{посл.} \cdot (n_T - 1) + K_{пвк} \cdot n_{пвк}] \cdot \alpha \quad \text{млн руб.},$$

где  $K_{пг}^I$ ,  $K_{пг}^{посл.}$  — капитальные затраты в узел парогенератора (головного и последующего соответственно), включающие стоимость парогенератора, вспомогательного оборудования, системы пылеприготовления, тягодутьевых устройств, системы золоудаления и золоулавливания, а также стоимость здания котельной, деаэрационной, бункерной, дымовых труб и т.д. В стоимость головного агрегата, кроме стоимости оборудования и части здания, включена стоимость той части объектов вне главного корпуса, без которой головной агрегат не может быть пущен в эксплуатацию, поэтому  $K_{пг}^I > K_{пг}^{посл.}$ ;  $K_T^I$ ,  $K_T^{посл.}$  — капитальные затраты в узел турбоагрегата (головного и последующего, соответственно), включающие стоимость собственно турбины, генератора и связанного с ними вспомогательного оборудования, стоимость машинного зала, сооружений технического водоснабжения, и распределительных устройств.

Кроме того в стоимость узлов турбоагрегата и котлоагрегата пропорционально их стоимости входит часть стоимости следующих узлов: объектов подсобного и обслуживающего назначения, технологических трубопроводов связи с главным корпусом, транспортного хозяйства, внешних коммуникаций, подготовки территории и благоустройство промплощадки, а также общие затраты: стоимость временных зданий и сооружений, прочие работы и затраты, стоимость проектно-изыскательских работ и НИР, содержание дирекции, подготовка эксплуатационных кадров, непредвиденные затраты;

$n_{пг}$ ,  $n_T$  — количество однотипных парогенераторов и турбин;

$K_{пвк}$  — капитальные затраты в узел пикового водогрейного котла, включающие собственно затраты по пиковой котельной, пропорциональную долю стоимости топливного хозяйства и общих затрат;

$n_{пвк}$  — количество пиковых водогрейных котлов.

- Капитальные затраты в линии электропередач определяются по формуле:

$$K_{ЛЭП} = \bar{k}_{ЛЭП} \cdot N_{ЛЭП} \cdot \alpha \quad (\text{млн руб.}),$$

где  $\bar{k}_{ЛЭП}$  — удельные капитальные затраты в ЛЭП определенного класса напряжения в расчете на кВт пропускной способности ЛЭП, руб./кВт;  $N_{ЛЭП}$  — расчетная пропускная способность ЛЭП, кВт.

Капитальные затраты в ЛЭП зависят от расстояния, на которое осуществляется передача электроэнергии и мощности, и могут быть определены как:

$$K_{\text{ЛЭП}} = \bar{k}_{\text{ЛЭП}} \cdot L_{\text{ЛЭП}} \cdot \alpha \text{ (млн руб.)},$$

где  $\bar{k}_{\text{ЛЭП}}$  — удельные капитальные затраты в ЛЭП определенного класса напряжения в расчете на один километр линии передач, руб./км;  $L_{\text{ЛЭП}}$  — протяженность ЛЭП, км.

При более детальном расчете капитальных затрат в ЛЭП следует учитывать стоимость подготовки трассы для прокладки ЛЭП и коэффициенты удорожания ЛЭП по природно-климатическим условиям района:

$$K_{\text{ЛЭП}} = (\bar{k}_{\text{ЛЭП}} \cdot L_{\text{ЛЭП}} \cdot \gamma + \bar{k}_{\text{тр}} \cdot L_{\text{ЛЭП}}) \cdot \alpha \text{ (млн руб.)},$$

где  $\gamma$  — коэффициент удорожания ЛЭП по ветровым и температурным условиям;  $\bar{k}_{\text{тр}}$  — удельные капитальные затраты на подготовку трассы для ЛЭП определенного уровня напряжения, руб./км.

- Капитальные затраты в строительство котельных определяются по формуле:

$$K_{\text{кот}} = \bar{k}_{\text{кот}} \cdot Q_{\text{кот}} \cdot \alpha \text{ (млн руб.)},$$

где  $\bar{k}_{\text{кот}}$  — удельные капитальные затраты в котельные, руб./Гкал/ч;  $Q_{\text{кот}}$  — номинальная тепловая мощность котельной, Гкал/ч.

или

$$K_{\text{кот}} = [K_{\text{к}}^{\text{г}} + (n_{\text{к}} - 1) \cdot K_{\text{к}}^{\text{посл}}] \cdot \alpha \text{ (млн руб.)},$$

где  $K_{\text{к}}^{\text{г}}$ ,  $K_{\text{к}}^{\text{посл}}$  — соответственно, капитальные затраты в головной и последующий котлы котельной;  $n_{\text{к}}$  — количество котлов, установленных в котельной.

#### *Сметная стоимость строительства*

Стоимость строительства проектируемого объекта определяется его сметой — экономическим документом, характеризующим предел допустимых затрат на сооружение объекта.

Сметы составляются в процессе разработки технического проекта и служат исходным документом для планирования капитального строительства: в соответствии со сметой производится финансирование инвестиционного проекта. Сметы могут быть объектные (в них содержится расчет объемов работ и затрат на различные виды строительных работ, приобретение оборудования и его монтаж, прочие работы и затраты по отдельным объектам данного строительного комплекса) и сводные, составляемые на основе объектных смет. Смета включает 12 глав, в каждой из которых определяется потребность в финансовых средствах.

**Глава 1. «Подготовка территории строительства»:** снос строений, освоение и подготовка площадки, перенос железнодорожных путей, автомобильных дорог, водопровода и других устройств, мешающих осуществлению проекта.

**Глава 2. «Основные объекты строительства»:** здания и сооружения с оборудованием, фундаменты под агрегаты, дымовая труба с газоходами, щит управления, ОРУ и силовые трансформаторы, кабельные каналы и тоннели, разгрузочное устройство, наклонная галерея ленточных транспортеров, дробильный корпус, склад топлива, мазутное хозяйство, ХВО, внешнее гидрозолоудаление, гидротехнические сооружения, техническое водоснабжение.

**Глава 3. «Объекты подсобного назначения»:** служебный корпус, проходная, пожарное депо, электролизерная установка, медпункт, столовая, склады, мастерские и лаборатории.

**Глава 4. «Объекты энергетического хозяйства»:** в сметах строительства энергетических объектов эта глава не выделяется.

**Глава 5. «Объекты транспорта и связи»:** подвижной состав, подъездные и внутрисканционные железнодорожные пути, внутрисканционные автомобильные дороги; устройства всех видов связи; радиофикация, сигнализация, часофикация, телемеханизация; здания и сооружения по обслуживанию транспорта (депо, гаражи, мастерские, склады).

**Глава 6. «Наружные сети водоснабжения и канализации»:** водопровод, резервуары для воды, хозяйственная канализация с очистными устройствами, проливная канализация, аварийные маслостоки, теплофикационные трубопроводы горячей воды и пара с сооружениями.

**Глава 7. «Благоустройство и озеленение территории»:** планировка территории, озеленение, лесозащитная зона, тротуары, ограда станции, наружное электроосвещение.

**Глава 8. «Временные здания и сооружения»:** затраты на возведение и разборку временных зданий и сооружений — бетонно-растворного хозяйства, площадок для складирования и укрупнительной сборки оборудования и конструкций, участка тепломонтажных и электромонтажных работ, мастерских, складского хозяйства, временных административно-бытовых помещений, временных железнодорожных путей и автодорог и пр., приобретение временных котельных с трубопроводами.

**Глава 9. «Прочие работы и затраты (включая НИОКР и наладку)»:** доплата работникам строкам за подвижной характер работ, доплата по сдельно-премиальной системе, удорожание, связанное с производством работ в зимнее время; авторский надзор проектных организаций за строительством объекта.

**Глава 10. «Содержание дирекции»:** затраты на технический надзор, содержание дирекции строящегося предприятия.

**Глава 11. «Подготовка эксплуатационных кадров»:** затраты на подготовку рабочих профессий для работы на объекте.

**Глава 12. «Проектные и изыскательские работы»:** стоимость разработки проектного задания и рабочих чертежей, стоимость изыскательских работ.

*В сметах для гидротехнического строительства выделяется:*

**Глава 13. «Работы и затраты, связанные с созданием водохранилища».**

В конце сметно-финансового расчета предусматривается сумма на непредвиденные затраты ( $K_{непр}$ ), которая компенсирует затраты, возникающие в результате недостаточной изученности технических параметров и коммерческой стоимости отдельных узлов объекта и учитываемые определенным процентом от стоимости промышленного строительства.

За итогом сметы указываются возвратные суммы ( $K_{возвр}$ ), получаемые в процессе и после завершения строительства (ликвидационная стоимость временных зданий и сооружений, амортизационные отчисления по этим сооружениям, стоимость материалов от разборки конструкций и пр.).

Сметная стоимость объекта (капитальные затраты в объект), составит:

$$K = \sum_{n=1}^{12} K_n + K_{непр} - K_{возвр},$$

где  $\sum_{n=1}^{12} K_n$  — капитальные затраты по двенадцати (для ГЭС по тринадцати) главам сметы.

В структуре сметы капитальных затрат тепловых электростанций (табл. 13.6.) наибольшая доля (65–70%) приходится на главу 2 «Основные объекты строительства», в которую входит стоимость таких дорогостоящих объектов:

- главного корпуса;
- дымовых труб с газоходами;
- электротехнических устройств;
- системы топливоприготовления и топливоподачи, топливоподготовка;
- системы технического водоснабжения;
- системы гидрозолоудаления.

Таблица 13.6

Укрупненная структура сметы капитальных затрат на строительство ТЭС

| Наименование главы сметы                                               | Удельный вес, % |
|------------------------------------------------------------------------|-----------------|
| Глава 1. Подготовка территории строительства                           | 0,5             |
| Глава 2. Основные объекты строительства                                | 65–70           |
| Глава 3. Объекты подсобного назначения                                 | 3–4             |
| Глава 5. Объекты транспорта и связи                                    | 4–5             |
| Глава 6. Наружные сети водоснабжения и канализации                     | 2               |
| Глава 7. Благоустройство и озеленение территории                       | 1               |
| Глава 8. Временные здания и сооружения                                 | 3–4             |
| Глава 9. Прочие работы и затраты                                       | 4–5             |
| Главы 10, 11. Содержание дирекции и подготовка эксплуатационных кадров | 0,5             |
| Глава 12. Проектно-изыскательские работы                               | 2–5             |
| Непредвиденные работы и затраты                                        | 9–10            |
| Всего капитальные затраты                                              | 100             |

В сметной стоимости объекта капитальные затраты группируются по направлениям затрат:

- стоимость строительных работ;
- стоимость монтажных работ;
- стоимость оборудования.

Для тепловых электростанций доля стоимости строительных работ в капитальных затратах составляет в среднем 40–45 %, монтажных работ — 12–15% и доля стоимости оборудования — 40–45%.

#### Факторы, влияющие на капитальные затраты

Капитальные затраты в энергетические объекты зависят от назначения объекта (генерация, передача), характера технологии (ТЭС, АЭС, ГЭС, ПГУ), ряда других производственных и коммерческих факторов. Ввиду многочисленности видов объектов и факторов ограничимся в последующем рассмотрением факторов, влияющих на капитальные затраты в электростанции.

В составе капитальных затрат в электростанцию можно выделить:

- капитальные затраты, зависящие от мощности станции (стоимость турбин, электрогенераторов, парогенераторов, вспомогательного оборудования);
- капитальные затраты, не зависящие от мощности станции (стоимость подъездных железнодорожных путей, разгрузочных эстакад, внутриплощадочных автодорог, пожарного депо, гаражей, проходной, медпункта), административного корпуса. Данные капитальные затраты ( $K_{\text{пост.}}$ ) неизменны только в определенном диапазоне изменения мощности электростанции (рис. 13.5), так как при превышении мощности сверх определенной величины потребуются строительство дополнительных железнодорожных путей, разгрузочных эстакад, складов, расширение административного корпуса.

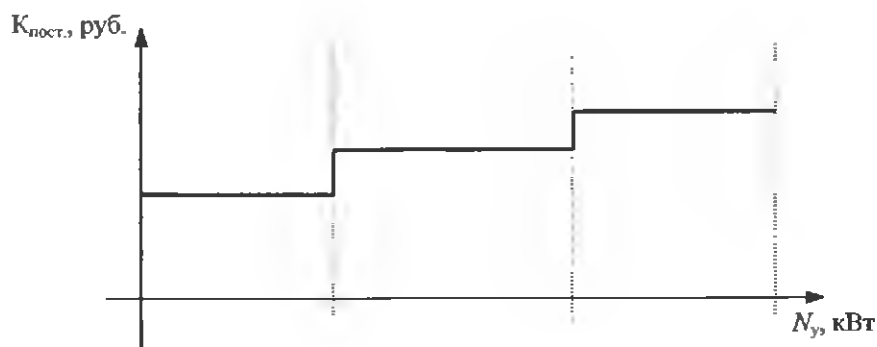


Рис. 13.5. Изменение постоянных капитальных затрат в зависимости от мощности станции

Капитальные затраты на строительство электростанции могут быть условно представлены как сумма постоянных и переменных затрат:

$$K = K_{\text{пост.}} + b \cdot N_y \text{ (млн руб.)},$$

где  $K_{\text{пост.}}$  — постоянные капитальные затраты, не зависящие от установленной мощности электростанции;  $b \cdot N_y$  — капитальные вложения, изменяющиеся пропорционально изменению установленной мощности станции и блоков (капитальные затраты на оборудование);  $N_y$  — установленная мощность станции, МВт.

Поскольку часть капитальных вложений постоянна и не зависит от мощности электростанции капитальные вложения возрастают в меньшей мере, чем мощность, а удельные капитальные затраты снижаются, что видно из следующего выражения:

$$\bar{k} = \frac{K}{N_y} = \frac{K_{\text{пост.}}}{N_y} + \frac{bN_y}{N_y} = \frac{K_{\text{пост.}}}{N_y} + b \text{ (руб./кВт)}.$$

С увеличением мощности электростанции снижается часть удельных капитальных затрат  $\left(\frac{K_{\text{пост.}}}{N_y}\right)$ , что в итоге приводит к снижению удельных капитальных затрат в электростанцию (рис. 13.6).

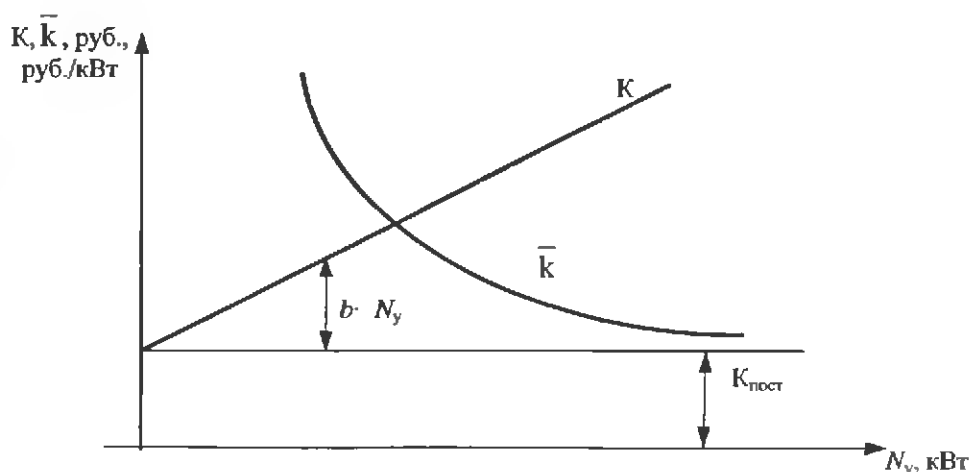


Рис. 13.6. Зависимость капитальных затрат и удельных капитальных затрат от мощности ТЭС

Затухающий характер снижения удельных капитальных затрат объясняется тем, что с ростом мощности станции в капитальных затратах увеличивается удельный вес стоимости оборудования и уменьшается удельный вес постоянных затрат.

Следует заметить, что сопоставления объектов, имеющих разную производственную мощность по суммарным капитальным затратам некорректно, поэтому при сравнении целесообразно сравнивать равновеликие по мощности станции или использовать для сравнения удельные капитальные затраты, характеризующие капитальные затраты на единицу установленной мощности станции.

В общем случае на величину удельных капитальных затрат в электростанции влияют производственные и организационно-коммерческие факторы.

К производственным факторам относятся:

- число и мощность блоков — увеличение единичной мощности блока (агрегата) вызывает снижение его габаритов (по сравнению с несколькими агрегатами меньшей мощности), объема строительно-монтажных работ, металлоемкости и материалоемкости оборудования, что приводит к уменьшению удельных капитальных затрат;
- начальные параметры пара — рост начальных параметров пара требует использования при создании оборудования более качественных, а значит, и более дорогих конструкционных материалов, что увеличивает удельные капитальные затраты;
- вид используемого топлива — от вида сжигаемого топлива зависят капитальные затраты в парогенераторы, системы топливоприготовления и топливоподачи. При проектировании электростанции на природном газе удельные капитальные затраты на 15%, а на жидком топливе — на 10% ниже по сравнению с затратами в электростанцию на твердом топливе. При работе станции на природном газе исключаются затраты на создание топливного склада, систему топливоприготовления и топливоподачи, систему золошлакоудаления. При проектировании станции на жидком топливе топливоподача менее развита по сравнению с угольной станцией, в ее состав входят: эстакада для слива мазута из железнодорожных цистерн, баки (емкости) для хранения мазута, насосная станция и мазутопровод для подачи мазута из баков к форсункам парогенераторов, при этом система золошлакоудаления отсутствует;
- схема компоновки основного оборудования — переход к блочной компоновке основного оборудования и отказ при этом от установки резервного парогенератора, общих паровых и водяных коллекторов уменьшает удельные капитальные затраты;



- местные условия строительства — удельные капитальные затраты зависят от расположения проектируемого объекта относительно железнодорожных коммуникаций. Чем дальше станция размещается от железных дорог, тем больше капитальные затраты на подъездные железнодорожные пути. Аналогична зависимость общих и удельных капитальных затрат от размещения электростанций относительно источника водоснабжения. Для тепловых электростанций величина удельных капитальных затрат зависит от системы охлаждения циркуляционной воды. При оборотной системе с градирнями, брызгальными бассейнами и прудами-охладителями удельные капитальные затраты при всех прочих равных условиях на 3–5% больше по сравнению с вариантом использования прямоточной системы подачи циркуляционной воды в конденсаторы турбин.

К организационно-коммерческим факторам, влияющим на капитальные затраты в энергетические объекты, относятся:

- уровень цен на рынке оборудования, строительных материалов и строительных услуг, рост которых за счет рыночных и инфляционных факторов увеличивает капитальные затраты;
- механизм отбора участников инвестиционного проекта: на безальтернативной или конкурсной основе (на основе тендерных торгов).

Система тендерных торгов в капитальном строительстве представляет собой способ выбора на конкурсной основе поставщиков и подрядчиков, при котором заказчики путем одновременного привлечения многих участников (оферентов), материально гарантирующих надлежащее исполнение своих обязательств (качества, сроков выполнения работ), стремятся достичь снижения капитальных затрат и других наилучших условий выполнения контракта по реализации инвестиционного проекта.

К преимуществам торгов по сравнению с прямыми двусторонними договорами относятся:

- создание конкурентных условий при размещении заказа на выполнение работ в требуемые сроки, с соответствующим качеством;
- возможность привлечения нескольких поставщиков и подрядчиков при их солидарной ответственности за весь комплекс услуг и поставок;
- снижение договорной цены на строительство на 5–20% в результате конкуренции между подрядчиками, поставщиками оборудования и поставщиками строительных материалов и конструкций;
- принимаемые подрядчиками и поставщиками обязательства по срокам строительства являются дополнительной гарантией своевременного ввода объекта в эксплуатацию.

Торги представляют собой одну из разновидностей сделки с использованием механизма предложения и акцепта и включают четыре этапа:

- на первом этапе заказчик уведомляет претендентов о намерении вступить в сделку. При этом составляется приглашение к торгам, разрабатывается тендерная документация, состоящая из технической и коммерческой части;
- на втором этапе претенденты представляют заказчику свои предложения (оферты);
- на третьем этапе определяется победитель торгов, что оформляется протоколом тендерного комитета;
- на четвертом этапе в случае успешного завершения переговоров подписывается контракт.

По способу проведения торги разделяются на открытые (публичные) и закрытые (ограниченные или негласные).

В открытых торгах, о проведении которых даются объявления в открытой печати, могут принять участие все желающие фирмы. Публичное приглашение позволяет организаторам обнародовать свои потребности и пригласить квалифицированных претендентов к подаче предложений. Представители претендентов выкупают за определенную плату тендерную документацию, в которой подробно описаны требования заказчика. Всем участникам выдается одинаковая техническая спецификация, единые контрактные условия и предоставляется для подачи предложений одинаковый период времени. Предложенные оферентами цены и другие условия не подвергаются торгу, в данном случае тендерный комитет не вступает в переговоры с оферентами с целью улучшения предложенных ими условий. В некоторых странах используется двухступенчатая схема открытых торгов. На первом этапе из числа участников происходит отбор нескольких фирм (предквалификация) и на втором этапе в конкурсе принимают участие лишь фирмы, отобранные тендерным

комитетом. После получения предложений заказчики часто обнаруживают список oferентов и предложенные ими цены.

На закрытые торги принимаются, как правило, известные в данной отрасли фирмы, и в этом случае возможен «торг» по ряду цен и согласованию условий, предложенных oferентами. Результаты закрытых торгов не подлежат публикации.

При проведении открытых торгов представители oferентов имеют право присутствовать в назначенный день и час при вскрытии конвертов с предложениями oferентов и ознакомиться с их условиями. После вскрытия конвертов составляется официальный протокол о всех допущенных к торгам предложениях. Принятие решения о присуждении заказа принимается после тщательной проверки соответствия предложений поставленным условиям, а при крупных сделках так же после изучения кредитоспособности и производственных возможностей oferентов.

Учитывая, что предложения на строительство крупных промышленных объектов включают большое количество документации и технико-экономических характеристик на проверку предложений oferентов требуется время, поэтому решение и присуждении заказа на строительство крупного объекта принимается через 8–10 месяцев после проведения инвестиционных торгов.

При заключении строительных контрактов подрядчик берет на себя ряд гарантийных обязательств, требующих внесения залоговых сумм:

1. Залог участия в торгах. В соответствии с правилами проведения торгов все фирмы-оференты вносят одновременно с предложениями вносят гарантийный залог, размер которого заранее установлен. Залог выставляется в пользу организации, которая проводит торги. Размер гарантийного залога не превышает 1–5% общей суммы предложений. Oferентам, проигравшим торги, залог возвращается по истечении определенного периода времени.

2. Гарантия выполнения работ в соответствии с условиями контракта. Залог охватывает весь период строительства, вносится строительной фирмой под банковскую гарантию и составляет примерно 10% от суммы контракта.

3. Гарантия платежа подтверждает возможность подрядчика выплачивать заработанную плату своим рабочим и оплачивать поставки стройматериалов и работы субподрядчиков.

4. Гарантийные обязательства после завершения строительства охватывают гарантийный эксплуатационный период, предусмотренный контрактом. Гарантийные обязательства составляют 5–10% от стоимости объекта и служат залогом покрытия расходов, связанных с устранением дефектов, выявленных в процессе эксплуатации.

Система предоставляемых подрядчиками гарантий направлена на то, чтобы строительство объекта было завершено в соответствии с условиями контракта при минимальном объеме дефектов и с меньшим риском.

#### *Соотношение удельных капитальных затрат в электростанции разного типа*

При одинаковой электрической мощности ТЭЦ и КЭС и прочих равных условиях (одинаковом виде топлива, размещении на одной площадке и т.д.) удельные капитальные затраты в ТЭЦ больше, чем в КЭС, что объясняется следующими причинами:

- поскольку от ТЭЦ наряду с электроэнергией отпускается тепло, суммарная тепловая производительность парогенераторов должна быть выше;
- при меньшей единичной производительности парогенераторов на ТЭЦ по сравнению с КЭС (при одинаковой суммарной производительности парогенераторов КЭС и ТЭЦ) количество парогенераторов на ТЭЦ больше;
- на ТЭЦ имеет место оборудование, не характерное для КЭС, связанное только с отпуском тепла — бойлерные установки, сетевые насосы, пиковые водогрейные котлы;
- концентрация единичной мощности агрегатов на ТЭЦ ниже (максимальная единичная мощность блока на ТЭЦ 250 МВт, на КЭС — 800 МВт и 1200 МВт), в результате при одинаковой мощности ТЭЦ и КЭС количество агрегатов на ТЭЦ больше;
- ТЭЦ размещаются в черте городов, в то время как КЭС от них удалены. При этом стоимость земельных участков в черте города дороже, выше степень загрязнения биосферы и более жесткие экологические ограничения, следовательно, больше капитальные затраты в устройства по очистке выбросов и сбросов;

- На ТЭЦ, размещаемых вблизи потребителей тепла, и, как правило, удаленных от источников воды на большее расстояние по сравнению с КЭС, используется система оборотного водоснабжения, требующая капитальных затрат на строительство градирен;
- На удельные капитальные затраты в ТЭЦ оказывает влияние схема теплоснабжения. При закрытой схеме производительность химводоочистки выбирается из расчета обеспечения подпитки парогенераторов при условии возврата с производства 100% конденсата отработавшего пара и восполнения утечек в системах отопления в размере 1,5–2% расхода сетевой воды. При открытой схеме теплоснабжения химводоочистка на ТЭЦ должна иметь большую производительность, чтобы обеспечить восполнение невозврата горячей воды, используемой потребителями. Увеличение производительности химводоочистки в открытой схеме теплоснабжения сопровождается ростом удельных капитальных затрат на ТЭЦ.

Удельные капитальные затраты в АЭС в 1,8–2 раза превышают удельные капитальные затраты в равновеликие по мощности КЭС на органическом топливе. Это превышение объясняется:

- использованием для изготовления оборудования АЭС более качественных конструкционных материалов, способных выдерживать не только высокие температуры и давление, но и радиоактивное воздействие;
- наличием устройств, защищающих от проникновения радиоактивности за пределы реакторного отделения и выбросов радиоактивности в окружающую среду;
- отличием тепловых схем АЭС, которые при установке реакторов водо-водяного типа с водой под давлением (ВВЭР) и реакторов на быстрых нейтронах (РБН) имеют, соответственно, два (для ВВЭР) и три (для РБН) циркуляционных контура, что увеличивает габариты зданий и количество единиц оборудования;
- отличием турбин атомных электростанций работающих на насыщенном паре с давлением свежего пара 6,0–6,5 МПа (на КЭС — 240 ата), что при равной электрической мощности КЭС и АЭС увеличивает габариты турбин и здания турбинного цеха.

Увеличение удельных капитальных затрат в гидроэлектростанции по сравнению с КЭС обусловлено большими капитальными затратами на строительство гидротехнических сооружений: плотину, водоводы, подготовку ложа водохранилища, укрепление берегов водохранилища, судоподъемники или шлюзы и т.д. В суммарных капитальных затратах на строительство ГЭС доля капитальных затрат на гидротехнические сооружения (пассивные ОПС) составляет около 80%.

Удельные капитальные затраты в ГАЭС меньше, чем в равновеликую по мощности ГЭС, ввиду отсутствия дорогостоящей плотины и меньших объемов водных бассейнов по сравнению с водохранилищами ГЭС.

По укрупненным современным оценкам удельные капитальные затраты в электростанции составляют: для КЭС, работающих на газе, от 600 до 720 долл./кВт; для ПГУ — 550–600 долл./кВт; для КЭС на угле — от 700 до 900 долл./кВт; для ТЭЦ на газе с паротурбинными блоками — 700–800 долл./кВт; для ТЭЦ с ГТУ — 650–750 долл./кВт.

#### *Контрольные вопросы к главе 13*

1. Каково экономическое содержание понятий инвестиций, инвестиционной деятельности, субъектов инвестиционной деятельности?
2. Какие инвестиции относят к капитальным вложениям?
3. Охарактеризуйте возможные источники финансирования инвестиционной деятельности.
4. В чем заключается участие государства в инвестиционной деятельности?
5. В чем состоит основная задача бизнес-плана инвестиционного проекта?
6. Дайте краткую характеристику основных разделов бизнес-плана инвестиционного проекта.
7. Дайте определение капитальных и удельных капитальных затрат в энергетические объекты. Укажите методы расчета капитальных затрат в энергетические объекты.
8. Какие факторы влияют на величину удельных капитальных затрат в электростанции разных типов?
9. Укажите экономические преимущества конкурсного привлечения участников инвестиционного проекта.

## ГЛАВА 14. Методические основы оценки эффективности инвестиций

### 14.1. Особенности проектного анализа в электроэнергетике

Высокая капиталоемкость электроэнергетики требует детального обоснования решений по инвестированию проектов нового энергетического строительства и технического перевооружения основных средств. Принятие решения по инвестированию принимается на базе результатов расчета эффективности инвестиций, проводимого в рамках проектного анализа.

Проектный анализ представляет совокупность действий по анализу технической, экологической, социальной целесообразности осуществления проектов и анализу их финансовой эффективности.

Технологическая специфика электроэнергетического производства предопределяет при проведении проектного анализа необходимость учета:

- основных особенностей энергетических объектов, в том числе типа электростанции, мощности агрегатов и их маневренных характеристик, вида топлива, и т.д.;
- жесткой зависимости режима работы энергетического объекта от режима потребления энергии;
- сроков строительства и сроков эксплуатации объектов;
- масштабности проектов: малых — имеющих значение на местном уровне; средних — регионального уровня; крупных — имеющих значение на уровне ЕЭС России.

Электрические станции и ЛЭП являются одновременно элементами электроэнергетических (технических) систем и субъектами энергетических рынков (коммерческих систем), поэтому важнейшей особенностью проектного анализа энергообъектов является их рассмотрение одновременно с двух позиций:

- общесистемной,
- индивидуальной.

Анализ проекта с общесистемной позиции предполагает оценку технологической целесообразности его реализации и соответствия требованиям обеспечения надежной параллельной работы всех элементов энергосистемы. В то же время, как будущий субъект рынка, данный объект рассматривается с позиции его влияния на снижение тарифа на рынке.

При анализе проекта с индивидуальной позиции он рассматривается как самостоятельный инвестиционный проект, работающий на замкнутый (в энергетическом смысле), рынок мощности и энергии.

В связи с вышеуказанными особенностями энергетических проектов исследования по развитию ЕЭС России и энергетических рынков становятся одним из этапов оценки эффективности каждого инвестиционного проекта.

Ограниченность инвестиционных ресурсов сдерживает развитие оптового рынка и требует поиска рационального варианта вложения инвестиций, одновременно соответствующего требованиям развития ЕЭС России (обеспечение надежного энергоснабжения) и требованиям развития оптового рынка (снижение тарифов на электроэнергию). Данная задача решается в следующей последовательности:

- во-первых, формируются варианты прогноза развития электроэнергетики России, как базы для развития оптового рынка энергии (ОРЭ);
- во-вторых, осуществляется сценарное прогнозирование динамики изменения доли энергии и мощности оптового рынка в общей мощности и выработке электроэнергии в стране;
- в-третьих, наложением результатов первых двух стадий прогнозирования обеспечивается комплексный результат прогноза развития ЕЭС России и оптового рынка без учета инвестиционных ограничений;
- в-четвертых, исследуются возможности инвестиционного обеспечения рационального развития оптового рынка энергии и детализации прогноза в виде пакета инвестиционных энергетических проектов.

Технологические и коммерческие особенности оптового и региональных рынков энергии определяют специфику использования общепринятых методических принципов оценки эффективности инвестиционных проектов в электроэнергетике, в том числе правил ранжирования проектов, их приоритетного отбора, выбора наиболее эффективных из них.

Исследование инвестиционного обеспечения развития оптового рынка производится поэтапно:

- на первом этапе по каждому предлагаемому инвестиционному проекту при заданной внутренней доходности инвестиций производится укрупненная оценка совокупных затрат, включающих капитальные и текущие затраты, и на их основе определяется тариф, обеспечивающий самоокупаемость проекта. Сопоставление полученных тарифов с действующими или прогнозируемыми тарифами оптового рынка позволяет отсеять заведомо неэффективные проекты, у которых расчетный тариф превышает действующий или прогнозный уровень.
- на втором этапе осуществляется предварительная оптимизация сценарного развития оптового рынка по критерию минимума дисконтированных затрат или минимума тарифов на оптовом рынке энергии и мощности, с учетом выбытия оборудования, технологических ограничений и с учетом новых проектов, оставшихся после отсеивания неэффективных на первом этапе. В результате предварительной оптимизации сценариев выявляются проекты, эффективные для реализации во всех (или большинстве) сценариях развития рынка и проекты, вошедшие в решение оптимизационной задачи в меньшей части рассматриваемых сценариев. Сценарные исследования развития ЕЭС России и ОРЭ позволяют, исходя из общесистемных интересов, выделить и про ранжировать по величине удельных дисконтированных затрат или тарифов группы инвестиционных проектов.
- на третьем этапе проводится расчет эффективности приоритетных инвестиционных проектов и внутригрупповое ранжирование проектов по критериям коммерческой эффективности (ЧДД\*, ВНД\*\*, ИД\*\*\*), на основе которого в рамках лимита располагаемых инвестиционных ресурсов отбираются наиболее эффективные проекты для приоритетного финансирования. Принятие решения о приоритетном финансировании проектов основывается на выводах, полученных в результате комплексной оценки эффективности инвестиционных проектов.
- на четвертом этапе на базе приоритетных инвестиционных проектов формируется общая инвестиционная программа развития ЕЭС России и проводится комплексная оценка влияния инвестиционной программы на перспективную тарифную политику.

Аналогичные подходы могут быть реализованы при проведении инвестиционных исследований на розничных рынках электрической и тепловой энергии.

#### 14.2. Основные принципы оценки эффективности инвестиционных проектов

Анализ эффективности инвестиций заключается в оценке конечных финансовых результатов, то есть в расчете доходности инвестиций. Без расчета эффективности инвестиций невозможно осуществить сравнение альтернативных проектов и выбрать из них наиболее эффективный, хотя, безусловно, при выборе объекта инвестирования принимаются к рассмотрению не только экономические, но и экологические, социальные и иные факторы.

В основу оценки эффективности инвестиционных проектов положены следующие основные принципы:

- комплексность анализа инвестиционных проектов;
- рассмотрение проекта на протяжении всего инвестиционного цикла (жизненного цикла) от начала проведения прединвестиционных исследований до завершения этапа существования проекта;
- моделирование денежных потоков, включающих связанные с реализацией проекта денежные поступления (притоки) и оттоки денежных средств;
- сопоставимость условий сравнения проектов, обеспечивающая корректность результатов сравнения;
- принцип положительности и максимума дохода, при выполнении которого проект признается эффективным, если доход положительный; из сравниваемых альтернативных проектов предпочтение отдается проекту с максимальным положительным значением дохода;
- учет фактора времени (учет дисконтирования), то есть учет изменения во времени стоимостных параметров проекта в результате инфляции, учета разрыва во времени между вложением инвестиций и получаемым от них доходом, неравноценности разновременных затрат;

\* ЧДД — чистый дисконтированный доход.

\*\* ВНД — внутренняя норма доходности.

\*\*\* ИД — индекс доходности инвестиций.

- учет предстоящих затрат и доходов, поскольку ранее осуществленные инвестиции не влияют на результат проекта;
- учет участия в инвестиционных проектах нескольких (многих) участников проекта, несовпадение их интересов и ожиданий доходности капитала, выражающихся в индивидуальных значениях нормы дисконтирования;
- многоэтапность оценки эффективности инвестиций на всех стадиях жизненного цикла проекта (прединвестиционной, выбора схем финансирования, строительства объекта) и уточнение эффективности проекта на каждом этапе;
- учет в инвестиционных затратах нормируемых оборотных средств, необходимых для начала эксплуатации строящегося объекта;
- учет влияния инфляции на результаты проекта;
- учет влияния неопределенности и рисков на эффективность проекта.

### 14.3. Комплексный анализ инвестиционных проектов

Влияние электроэнергетики на развитие экономики, природную и социальную среду требует проведения комплексного проектного анализа энергетических инвестиционных проектов, всестороннего изучения затрат, связанных с их реализацией и получением доходов на протяжении длительного периода времени. Комплексный подход предполагает включение в проектный анализ следующих основных разделов:

- технический анализ;
- коммерческий анализ;
- финансовый анализ;
- экологический анализ;
- организационный анализ;
- социальный анализ.

Задачей технического анализа инвестиционного проекта является определение технической осуществимости проекта и целесообразности его реализации на альтернативной основе. Часть проблем технического анализа, характерных исключительно для конкретных проектов, должны решаться в индивидуальном порядке. К проблемам, присущим всем проектам, относятся: обоснование местоположения, масштаба, сроков сооружения, выбора технологии и др. При проведении технического анализа используются различные научно-технические критерии, оценивающие перспективность принятых решений.

В данном разделе анализа отражается следующая информация:

- местоположение энергетического объекта;
- наличие земельного участка, подтверждаемое соответствующими документами;
- применяемые технологии, соответствующие используемому виду энергоресурсов и прогрессивности данной технологии;
- масштаб проекта (электрическая, тепловая мощность объекта);
- сроки строительства объекта, определяемые динамикой спроса на энергию и мощность;
- графики проведения работ;
- смета затрат на строительство объекта с учетом непредвиденных расходов, возникающих в результате технических и ценовых изменений в течение периода строительства.

Целью коммерческого анализа проектов является оценка инвестиций с точки зрения перспектив развития оптового и розничного рынков энергии и мощности и мероприятий по снабжению проекта ресурсами, необходимыми в процессе его строительства и эксплуатации. При проведении коммерческого анализа необходимо учитывать следующие факторы: перспективные балансы мощности и энергии энергообъединений, конкурентоспособность проекта с общесистемных позиций, возможность межсистемных передач электроэнергии, изменение цен на топливо, конкурентоспособность продукции (электро- и теплоэнергии), соотношения продаж в секторе свободной торговли и в регулируемом секторе рынка, действующие и прогнозируемые тарифы на электро- и теплоэнергию, возможные изменения методических подходов определения тарифов.

Финансовый анализ инвестиционного проекта включает:

- финансовый анализ проекта как экономической единицы;
- анализ возмещения затрат;
- анализ инвестиционных затрат;
- анализ рентабельности инвестиций и активов.

Финансовый анализ проекта призван оценить финансовую устойчивость проекта на основе разработки прогноза трех основных финансовых отчетов:

- отчета о финансовых результатах;
- отчета о движении денежных средств;
- проектно-балансовой ведомости (планового баланса).

Анализ возмещения затрат на осуществление проекта имеет целью показать возможность их возврата в приемлемые для инвестора сроки в результате выпуска продукции.

Анализ инвестиционных затрат определяет потребность в финансовых ресурсах проекта на протяжении всего инвестиционного цикла.

Целью анализа рентабельности инвестиций является оценка дохода получаемого за весь инвестиционный цикл проекта. Критерии, используемые в финансовом анализе, включают информацию о размере инвестиций, в том числе стартовых затратах на осуществление проекта, потенциальном годовом размере прибыли, сальдо реальных денежных потоков, стабильности поступления доходов от проекта, возможности использования налоговых льгот, необходимости привлечения заемного капитала (у третьих лиц или банковского капитала) и его доли в инвестициях, финансовом риске, связанном с осуществлением проекта.

Задача экологического анализа инвестиционного проекта заключается в оценке потенциального ущерба, наносимого окружающей среде во время строительства и эксплуатации объекта, и определение дополнительных затрат, необходимых для снижения или предотвращения этого ущерба. Используемые в этом анализе экологические критерии базируются на данных о существующих экологических условиях, потенциальных экологических воздействиях проекта (положительных и отрицательных, прямых и косвенных), возможных мерах по устранению или снижению отрицательных экологических последствий и/или их компенсации.

В данном разделе анализа должна содержаться информация:

- о состоянии природной среды в районе размещения объекта;
- ожидаемом влиянии проекта на экологию;
- мероприятиях по обеспечению требуемых экологических норм;
- предлагаемых мерах контроля состояния окружающей среды;
- обязательствах по охране природной среды и наличии документов, удостоверяющих согласование проекта с органами экологического надзора.

Организационный анализ инвестиционного проекта имеет своей целью оценку и необходимые рекомендации по организационной, правовой, политической и административной обстановке, в рамках которой проекты реализуются и эксплуатируются. Этот анализ включает ряд критериев, оценивающих потенциальную эффективность менеджмента в процессе строительства и эксплуатации объекта, правовую обеспеченность проекта, его непротиворечивость действующему законодательству, возможное влияние перспективных изменений законодательства на проект.

В разделе организационного анализа представляется следующая информация:

- организационная структура предприятия с указанием функций подразделений, схемы взаимодействия и координации структурных подразделений, системы контроля выполняемых функций;
- требуемая численность, квалификация, структура персонала, система оплаты труда работников;
- система оплаты и стимулирования труда руководителей предприятия.

В рамках юридического анализа проекта прорабатываются вопросы:

- формы собственности и правового статуса организации: либо частное владение, либо акционерная компания, либо государственное предприятие и пр.;
- при создании государственного унитарного предприятия определяется — система подчиненности и степень государственного вмешательства в хозяйственную деятельность предприятия;
- в случае создания акционерного общества — будущее распределение акций между возможными акционерами.

Цель социального анализа заключается в оценке приемлемости проекта для населения, проживающего в районе размещения проекта. В данном разделе исследуется уровень информированности населения об объекте, характер сотрудничества руководства будущего объекта с общественностью района, оценивается воздействие проекта на уровень занятости в районе, определяется число и характер создаваемых рабочих мест, объем компенсационных мероприятий и выплат физическим и юридическим лицам, которым наносится материальный или моральный ущерб в результате реализации проекта, а также отношение общественных организаций к строящемуся энергетическому объекту.

Необходимо также учитывать ресурсные возможности регионов, степень социальной нестабильности, состояние инфраструктуры (коммуникации, банковское обслуживание) и другие факторы.

После выполнения комплексного анализа проводится оценка эффективности инвестиционного проекта.

#### 14.4. Экономическая, коммерческая, финансовая и бюджетная эффективность инвестиций

Эффективность проекта характеризуется системой экономических показателей, отражающих соотношение затрат и результатов применительно к интересам участников проекта.

Каждого участника инвестиционного процесса интересует вопрос о доходности его средств, вложенных в проект, и доходность проекта в целом. Поэтому при оценке эффективности инвестиций в соответствии с категориями участников инвестиционного процесса рассчитываются: экономическая, коммерческая, финансовая и бюджетная эффективность.

В расчетах экономической эффективности учитываются затраты и результаты, связанные с реализацией проекта, выходящие за рамки прямых финансовых интересов участников инвестиционного процесса и допускающих стоимостное измерение (внесенные затраты).

Для крупномасштабных проектов затрагивающих интересы городов, региона или всей России экономическая эффективность проекта должна рассчитываться обязательно.

Расчет экономической эффективности важен при оценке эффективности энергетических проектов, так как технологическая связь элементов энергетических систем и требования обеспечения надежного энергоснабжения требуют оценки влияния проекта на развитие энергетических объединений, ЕЭС России, ЕНЭС.

Так при реализации проекта КЭС с мощными энергоблоками, имеющими низкую маневренность, в энергосистеме для покрытия переменной части суточного графика нагрузки должны дополнительно вводиться маневренные мощности или агрегаты, ранее работавшие в базовой части суточного графика нагрузки, будут вынуждены переместиться в полупиковую зону графика, что приведет к увеличению их удельных расходов топлива. К тому же ввод мощных агрегатов потребует увеличения мощности аварийного резерва и возможно увеличения пропускной способности ЛЭП. Все вышеуказанные изменения сопряжены с дополнительными затратами, выходящими за рамки собственно проекта сооружения КЭС и должны найти стоимостную оценку при определении экономической эффективности инвестиционного проекта. Критерием экономической эффективности проекта является минимум суммарных или удельных дисконтированных затрат или максимум ЧДД.

- **Коммерческая эффективность** характеризует результат вложения инвестиций для инвестора и определяется соотношением затрат и результатов данного проекта, обеспечивающих требуемую норму доходности. При оценке коммерческой эффективности каждый инвестор устанавливает «цену капитала» — норму доходности инвестиций с учетом альтернативных вариантов инвестирования при сравнимых рисках. Критериальными показателями коммерческой эффективности являются ЧДД, ВНД,  $T_{ок}$ , ИД.

- **Финансовая эффективность** проекта характеризует его финансовую реализуемость с позиций достаточности источников финансирования и своевременности инвестирования средств в проект.

Расчет финансовой эффективности предполагает составление трех форм отчетности:

- отчет о финансовых результатах, в котором по годам инвестиционного цикла оценивается текущая хозяйственная деятельность объекта. Данный отчет характеризует прибыльность компании (проекта) и содержит показатели: выручку от реализации продукции (услуг), валовую при-



быть, налогооблагаемую прибыль, налоговые выплаты, чистую прибыль, суммы выплачиваемых дивидендов, нераспределенную и накопленную нераспределенную прибыль;

- отчет о движении денежных средств, в котором отражаются операции, связанные с образованием источников финансовых ресурсов и использованием этих ресурсов с учетом времени их поступления и использования. Данное сопоставление необходимо для проверки достаточности источников финансирования в период строительства объекта до начала поступления средств от реализации продукции. В случае, если разность между источниками финансирования и инвестиционными расходами хотя бы на одном интервале окажется отрицательной, это свидетельствует о недостаточности источников финансирования и возможном банкротстве предприятия или необходимости на данном этапе привлечь дополнительные источники финансирования.

Отчет о движении денежных средств характеризует связь между основной, финансовой, инвестиционной деятельностью компании (рис. 14.1).

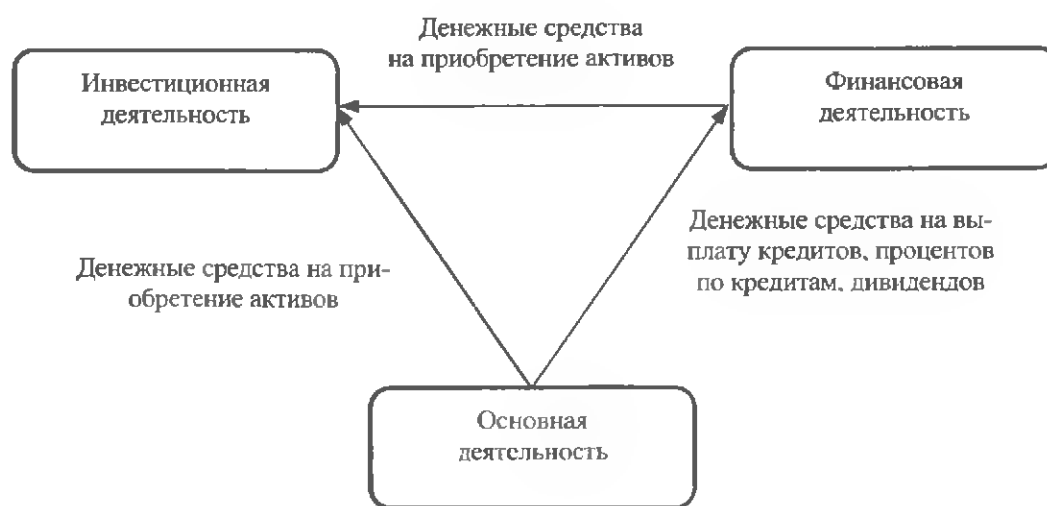


Рис. 14.1. Денежные потоки в сфере основной, финансовой, инвестиционной деятельности компании

Основная деятельность — это деятельность, определенная уставом компании (производство, передача и распределение энергетической и тепловой энергии). В данной сфере деятельности денежные средства расходуются на текущую оплату факторов производства (топлива, материалов, оплату труда, выплату налогов и т.д.). Источником получения доходов в рассматриваемой сфере является выручка от реализации продукции.

Финансовая деятельность. В сфере финансовой деятельности расходами являются средства на выплату кредитов, процентов по кредитам, дивидендов по акциям; доходами являются средства, получаемые от продажи ценных бумаг, дивиденды по акциям, находящимся в собственности компании и пр.

В сфере инвестиционной деятельности денежные средства расходуются на приобретение активов, то есть на строительство новых, модернизацию и реконструкцию действующих основных производственных средств на покупку оборудования. В качестве доходов в данной сфере выступают средства от продажи активов, составляющие незначительную часть доходов. В целом инвестиционная деятельность приводит к оттоку средств, получаемых из сферы основной и финансовой деятельности.

Отрицательное сальдо между поступлениями и расходами средств по проекту за весь инвестиционный период говорит о невозможности реализации проекта.

- Показатели *бюджетной эффективности* позволяют оценить финансовые последствия осуществления проекта для федерального, регионального или местного бюджетов при финансировании проекта полностью или частично за счет бюджетных средств.

Критерием бюджетной эффективности служит интегральный бюджетный эффект, характеризующий превышение дисконтированного бюджетного дохода над дисконтированными бюджетными расходами по проекту за весь инвестиционный период.

В составе бюджетных расходов учитываются:

- средства, выделяемые для прямого бюджетного финансирования проекта на возвратной основе;
- средства на полное или частичное погашение кредитов банков, выделяемых в качестве заемных средств участникам инвестиционного проекта и подлежащих компенсации за счет бюджета;
- выплата пособий лицам, оставшимся без работы в результате реализации проекта;
- государственные, региональные гарантии инвестиционных рисков отечественных и иностранных инвесторов.

В состав бюджетных доходов включаются:

- НДС и все иные налоговые поступления в бюджет от российских и иностранных предприятий в части, относящейся к данному инвестиционному проекту;
- поступающие в бюджет таможенные пошлины и акцизы по продукции (ресурсам), производимой (расходуемым) в данном проекте;
- дивиденды на государственный или принадлежащий региону пакет акций;
- поступление в бюджет подоходного налога с заработной платы работников, начисленной за выполнение работ, предусмотренных проектом;
- поступления в бюджет платы за пользование земельными участками, за водопользование и пользование иными природными ресурсами, относящимися к данному проекту;
- доходы от лицензирования, конкурсов, тендеров на строительство и эксплуатацию объекта;
- суммы погашения льготных кредитов, выделяемых из средств бюджета и выплаты процентов за кредит;
- штрафы и санкции, связанные с проектом за нерациональное использование материальных и природных ресурсов;
- к доходам бюджета приравниваются поступления во внебюджетные фонды – пенсионный фонд, фонд медицинского страхования и фонд государственного социального страхования в части, относящейся к данному инвестиционному проекту.

Критерии бюджетной эффективности аналогичны критериям оценки коммерческой эффективности.

Для каждого из инвесторов, стремящихся к укреплению своих позиций на рынке и максимизации прибыли, первостепенное значение имеет оценка коммерческой эффективности, однако с позиций энергетической компании важное значение имеет финансовая поддержка проекта на государственном и региональном уровнях, получить которую можно лишь при доказательстве экономической и/или бюджетной эффективности проекта.

#### 14.5. Приведение инвестиционных проектов в сопоставимый вид

Оценка сравнительной экономической эффективности инвестиций сопряжена с необходимостью соблюдения в альтернативных проектах условий энергетической и экономической сопоставимости.

Выполнение условий энергетической сопоставимости означает, что от взаимозаменяемых проектов потребители должны получать одинаковое количество полезной продукции, равное потребности потребителей, одинакового ассортимента, одинакового качества с одинаковой надежностью энергоснабжения при равном воздействии на окружающую среду.

Выполнение условий экономической сопоставимости предполагает проведение экономических расчетов в альтернативных проектах с использованием сопоставимых цен.

##### *Условия энергетической сопоставимости проектов*

Необходимость приведения альтернативных проектов в сопоставимый вид по энергетическим показателям вызвана тем, что решение любой хозяйственной задачи может быть осуществлено путем реализации проектов с разными производственными возможностями.

Например, удовлетворить возрастающий в районе спрос на электрическую и тепловую энергию возможно за счет:

- увеличения загрузки действующего оборудования на электростанциях и в котельных;
- реализации программ энергосбережения у потребителей;
- строительства ТЭЦ и покрытия от нее прироста электрической и тепловой нагрузки;
- покупки недостающей мощности и электроэнергии на оптовом рынке энергии и строительства котельной или покупки тепла у промышленных и муниципальных котельных;
- строительства новой КЭС и котельной и т.д.

Безусловно, каждый из проектов может отличаться по мощности, выработке электроэнергии и тепла, так как число и единичная мощность агрегатов электростанций и котельных выражаются целыми числами. В результате при реализации некоторых проектов потребители не получают требуемого количества энергии, а в других проектах отпуск энергии превысит спрос. В целях соблюдения корректности сравнения проекты следует приводить в сопоставимый вид по условиям энергетической сопоставимости, включающими следующие требования:

**1. Альтернативные проекты должны быть технически прогрессивными, иметь одинаковый технический уровень.**

**2. В энергетике приведение проектов в сопоставимый вид по ассортименту продукции ввиду его ограниченности (электроэнергия и тепло) не представляет сложности.** Для выполнения требования одинакового ассортимента в сравниваемые проекты включаются такие объекты, которые позволяют выполнить данное условие. Так, при обосновании эффективности инвестиций в ТЭЦ, вырабатывающей электроэнергию и тепло, ТЭЦ сравнивается или с альтернативным проектом ТЭЦ, или с проектом отдельного энергоснабжения, то есть с КЭС, производящей электроэнергию, и котельной, производящей тепло.

В отдельных случаях, когда невозможно обеспечить в одном из проектов необходимый ассортимент продукции, в этом проекте учитываются дополнительные затраты на покупку недостающего вида продукции. В случае невозможности покупки на стороне недостающего вида продукции из альтернативного варианта исключаются затраты на производство данной продукции и выручка от ее реализации. Исключение затрат и выручки от реализации допустимо лишь для неосновного вида продукции.

**3. Сопоставимость проектов по тепловой и электрической мощности предполагает, что от взаимозаменяемых проектов генерирующих установок потребители получают одинаковую полезную мощность.**

В энергетике процессы производства и потребления электроэнергии совпадают во времени, а процессы производства и потребления тепла имеют небольшой разрыв. Поэтому в каждый момент времени генерируемая мощность в любом из альтернативных проектов должна обеспечивать покрытие нагрузки потребителей. В противном случае в проекте, в котором это условие не выполняется, предусматривается создание дополнительной мощности или покупка недостающей мощности при обязательном учете в этом проекте затрат на создание и эксплуатацию дополнительной мощности, либо на ее покупку.

В альтернативных проектах ТЭЦ и отдельного энергоснабжения в силу ограниченности радиуса передачи тепла эти проекты в первую очередь приводятся в сопоставимый вид по тепловой мощности и полезному отпуску тепла и во вторую очередь — по электрической мощности и полезному отпуску электроэнергии. При приведении вариантов в сопоставимый вид по отпуску тепла следует учитывать возможность его аккумулирования в объемах, определяемых техническими возможностями и экономической целесообразностью. В случае отсутствия возможности аккумулирования тепла недостаток его восполняется покупкой тепла у независимых производителей.

**4. Сопоставимость альтернативных проектов по энергии означает, что во всех сравниваемых проектах отпуск электроэнергии и тепла потребителям должен быть одинаковым.**

Приведение проектов в сопоставимый вид по электроэнергии и в меньшей мере по теплу осложняется невозможностью экономичного складирования (аккумулирования) энергии в больших объемах, поэтому при дефиците электроэнергии в одном из проектов недостаток электроэнергии покупается на стороне (на рынке) при обязательном учете в расчетах затрат на покупку энергии и выручки от реализации при ее последующей продаже.

В зависимости от особенностей сравниваемых проектов приведение их в сопоставимый вид имеет принципиальные отличия.

Так, в случае приведения в сопоставимый вид разнотипных электростанций, мощность одной из которых лимитируется рядом факторов, приведение по мощности и энергии осуществляется к проекту с меньшей полезной мощностью и с меньшим полезным отпуском энергии.

Приведение в сопоставимый вид проектов однотипных электростанций, осуществляется к проекту с большей полезной мощностью и большим полезным отпуском энергии.

а) *Приведение в сопоставимый вид по мощности и энергии разнотипных электростанций:* проекта ТЭЦ и проекта раздельного энергоснабжения (КЭС + котельная):

- Приведение проектов в сопоставимый вид по отпуску тепла:

$$\begin{aligned} Q_{п.о.}^{ТЭЦ} &= Q_{п.о.}^{кот.} \quad (\text{Гкал/ч}); \\ Q_{п.о.год}^{ТЭЦ} &= Q_{п.о.год}^{кот.} \quad (\text{Гкал/год}), \end{aligned}$$

где  $Q_{п.о.}^{ТЭЦ}$ ,  $Q_{п.о.}^{кот.}$  — тепловая мощность, передаваемая потребителям от ТЭЦ и котельной;

$Q_{п.о.год}^{ТЭЦ}$ ,  $Q_{п.о.год}^{кот.}$  — годовой полезный отпуск тепла потребителям от ТЭЦ и котельной.

- Приведение проектов в сопоставимый вид по электрической мощности

Электрическая мощность передаваемая от ТЭЦ на шины потребителей ( $N_{п.о.}^{ТЭЦ}$ ) составляет:

$$N_{п.о.}^{ТЭЦ} = N_y^{ТЭЦ} (1 - k_{сн}^{ТЭЦ}) (1 - k_{пот.}^{отТЭЦ}),$$

где  $k_{сн}^{ТЭЦ}$ ,  $k_{пот.}^{отТЭЦ}$  — соответственно, коэффициент расхода мощности на собственные нужды ТЭЦ и коэффициент потерь при передаче мощности по сетям от ТЭЦ до потребителей.

Поскольку установленная мощность КЭС больше мощности ТЭЦ, в проекте раздельного энергоснабжения в расчетах участвует не вся установленная мощность КЭС, а только ее часть ( $\Delta N_y^{КЭС}$ ), обеспечивающая такую же передачу мощности потребителям, как и в проекте ТЭЦ.

$$\Delta N_y^{КЭС} = \frac{N_{п.о.}^{КЭС}}{(1 - k_{сн}^{КЭС})(1 - k_{пот.}^{отКЭС})},$$

где  $N_{п.о.}^{КЭС}$  — мощность, передаваемая на шины потребителей от КЭС и равная мощности, передаваемой на шины потребителей от ТЭЦ, то есть

$$N_{п.о.}^{КЭС} = N_{п.о.}^{ТЭЦ},$$

$k_{сн}^{ТЭЦ}$ ,  $k_{пот.}^{отТЭЦ}$  — соответственно, коэффициент расхода мощности на собственные нужды КЭС и коэффициент потерь при передаче мощности от КЭС до потребителей

- Приведение проектов в сопоставимый вид по электроэнергии.

Выработка ( $\mathcal{E}_{выр.}^{ТЭЦ}$ ) и полезный отпуск электроэнергии от ТЭЦ ( $\mathcal{E}_{п.о.}^{ТЭЦ}$ ) определяются по следующим формулам:

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{выр.}^{ТЭЦ} &= N_y^{ТЭЦ} h_y^{ТЭЦ}; \\ \mathcal{E}_{п.о.}^{ТЭЦ} &= \mathcal{E}_{выр.}^{ТЭЦ} (1 - k_{сн}^{ТЭЦ}) (1 - k_{пот.}^{отТЭЦ}), \end{aligned}$$

где  $h_y^{ТЭЦ}$  — число часов использования установленной мощности ТЭЦ.

При обеспечении равенства в обоих проектах полезного отпуска электроэнергии на шины потребителей:

$$\mathcal{E}_{п.о.}^{ТЭЦ} = \mathcal{E}_{п.о.}^{КЭС},$$

доля выработки электроэнергии на КЭС, учитываемая в данном варианте, составит:

$$\Delta \mathcal{E}_{выр.}^{КЭС} = \frac{\mathcal{E}_{п.о.}^{КЭС}}{(1 - k_{сн}^{КЭС})(1 - k_{пот.}^{отКЭС})}.$$

б) Приведение проектов однотипных электростанций в сопоставимый вид по мощности и электрической энергии.

В случае приведения в сопоставимый вид по мощности и энергии проектов однотипных электростанций оно осуществляется к проекту с большим полезным отпуском мощности и электроэнергии.

Например: привести альтернативные проекты строительства КЭС в сопоставимый вид по мощности и энергии при следующих исходных данных:

$$N_y^{KЭС-1} > N_y^{KЭС-2}; k_{сн}^{KЭС-1} < k_{сн}^{KЭС-2}; h_y^{KЭС-1} > h_y^{KЭС-2}; k_{пот.}^{KЭС-1} < k_{пот.}^{KЭС-2}.$$

- Приведение проектов в сопоставимый вид по мощности:

$$N_{п.о.}^{KЭС-1} = N_y^{KЭС-1} (1 - k_{сн}^{KЭС-1}) (1 - k_{пот.}^{KЭС-1});$$

$$N_{п.о.}^{KЭС-2} = N_y^{KЭС-2} (1 - k_{сн}^{KЭС-2}) (1 - k_{пот.}^{KЭС-2}).$$

Поскольку  $N_{п.о.}^{KЭС-1} > N_{п.о.}^{KЭС-2}$ , определяется дефицит полезной мощности во втором проекте:

$$\Delta N_{п.о.}^{2пр} = N_{п.о.}^{KЭС-1} - N_{п.о.}^{KЭС-2}.$$

Для обеспечения равенства полезной мощности условно предполагается, что недостающая мощность покупается на оптовом рынке и в результате полезно отпущенная мощность в первом проекте равна полезной мощности, отпускаемой от КЭС-1:

$$N_{п.о.}^{1пр} = N_{п.о.}^{KЭС-1};$$

полезно отпущенная мощность во втором проекте составляет:

$$\Delta N_{п.о.}^{2пр} = N_{п.о.}^{KЭС-2} + \Delta N_{п.о.}^{2пр}.$$

При этом будет соблюдено равенство полезно отпущенной мощности по проектам:

$$N_{п.о.}^{1пр} = N_{п.о.}^{2пр}.$$

Полезный отпуск мощности в первом проекте обеспечивается установленной мощностью, равной:

$$N_y^{1пр} = N_y^{KЭС-1};$$

полезный отпуск мощности во втором проекте обеспечивается:

$$N_y^{2пр} = N_y^{KЭС-2} + \Delta N_y^{2пр},$$

где  $\Delta N_y^{2пр}$  — дополнительная установленная мощность оптового рынка, необходимая для обеспечения равенства отпуска полезной мощности.

Дополнительная установленная мощность равна:

$$\Delta N_y^{2пр} = \frac{\Delta N_{п.о.}^{2пр}}{(1 - k_{сн}^м)(1 - k_{пот.})},$$

где  $k_{сн}^м$  — соответственно, коэффициент расхода мощности на собственные нужды КЭС, замыкающей перспективный баланс мощности данной зоны оптового рынка;  $k_{пот.}$  — средний коэффициент потерь мощности при передаче ее по сетям данной зоны оптового рынка.

Термин «замыкает баланс» означает, что мощность данной станции учитывается в балансе мощности (энергии) в последнюю очередь. Перспективный баланс мощности замыкают крупные КЭС и АЭС, так как их мощность не ограничивается ни тепловой нагрузкой, как мощность ТЭЦ, ни гидроресурсом, как мощность ГЭС.

- Приведение альтернативных проектов КЭС в сопоставимый вид по энергии:

$$\begin{aligned}\mathcal{E}_{\text{выр.}}^{\text{КЭС-1}} &= N_y^{\text{КЭС-1}} h_y^{\text{КЭС-1}}; \\ \mathcal{E}_{\text{п.о.}}^{\text{КЭС-1}} &= \mathcal{E}_{\text{выр.}}^{\text{КЭС-1}} (1 - k_{\text{сн}}^{\text{КЭС-1}}) (1 - k_{\text{пот}}^{\text{от КЭС-1}}); \\ \mathcal{E}_{\text{выр.}}^{\text{КЭС-2}} &= N_y^{\text{КЭС-2}} h_y^{\text{КЭС-2}}; \\ \mathcal{E}_{\text{п.о.}}^{\text{КЭС-2}} &= \mathcal{E}_{\text{выр.}}^{\text{КЭС-2}} (1 - k_{\text{сн}}^{\text{КЭС-2}}) (1 - k_{\text{пот}}^{\text{от КЭС-2}}).\end{aligned}$$

При заданной исходной информации  $\mathcal{E}_{\text{п.о.}}^{\text{КЭС-1}} > \mathcal{E}_{\text{п.о.}}^{\text{КЭС-2}}$ .

Дефицит полезно отпущенной электроэнергии во втором проекте определяется по формуле:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{п.о.}}^{2\text{пр}} = \mathcal{E}_{\text{п.о.}}^{\text{КЭС-1}} - \mathcal{E}_{\text{п.о.}}^{\text{КЭС-2}}.$$

Дополнительная выработка электроэнергии на оптовом рынке, необходимая для обеспечения равенства полезного отпуска электроэнергии и учитываемая во втором проекте составит:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{выр.}}^{2\text{пр}} = \frac{\Delta \mathcal{E}_{\text{п.о.}}^{2\text{пр}}}{(1 - k_{\text{сн}}^2)(1 - k_{\text{пот}})},$$

где  $k_{\text{сн}}^2$  — коэффициент расхода энергии на собственные нужды КЭС, замыкающей перспективный баланс электроэнергии оптового рынка.

Перспективный баланс электроэнергии замыкают самые неэкономичные электростанции, так как их дорогая электроэнергия в последнюю очередь востребуется на рынке.

В результате условие равенства полезного отпуска электроэнергии имеет следующий вид:

$$\begin{aligned}\mathcal{E}_{\text{п.о.}}^{1\text{пр}} &= \mathcal{E}_{\text{п.о.}}^{\text{КЭС-1}}; \\ \mathcal{E}_{\text{п.о.}}^{2\text{пр}} &= \mathcal{E}_{\text{п.о.}}^{\text{КЭС-2}} + \Delta \mathcal{E}_{\text{п.о.}}^{2\text{пр}}; \\ \mathcal{E}_{\text{п.о.}}^{1\text{пр}} &= \mathcal{E}_{\text{п.о.}}^{2\text{пр}}.\end{aligned}$$

Равенство полезного отпуска энергии достигается при выработке электроэнергии в первом проекте, равной выработке электроэнергии КЭС-1:

$$\mathcal{E}_{\text{выр.}}^{1\text{пр}} = \mathcal{E}_{\text{выр.}}^{\text{КЭС-1}},$$

и выработке электроэнергии во втором проекте, равной:

$$\mathcal{E}_{\text{выр.}}^{2\text{пр}} = \mathcal{E}_{\text{выр.}}^{\text{КЭС-2}} + \Delta \mathcal{E}_{\text{выр.}}^{2\text{пр}}.$$

- В целях упрощения процедуры приведения проектов в сопоставимый вид по мощности и энергии сравнение проектов производится по величине удельных дисконтированных затрат или удельного ЧДД на единицу полезно отпущенной продукции.

**5. Качественные показатели электроэнергии (напряжение и частота переменного тока) и тепла (давление и температура теплоносителя) должны соответствовать стандартам и техническим условиям, отклонения от которых допускаются в очень узком диапазоне в соответствии с договорными условиями на поставку энергии. Тарифы на энергию устанавливаются при качественных параметрах, соответствующих стандартам и договорным условиям. Сопоставимость проектов по качеству продукции может обеспечиваться корректировкой тарифа в соответствии с изменением качественных показателей, то есть чем ниже качество энергоносителя, тем ниже цена. Однако ввиду несущественности допустимых отклонений изменение тарифов может быть незначительным.**

Основной метод приведения проектов в сопоставимый вид по качеству энергии заключается в учете в проекте с более низкими качественными показателями дополнительных затрат на мероприятия, позволяющие довести показатели качества энергии до требуемых (нормативных)

величин. К такого рода мероприятиям можно отнести повышение уровня изоляции тепловых сетей и теплоаккумулирующих баков, установку синхронных компенсаторов в энергосистеме, дополнительной генерирующей мощности и пр.

**6. Сопоставимость проектов по надежности электроснабжения потребителей обеспечивается путем учета дополнительных затрат в создание дополнительной резервной мощности в варианте с меньшей надежностью энергоснабжения.**

Сопоставимость проектов по надежности теплоснабжения обеспечивается учетом в варианте с меньшей надежностью затрат в создание резервных теплогенерирующих установок и/или баков-аккумуляторов тепла.

**7. Приведение проектов в сопоставимый вид по степени их негативного влияния на экологию осуществляется, в первую очередь, тем, что в число альтернативных включаются проекты, для которых объем загрязняющих выбросов и сбросов в окружающую среду не превышает предельно допустимых выбросов (ПДВ) и сбросов (ПДС) при обязательном учете в издержках экологических платежей в пределах нормативных выбросов и сбросов и лимитов складирования отходов.**

В случае неперевышения ПДВ и ПДС, при наличии в одном из проектов больших выбросов и сбросов, в этом проекте учитываются дополнительные затраты на установку и эксплуатацию устройств, позволяющих уравнивать воздействие проектов на природную среду.

#### *Условия экономической сопоставимости проектов*

Экономическая сопоставимость проектов обеспечивается использованием в расчетах сопоставимых тарифов на энергию и услуги и цен на оборудование, топливо, материалы и прочие ресурсы, расходуемые в проекте.

Для стоимостной оценки результатов и затрат в проектах могут использоваться базисные, мировые, прогнозные и расчетные цены.

- Базисная цена ( $C_б$ ) — это цена на ресурс (топливо, оборудование, труд), сложившаяся на определенный момент времени (год).
- Мировая цена ( $C_м$ ) — цена на ресурс, сложившаяся на мировом рынке на данный момент в валютном исчислении с учетом инфляции.
- Расчетная (текущая) цена — цена, приведенная к некоторому моменту времени. Расчетные цены рекомендуется приводить к году, предшествующему началу строительства объекта.
- Прогнозная цена — цена, соответствующая условиям осуществления проекта ( $C_t$ ) в год  $t$ . Прогнозная цена в конце  $t$ -го шага расчета определяется, как:

$$C_t = C_б J(t, t_n),$$

где  $C_б$  — базисная цена продукции или ресурса,  $J(t, t_n)$  — индекс изменения цен на данный вид продукции или ресурса в конце  $t$ -го шага по отношению к начальному моменту расчета ( $t_n$ ), для которого известны цены.

При расчете коммерческой эффективности инвестиций целесообразно использовать прогнозные цены, учитывающие инфляцию.

Расчет экономической эффективности предполагает возможность использования как базисных, так и расчетных (текущих) цен. Предпочтение тех или иных определяется, прежде всего, длительностью временного периода исследований. Для долгосрочной перспективы расчеты обычно выполняются в базисных ценах, принимаемых неизменными в течение инвестиционного периода.

#### **14.6. Классификация методов оценки эффективности инвестиций**

Методическую основу оценки эффективности инвестиций в энергетические объекты в условиях рынка составляют:

1. «Руководство по оценке эффективности инвестиций» [34], в основу которого положен мировой опыт в данной области.
2. «Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов» [28].

3. «Практические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике (с типовыми примерами)» [43].

Применяемые в проектном анализе методы оценки эффективности инвестиций в зависимости от учета фактора времени можно разбить на две группы:

- методы, не учитывающие фактор времени (не учитывающие дисконтирование);
- методы, учитывающие фактор времени (учитывающие дисконтирование).

С точки зрения используемых критериальных показателей эффективности инвестиций можно выделить:

- затратный подход;
- доходный подход.

Название указанных методических подходов достаточно условно, так как в любом случае оценка эффективности инвестиций предусматривает соизмерение затрат и доходов. Отличие заключается лишь в том, что при затратном подходе сравнение дисконтированных затрат в альтернативных проектах осуществляется при отсутствии явного расчета доходов по проектам, но при этом обязательным требованием является одинаковая величина выручки от реализации электроэнергии и тепла по сравниваемым альтернативам.

В доходном подходе расчету подвергаются как затраты, так и доходы по проектам за весь инвестиционный период.

#### 14.7. Методы оценки эффективности инвестиций без учета дисконтирования

Методы оценки эффективности инвестиций, не учитывающие дисконтирование (фактор времени), как правило, используются для оценки проектов, капитальные затраты в которые вкладываются в течение одного года либо проектов с коротким жизненным циклом (3–5 лет), или требующих для своей реализации незначительных по объему инвестиций.

Расчет критериев эффективности ведется в этом случае, исходя из средних за инвестиционный период экономических показателей или экономических показателей первого года эксплуатации, так как их можно легко и сравнительно точно определить.

##### *Метод оценки эффективности инвестиций по затратам на производство и реализацию продукции*

Данный метод предполагает расчет затрат на производство продукции, включающих постоянные ( $I_{\text{пост.}}$ ) и переменные ( $I_{\text{перем.}}$ ) затраты. Критерием выбора наиболее экономичного инвестиционного проекта является минимум затрат ( $I = I_{\text{пост.}} + I_{\text{перем.}} = \min$ ), при условии равенства в проектах цен на конечную продукцию. Сравнение проектов по затратам на производство продукции без учета капитальных затрат является существенным недостатком метода, поэтому, как правило, данный метод используется при равенстве в проектах капитальных затрат.

В процессе оценки эффективности инвестиций для инвесторов представляет интерес не только величина затрат на производство продукции, но и определение объема производства продукции, при котором вложение инвестиций выгодно, что особенно важно в отсутствии достоверной информации о режиме использования мощности в рассматриваемый период. Для решения этой задачи определяется объем производства, при котором затраты на производство продукции по сравниваемым проектам равны:

$$I_{\text{пост.1}} + \mathcal{E}_{\text{выр.}} \cdot S_{\text{пер.1}} = I_{\text{пост.2}} + \mathcal{E}_{\text{выр.}} \cdot S_{\text{пер.2}},$$

где  $\mathcal{E}_{\text{выр}}$  — объем производимой продукции (в энергетике выработка электроэнергии или тепла), при котором затраты в сравниваемых инвестиционных проектах одинаковы;  $S_{\text{пер.1}}$ ,  $S_{\text{пер.2}}$  — переменная составляющая себестоимости на единицу продукции;  $I_{\text{пост.1}}$ ,  $I_{\text{пост.2}}$  — постоянные затраты по сравниваемым проектам.



Из уравнения или из графика (рис. 14.2) определяется объем производства продукции, которому соответствует равенство затрат по проектам:

$$\mathcal{E}_{\text{выр.}} = \frac{I_{\text{пост.2}} - I_{\text{пост.1}}}{S_{\text{пер.1}} - S_{\text{пер.2}}}$$

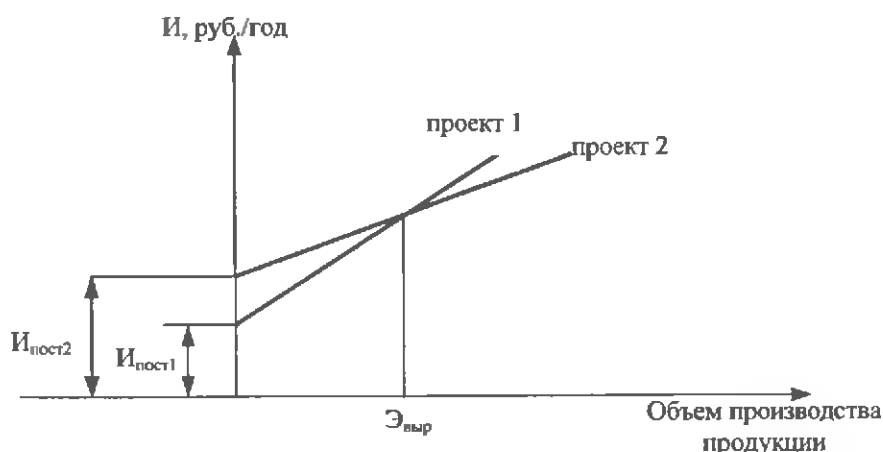


Рис. 14.2. Объем производства продукции, которому соответствует равенство текущих затрат по проектам

Равенство затрат позволяет определить, при каких объемах продукции выгоден тот или иной инвестиционный проект. Слева от точки  $\mathcal{E}_{\text{выр.}}$  лежит зона эффективного вложения инвестиций в первый проект, справа — во второй (рис. 14.2).

#### Метод оценки эффективности инвестиций по показателю прибыли

В соответствии с данным методом наиболее эффективному инвестиционному проекту соответствует максимальная чистая прибыль:

$$\Pi_{\text{чист.}} = \text{ВР} - \text{И} - \text{Н} = \max,$$

где ВР — выручка от реализации продукции; И — затраты на производство продукции (товаров, услуг); Н — налоги, выплачиваемые в соответствии с налоговым законодательством.

Использование метода позволяет рассчитать объем продукции, при котором достигается равенство чистой прибыли в сравниваемых проектах, и определить зоны эффективного вложения инвестиций в тот или иной проект:

$$\text{ВР}_1 - \text{И}_1 - \text{Н}_1 = \text{ВР}_2 - \text{Н}_2 - \text{И}_2.$$

Если выразить объем реализованной продукции и переменные затраты через объем продаж продукции, выражение примет вид:

$$\Pi_1 \mathcal{E}_{\text{прод.}} - S_{\text{пер.1}}^{\text{P}} \mathcal{E}_{\text{прод.}} - \text{И}_{\text{пост.1}} - \text{Н}_1 = \Pi_2 \mathcal{E}_{\text{прод.}} - S_{\text{пер.2}}^{\text{P}} \mathcal{E}_{\text{прод.}} - \text{И}_{\text{пост.2}} - \text{Н}_2,$$

где  $\Pi_1, \Pi_2$  — цена продукции, реализуемой в первом и втором инвестиционных проектах;  $\mathcal{E}_{\text{прод.}}$  — объем продаж, при котором достигается равенство чистой прибыли по инвестиционным проектам;  $S_{\text{пер.1}}^{\text{P}}, S_{\text{пер.2}}^{\text{P}}$  — переменная составляющая себестоимости на единицу реализованной продукции.

Объем продаж, которому соответствует равенство чистой прибыли, определяется в соответствии с выражением:

$$\mathcal{E}_{\text{прод.}}^{\text{P}} = \frac{(\text{И}_{\text{пост.1}} - \text{И}_{\text{пост.2}}) + (\text{Н}_1 - \text{Н}_2)}{(\Pi_1 - \Pi_2) + (S_{\text{пер.2}}^{\text{P}} - S_{\text{пер.1}}^{\text{P}})}.$$

Если в процессе маркетинговых исследований выявлено, что на рынке объем продаж будет меньше величины  $\mathcal{E}_{\text{прод.}}^{\text{P}}$ , то эффективно вложение инвестиций в первый проект; если объем продаж превысит величину  $\mathcal{E}_{\text{прод.}}^{\text{P}}$  — более эффективен второй инвестиционный проект.

Для единичного инвестиционного проекта можно рассчитать прибыльный порог, характеризующий объем продаж ( $\Xi_{\text{прод}}^{\text{пр}}$ ), начиная с которого вариант вступает в зону получения прибыли:

$$\Xi_{\text{прод}}^{\text{пр}} = \frac{I_{\text{пост.}}}{C - S_{\text{пер.}}},$$

где  $S_{\text{пер}}$  — переменная составляющая себестоимости единицы реализованной продукции.

При использовании данного метода условия равных цен на продукцию по вариантам соблюдать не требуется, из чего следует, что выбор проекта по критерию минимальных затрат или максимуму прибыли приводит к разным результатам.

Следует, однако, заметить, что максимальная прибыль не всегда есть тот результат, к которому стремится инвестор. Иногда имеет смысл идти на некоторое снижение прибыли в данный период, но иметь экономические преимущества в отдаленной перспективе, такие, как завоевание сектора рынка, усиление положения фирмы на рынке товара, стабильное получение пусть не максимальной, но достаточной прибыли и т.д.

#### *Метод оценки эффективности инвестиций по показателю рентабельности*

Сущность метода заключается в определении расчетной рентабельности инвестиций и сравнении ее с величиной, которая выбирается инвестором, исходя из сложившейся экономической ситуации, или цели преследуемой инвестором. При сравнении нескольких вариантов более экономичному соответствует большая рентабельность ( $P$ ):

$$P = \frac{\Pi_{\text{чист.}}}{K},$$

где  $\Pi_{\text{чист.}}$  — чистая прибыль.

#### *Метод оценки эффективности инвестиций по сроку окупаемости*

Срок окупаемости характеризует период времени, за который инвестированный капитал возвращается (окупается) за счет чистой прибыли:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K}{\Pi_{\text{чист.}}},$$

В условиях рынка для срока окупаемости не существует единого жестко заданного нормативного значения. Любая прибыль рано или поздно окупит инвестиции, вопрос лишь в том, устраивает ли инвестора этот срок окупаемости.

Проект признается эффективным, если срок окупаемости инвестиций меньше или равен заранее обусловленному сроку, определенному инвестором на основе прошлого опыта осуществления аналогичных проектов.

Этот метод особенно полезен для анализа степени риска инвестирования. Основной недостаток метода срока окупаемости состоит в отсутствии учета динамики событий после того, как проект себя окупит, иными словами, он не учитывает весь период функционирования инвестиций и, следовательно, на  $T_{\text{ок}}$  не влияет прибыль, получаемая за пределами срока окупаемости. Кроме того, этот метод ориентирован не на изменение прибыльности проекта, а на определение его ликвидности.

В заключение следует отметить, что методы оценки эффективности инвестиций, не учитывающие фактор времени, достаточно просты, а потому широко применяются на практике для сравнения мелких и средних альтернативных проектов. Однако учитывая, что сравнение проектов по разным критериям может привести к противоречивым результатам, следует в первую очередь сформулировать основную цель инвестиционного проекта: либо увеличение прибыли, либо сокращение срока окупаемости, либо снижение текущих затрат и т.д., исходя из чего и выбрать критерий, более полно отвечающий поставленной цели.

Недостатки вышеуказанных методов в определенной степени устраняются при использовании методов оценки эффективности инвестиций, учитывающих фактор времени.

#### 14.8. Концепция потока реальных денег

Определение эффективности крупных инвестиций базируется на концепции потока реальных денег, предполагающей соизмерение притока и оттока реальных денег в проекте на каждом шаге расчета в пределах инвестиционного периода.

Продолжительность инвестиционного периода принимается равной периоду времени от начала предпроектной стадии до окончания жизненного цикла объекта. Шагом расчета в пределах инвестиционного периода могут быть месяц, квартал, год.

Принимая за расчетный шаг один год, необходимо в целях формирования потока реальных денег для каждого года инвестиционного периода определить притоки и оттоки денежных средств.

Притоками средств в проекте являются денежные средства, увеличивающие финансовое состояние проекта, в том числе кредиты, ссуды, выручка от реализации продукции, доходы от продажи акций, доходы от внереализационной деятельности, от продажи излишнего или ненужного имущества, амортизационные отчисления и прочие поступления денежных средств.

Оттоки средств представляют собой расходы по проекту, в том числе капитальные вложения в строительство объекта, издержки связанные с производством и реализацией продукции, налоговые отчисления, страховые платежи, суммы, выплачиваемые в погашение кредитов и ссуд, проценты за пользование кредитами и ссудами и прочие платежи.

В общем случае на каждом шаге расчета результат от соизмерения всех притоков ( $\Pi_t$ ) и оттоков реальных денег ( $O_t$ ) составляет:

$$R_t = \Pi_t - O_t,$$

где  $t$  — шаг расчета.

Значения разности притоков и оттоков средств, представленные в виде динамического ряда по годам инвестиционного периода, формируют так называемый поток реальных денег\*.

Соответственно, разность между притоками и оттоками средств ( $R_t$ ) называется элементом потока реальных денег, который определяется по формуле:

$$R_t = BP_t - I'_t - N_t - K_t + Л_t \text{ (руб.)},$$

где  $\Pi_t = BP_t + Л_t$ ,  $O_t = I'_t + N_t + K_t$ ,  $BP_t$  — валовая выручка (приток денежных средств), включающая выручку от реализации продукции (товаров, услуг), доход от внереализационной деятельности, и другие поступления денежных средств, характерные исключительно для данного инвестиционного проекта в год  $t$  инвестиционного периода;  $I'_t$  — затраты на производство и реализацию продукции (товаров, услуг) без учета амортизационных отчислений, внереализационные расходы и другие затраты в сфере операционной деятельности;  $N_t$  — налоги и сборы, не учитываемые в текущих затратах, взимаемые в год  $t$  в рамках данного инвестиционного проекта в соответствии с налоговым законодательством;  $K_t$  — инвестиции в объект в год  $t$ ;  $Л_t$  — ликвидационная стоимость основных средств в год  $t$ .

При расчете оттоков реальных денег в составе затрат на производство продукции не следует учитывать амортизационные отчисления, так как амортизация — это возмещенная стоимость износа основного капитала, вложенного в проект в период строительства. Амортизационные отчисления, являясь источником простого воспроизводства основных средств, остаются в распоряжении собственника основных средств, увеличивая приток реальных денег. В расчете налоговых выплат амортизационные затраты, безусловно, должны учитываться.

В реальной практике приток (доходы) и отток (расходы) реальных денег формируют многочисленные составляющие, однако, для иллюстрации механизма формирования потока

\* Следует отметить, что терминология по многим разделам рыночной экономики в отечественной литературе еще не устоялась. Некоторые авторы применяют другое название рассматриваемого понятия, а именно — «платежный поток», «денежный поток».

реальных денег в табл. 14.1 приведен упрощенный пример, из которого следует, что в годы строительства, когда в объект вкладываются капитальные затраты и отсутствует или незначительна выручка от реализации продукции, элементы потока реальных денег имеют отрицательное значение (рис. 14.3).

Таблица 14.1

Формирование потока реальных денег, млн руб.

| Показатель                                                               | Инвестиционный период, годы |     |    |    |    |      |
|--------------------------------------------------------------------------|-----------------------------|-----|----|----|----|------|
|                                                                          | 1                           | 2   | 3  | 4  | 5  | 6    |
| <b>Приток реальных денег:</b>                                            |                             |     |    |    |    |      |
| Выручка от реализации электроэнергии                                     | —                           | 18  | 25 | 25 | 25 | 23   |
| Выручка от реализации тепла                                              | 0,5                         | 2   | 3  | 3  | 3  | 2    |
| Доход от прочей деятельности                                             | —                           | —   | 1  | 4  | 4  | 4    |
| <b>ИТОГО приток реальных денег, (<math>\Pi_i</math>)</b>                 | 0,5                         | 20  | 29 | 32 | 32 | 29   |
| <b>Отток реальных денег:</b>                                             |                             |     |    |    |    |      |
| Инвестиции                                                               | 12,5                        | 4,0 | —  | —  | —  | —    |
| Затраты на производство продукции без амортизации                        | 0,4                         | 15  | 20 | 21 | 21 | 20,2 |
| Налоги                                                                   | 0,08                        | 3   | 4  | 4  | 4  | 3,8  |
| <b>ИТОГО отток реальных денег, (<math>O_i</math>)</b>                    | 12,98                       | 22  | 24 | 25 | 25 | 24   |
| <b>Элементы потока реальных денег<br/><math>R_i = \Pi_i - O_i</math></b> | -12,48                      | -2  | 5  | 7  | 7  | 5    |

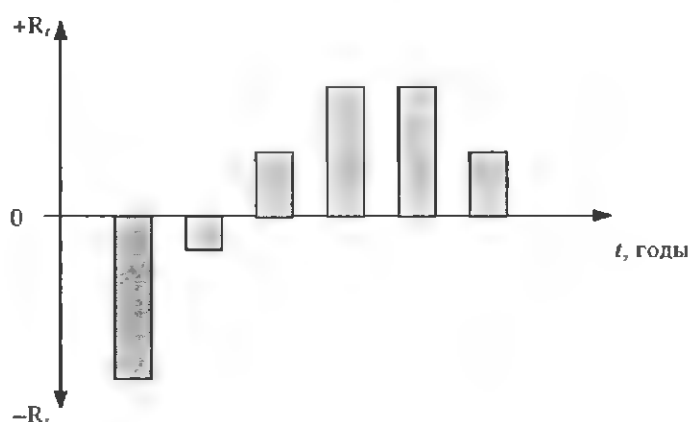


Рис. 14.3. Формирование потока реальных денег

### 14.9. Дисконтирование стоимости

Концепция потока реальных денег предполагает соизмерение притока и оттока реальных денег за весь инвестиционный период, начиная от вложения первого рубля на предпроектной стадии и заканчивая последним годом инвестиционного проекта.

В общем случае, инвестиционный период определяется по формуле:

$$T_{\text{инв}} = T_{\text{пред}} + T_{\text{пр}} + T_{\text{стр}} + T_{\text{экспл}} + T_{\text{конс}} + T_{\text{дем}};$$

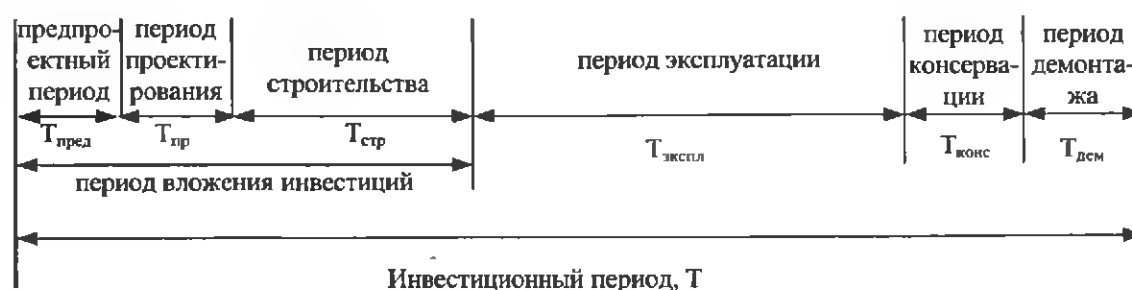


Рис. 14.4. Инвестиционный период энергетического объекта

Для энергетических объектов характерны длительные инвестиционные периоды, составляющие 30–40 лет, поскольку средний период проектирования электростанций составляет 2–3 года, период строительства: тепловых электростанций 3–5 лет, атомных электростанций 5–8, ГЭС 5–10 лет. Нормативный срок эксплуатации ТЭС и АЭС — 30 лет, оборудования ГЭС — 30–40 лет, гидротехнических сооружений — 100 лет.

На предпроектной стадии, стадии проектирования, строительства, консервации и демонтажа имеют место оттоки средств; на стадии эксплуатации, как правило, капитальные затраты отсутствуют и, наряду с затратами на производство продукции, появляются притоки средств в виде выручки от реализации продукции. Кроме того, на завершающей стадии могут возникнуть незначительные притоки средств от реализации демонтируемого оборудования.

Простое соизмерение вышеперечисленных притоков и оттоков средств не может в полной мере характеризовать эффективность проекта, так как все они имели место в разные годы.

Процесс, позволяющий привести к сопоставимому виду разновременные оттоки и поступления реальных денег, называется дисконтированием (учетом фактора времени).

Дисконтирование характеризует изменение стоимости средств во времени, возникающее в результате:

- динамичности (изменения во времени) параметров проекта и его экономического окружения, в том числе изменения темпов инфляции, эскалации цен, то есть различных темпов изменения цен для разных ресурсов;
- разрыва во времени между вложением инвестиций и получением от них доходов. В частности, экономические последствия для проекта будут различными, если инвестиции вложенные в проект сразу дают отдачу в виде выручки от реализации энергии и, если инвестиции вложены, но «заморожены», в результате чего возникает упущенная выгода;
- разновременности вложения средств. В процессе строительства объекта капитальные затраты распределяются по годам строительства и начинают приносить доход в разные годы. В целях повышения эффективности инвестиций предпочтительнее получение более ранних результатов при более поздних затратах.

Учитывая различные экономические последствия от разновременности вложения инвестиций, необходимо в расчетах эффективности учитывать изменение ценности денежных средств во времени, для чего следует приводить стоимость разновременных притоков и оттоков к единому моменту времени.

Основная посылка, лежащая в основе дисконтирования, состоит в том, что имеющаяся в наличии в настоящее время сумма денег обладает большей ценностью, чем такая же сумма в будущем. Эта разница стоимости, выраженная в процентах, характеризует относительное изменение стоимости за определенный период времени, который из практических соображений принимается равным году.

Изменение стоимости во времени иллюстрируется следующим примером:

Вложение инвестиций в проект составляет  $1 \cdot 10^6$  руб.; ожидаемый доход — 10% годовых; инвестиционный период —  $T_{инв} = 3$  года. Следует определить стоимость вложенных инвестиций через три года.

В первый год инвестиции равны.....  $1 \cdot 10^6$  руб.;

Во второй год стоимость равна инвестициям первого года и доходу от их вложения в размере 10%.....  $1 \cdot 10^6 + 1 \cdot 10^6 \cdot 0,1 = 1,1 \cdot 10^6$  руб.;

В третий год стоимость равна инвестициям второго года и доходу от них в размере 10%.....  $1,1 \cdot 10^6 + 1,1 \cdot 10^6 \cdot 0,1 = 1,21 \cdot 10^6$  руб.

Из примера следует, что через три года стоимость вложенных инвестиций с учетом получения дохода от их вложения в проект равна  $1,21 \cdot 10^6$  руб.

В общем случае стоимость с учетом получаемого дохода определяется по формуле сложных процентов, учитывающей не только доход от вложенных средств, но и доход от дохода прошлых лет:

$$C_t = \sum_{i=1}^T C_i (1+r)^{t-i},$$

где  $t$  — год, к которому дисконтируется стоимость (любой год инвестиционного периода);  $i$  — год вложения инвестиций;  $r$  — ожидаемая доходность инвестиций;  $T$  — последний год инвестиционного периода;

Выражение  $(1+r)^{t-\tau}$  называется коэффициентом дисконтирования, у которого показатель степени формируется как разность между годом, к которому дисконтируется стоимость ( $\tau$ ), и любым годом инвестиционного периода ( $t$ ).

Дисконтирование стоимости к первому ( $C_1$ ) и последнему ( $C_T$ ) году инвестиционного периода определяется следующим образом:

$$C_1 = \sum_{t=1}^T C_t (1+r)^{1-t}; \quad C_T = \sum_{t=1}^T C_t (1+r)^{T-t}.$$

Для упрощения процедуры формирования показателя степени при расчете коэффициента дисконтирования, отсчет лет целесообразно начинать не с первого, а с нулевого года инвестиционного периода (рис. 14.5).

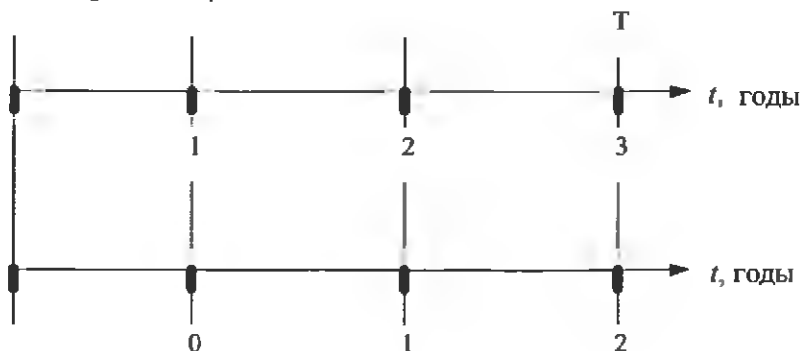


Рис. 14.5. Схема изменения начального года инвестиционного периода

В этом случае стоимость, дисконтированная к нулевому году, рассчитывается по формуле:

$$C_0 = \sum_{t=1}^T C_t (1+r)^{-t}.$$

Экономическая природа стоимости, дисконтированной к началу инвестиционного периода (текущая дисконтированная стоимость), характеризует размер средств, которые следует вложить в проект сегодня, чтобы через несколько лет получить определенную сумму (рис. 14.6).

Стоимость, дисконтированная к последнему или любому году (будущая дисконтированная стоимость), характеризует стоимость, получаемую через несколько лет ( $C_T$ ) при вложении в проект в нулевой год определенной суммы средств (рис. 14.6)

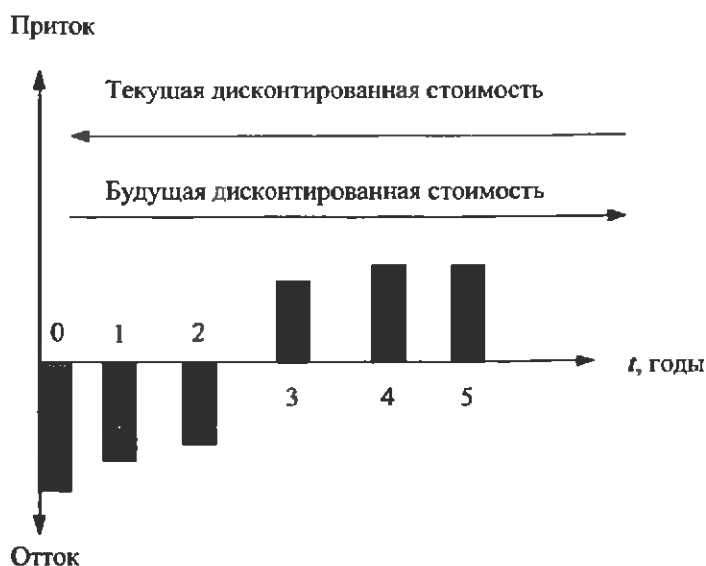


Рис. 14.6. Определение текущей и будущей дисконтированной стоимости

Стоимость, дисконтированная к началу инвестиционного периода, всегда меньше величины стоимости, ожидаемой в будущем. Текущая дисконтированная стоимость тем меньше, чем больше период дисконтирования, то есть чем отдаленнее во времени платежи, тем меньшее влияние они оказывают на величину текущей дисконтированной стоимости.

Дисконтированная стоимость зависит от коэффициента дисконтирования  $(1+r)^{t-1}$  и в том числе от нормы (ставки) дисконта ( $r$ ).

Ставка дисконтирования отражает доход инвестора (в относительных единицах измерения), который он мог бы получить на ту же сумму капитала при его альтернативном использовании при одинаковых финансовых рисках в вариантах инвестирования.

Эффективность инвестиционных проектов в существенной степени зависит от ставки дисконта, поэтому очень важно обоснование ее величины, зависящей от многих факторов и в первую очередь от структуры привлекаемого капитала и, соответственно, от цены капитала.

Общая сумма средств, которую следует уплатить за использование финансовых ресурсов, выраженная в процентах, называется ценой капитала.

Цена каждого из источников финансирования инвестиций выводится на основе соотношения текущей рыночной стоимости источника финансирования с ожидаемыми будущими доходами от его использования.

В общем случае ценой акционерного капитала является цена дивидендов, ценой заемных средств — процент за кредит, ценой собственных средств — величина дивидендов при реинвестировании в развитие компании нераспределенной прибыли или процент по депозитным вкладам. В последнем случае цена собственного капитала компании рассчитывается, как соотношение дивидендов ( $D$ ) по обыкновенным акциям к текущей цене акции ( $A$ ) плюс предполагаемый годовой темп роста дивидендов ( $\Delta D$ ):

$$r_{\text{ск}} = D/A + \Delta D.$$

В теории эффективности инвестиций используются различные модели обоснования ставки дисконтирования:

- Наиболее распространенной моделью является модель определения средневзвешенной цены капитала (Weighted Average Cost of Capital — WACC):

$$r = \alpha_{\text{с.к.}} r_{\text{с.к.}} + \alpha_{\text{а.к.}} r_{\text{а.к.}} + \alpha_{\text{з.к.}} r_{\text{з.к.}} + \dots,$$

где  $\alpha_{\text{с.к.}}$ ,  $\alpha_{\text{а.к.}}$ ,  $\alpha_{\text{з.к.}}$  — доля собственного, акционерного и заемного капитала в инвестициях в проект;  $r_{\text{с.к.}}$ ,  $r_{\text{а.к.}}$ ,  $r_{\text{з.к.}}$  — цена собственного, акционерного и заемного капитала.

Данный метод определения ставки дисконтирования применяется при условии, что проект находится в том же классе риска, что и средний риск проектов, реализуемых компанией.

- Вторая модель обоснования ставки дисконта — модель определения цены капитальных активов (Capital Asset Pricing Model — CAMP) позволяет в большей степени учесть риск инвестирования, и представляет собой метод скорректированной на фактор риска цены акционерного капитала ( $r_{\text{ак}}$ ), инвестируемого в проект:

$$r_{\text{ак}} = r_{\text{с}} + \beta(r_{\text{п}} - r_{\text{с}}),$$

где  $r_{\text{с}}$  — ожидаемая свободная от риска ставка дохода, например, доходность государственных краткосрочных ценных бумаг;  $\beta$  — коэффициент, отражающий колебания доходности акций на рынке капитала и характеризующий систематический рыночный риск;  $r_{\text{п}}$  — ожидаемая доходность по рыночному портфелю, характеризующая среднюю доходность вложений.

- В соответствии с третьей моделью осуществляется корректировка ставки дисконтирования по фактору риска. Инвестиционный риск проявляется в возможном уменьшении реального дохода от вложения капитала по сравнению с ожидаемым, поэтому одним из методов учета риска в ставке дисконта является добавление премии за риск к процентной ставке, характеризующей

доходность по безрисковым вложениям ( $r_c$ ). В результате требуемая инвестором ставка доходности инвестиций в проект определяется по формуле:

$$r = r_c + r_p + r_{\text{инф.}}$$

где  $r_p$  — премия за риск;  $r_{\text{инф.}}$  — темп инфляции.

Чем выше рискованность вложения инвестиций в проект, тем выше должна быть рисковая премия.

Каждый источник финансирования имеет свою цену, так как в качестве платы за пользование привлекаемых в проект финансовых ресурсов компания уплачивает проценты, дивиденды, вознаграждения и т.п.

Дать точные соотношения между ценами разных источников финансирования практически невозможно, но с определенной долей условности, учитывая риск вложения средств, можно вывести следующую цепочку неравенств:

$$r_{\text{об.акц.}} > r_{\text{собств.ср.}} > r_{\text{прив.акц.}} > r_{\text{облиг.}}$$

где  $r_{\text{об.акц.}}$  — цена источника инвестиций «обыкновенные акции»;  $r_{\text{собств.ср.}}$  — цена источника «собственный капитал» в виде прибыли, реинвестируемой в проект;  $r_{\text{прив.акц.}}$  — цена источника инвестиций «привилегированные акции»;  $r_{\text{облиг.}}$  — цена источника «облигации, выпускаемые компанией»;

Указанная цепочка в реальной практике имеет отклонения, обусловленные внешней конъюнктурой и эффективностью деятельности компании. тем не менее, она полезна для понимания логики и последовательности привлечения источников инвестиций.

Очевидно, что цена источника «нераспределенная, реинвестируемая прибыль» несколько ниже цены источника «обыкновенные акции», поскольку эмиссия акций сопровождается дополнительными расходами. Цена источника «привилегированные акции» ниже цены источника «обыкновенные акции», так как по привилегированным акциям выплачивается заранее известная величина дивиденда, а размер дивидендов по обыкновенным акциям зависит от эффективности работы компании и вложение средств в обыкновенные акции более рискованно. Цена источника инвестиций «облигации» ниже цены всех других источников в силу меньшего риска вложения капитала в облигации по сравнению с акциями, так как выплаты процентов по облигациям заведомо известны (как и у привилегированных акций) и они дополнительно защищены имуществом компании (см. § 2 гл. 13).

Цена заемного капитала определяется величиной процентов, выплачиваемых за пользование кредитными средствами, и зависит от конъюнктуры на рынке банковского капитала.

В соотношении цен привлекаемых инвестиционных источников явно прослеживается зависимость цены капитала от уровня риска, от конъюнктуры на рынке капитала, стабильности экономики, законодательной и налоговой политики и от общеполитической ситуации в стране.

#### 14.10. Методы оценки эффективности инвестиций с учетом дисконтирования

##### *Затратный подход к оценке эффективности инвестиций*

Затратный подход представляет собой эффективный инструмент для оперативного предварительного сравнения и ранжирования альтернативных проектов на основе суммарных дисконтированных затрат при предварительном выполнении условий энергетической и экономической сопоставимости, или на основе удельных дисконтированных затрат в расчете на единицу полезной продукции.

Дисконтированные затраты отражают приведенные к определенному году затраты, включающие капитальные вложения в проект, затраты на производство продукции (электроэнергии и тепла) в течение всего жизненного цикла проекта, налоговые выплаты. Учитывая нестабильность российской налоговой политики, в целях исключения искажения результатов расчета иногда приходится отказываться от учета налогов, что приводит к занижению затрат по проекту.

Затратный подход не требует прогнозирования тарифов и доходов (притоков средств), в результате чего при принятии решения по инвестированию удастся избавиться от неопределенности, вносимой прогнозами тарифов на длительный период времени.



Дисконтирование затрат может осуществляться к любому году инвестиционного периода объекта. На практике чаще всего затраты дисконтируются или к началу, или к концу инвестиционного периода или к году начала эксплуатации объекта:

- Дисконтирование затрат к нулевому году инвестиционного периода объекта имеет вид:

$$Z_{\text{диск}}^0 = \sum_{t=0}^T (K_t + I_t + H_t)(1+r)^{-t} \text{ (руб.)},$$

где  $K_t$  — капитальные затраты в год  $t$ ;  $I_t$  — затраты на производство продукции в год  $t$ ;  $H_t$  — налоговые платежи в год  $t$  инвестиционного периода объекта;  $r$  — норма (ставка) дисконта;  $t$  — любой год инвестиционного периода объекта;  $T$  — последний год инвестиционного периода объекта.

- Дисконтирование к последнему году инвестиционного периода:

$$Z_{\text{диск}}^T = \sum_{t=1}^T (K_t + I_t + H_t)(1+r)^{T-t} \text{ [руб.]}$$

- Дисконтирование к году начала эксплуатации объекта ( $\tau$ ):

$$Z_{\text{диск}}^{\tau} = \sum_{t=0}^{t=\tau} (K_t + I_t + H_t)(1+r)^{t-\tau} \text{ [руб.]}$$

В целях упрощения расчетов имеет смысл отказаться от трудоемкой процедуры приведения проектов в сопоставимый вид по мощности и энергии путем учета в одном из вариантов дополнительной мощности и выработки энергии (см. §14.5), а сравнивать инвестиционные альтернативы по удельным дисконтированным затратам на один полезно отпущенный кВт · ч электроэнергии или одну полезно отпущенную Гкал тепла. В этом случае расчетом удельных затрат на единицу полезной продукции альтернативные проекты автоматически приводятся в сопоставимый вид по полезному отпуску продукции.

Удельные дисконтированные затраты определяются по формулам:

- при дисконтировании к нулевому году инвестиционного периода:

$$Z_{\text{диск}}^0 = \frac{\sum_{t=0}^T (K_t + I_t + H_t)(1+r)^{-t}}{\sum_{t=0}^T \mathcal{E}_t(1+r)^{-t}} \text{ (руб./кВт · ч);}$$

- при дисконтировании к последнему году инвестиционного периода:

$$Z_{\text{диск}}^T = \frac{\sum_{t=0}^T (K_t + I_t + H_t)(1+r)^{T-t}}{\sum_{t=0}^T \mathcal{E}_t(1+r)^{T-t}} \text{ (руб./кВт · ч),}$$

где  $\mathcal{E}_t$  — полезный отпуск электрической энергии в год  $t$  инвестиционного периода объекта.

- при дисконтировании к любому году инвестиционного периода объекта:

$$Z_{\text{диск}}^{\tau} = \frac{\sum_{t=0}^{t=\tau} (K_t + I_t + H_t)(1+r)^{t-\tau}}{\sum_{t=0}^T \mathcal{E}_t(1+r)^{t-\tau}} \text{ (руб./кВт · ч).}$$

В затратном подходе коэффициент дисконтирования не связывается со стоимостью и структурой капитала, его значение выбирается, исходя из общих макроэкономических соображений, при этом в расчетах не учитывается эскалация цен.

При затратном подходе ранжирование проектов производится не на основе дохода, а на основе затрат в предположении одинаковых результатов по проектам. Ранжирование инвестиционных альтернатив осуществляется по мере увеличения суммарных или удельных дисконтированных

затрат. Наиболее эффективному проекту соответствуют минимальные совокупные или удельные дисконтированные затраты.

Далее по минимуму дисконтированных затрат (суммарных или удельных) отбираются проекты, совокупная потребность в инвестициях которых не превышает инвестиционных возможностей компании. Для каждого из отобранных проектов рассчитывается коммерческая, финансовая эффективность инвестиций и отбираются эффективные для реализации проекты.

### Доходный подход к оценке эффективности инвестиций

#### Метод чистого дисконтированного дохода

Эффективность инвестиций определяется путем сравнения дисконтированных притоков и оттоков средств за инвестиционный период. Критериальным показателем при этом является чистый дисконтированный доход (ЧДД), определяемый, как разность сумм, дисконтированных к началу инвестиционного периода притоков и оттоков реальных денег по проекту за весь инвестиционный период.

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T \Pi_t (1+r)^{-t} - \sum_{t=0}^T O_t (1+r)^{-t}.$$

Фактически разность между притоками и оттоками реальных денег представляет собой элемент потока реальных денег, то есть:

$$R_t = \Pi_t - O_t \text{ (руб.)},$$

где  $R_t$  — элемент потока реальных денег в год  $t$ ;  $\Pi_t$  — приток реальных денег в год  $t$ ;  $O_t$  — отток реальных денег в год  $t$ .

В результате ЧДД определится, как сумма дисконтированных элементов потока реальных денег по формуле:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T R_t (1+r)^{-t}$$

Если ЧДД больше нуля ( $\text{ЧДД} > 0$ ), это свидетельствует о том, что дисконтированные притоки больше дисконтированных оттоков реальных денег за весь инвестиционный период, а значит вложение инвестиций в данный проект экономически эффективно.

При равенстве ЧДД нулю ( $\text{ЧДД} = 0$ ) дисконтированные притоки равны дисконтированным оттокам реальных денег, доходность проекта нулевая.

В случае, если  $\text{ЧДД} < 0$ , дисконтированные оттоки превышают дисконтированные притоки реальных денег за весь инвестиционный период, а значит вложение инвестиций в данный проект экономически неэффективно, вследствие чего от реализации проекта следует отказаться.

При сравнении альтернативных проектов предпочтение следует отдавать проекту с большей положительной величиной ЧДД.

Для примера в таблице 14.2 на основе потока реальных денег, рассчитанного в табл. 14.1, приведен расчет ЧДД при норме дисконта  $r = 0,1$  и инвестиционном периоде, равном шести годам.

Таблица 14.2

Расчет чистого дисконтированного дохода, млн руб.

| Показатель                                                 | Инвестиционный период, годы |        |        |        |        |        |
|------------------------------------------------------------|-----------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
|                                                            | 0                           | 1      | 2      | 3      | 4      | 5      |
| Поток реальных денег $R_t = \Pi_t - O_t$                   | -12,48                      | -2     | 5      | 7      | 7      | 5      |
| Коэффициент дисконтирования $\alpha_t = (1 + 0,1)^{-t}$    | 1,0                         | 0,9091 | 0,8264 | 0,7513 | 0,6830 | 0,6209 |
| Дисконтированный поток реальных денег $R_t \cdot \alpha_t$ | -12,48                      | -1,878 | 4,132  | 5,259  | 4,781  | 3,104  |

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^5 R_t \cdot \alpha_t = -12,48 - 1,878 + 4,132 + 5,259 + 4,781 + 3,104 = -14,358 + 17,276 = 2,918 \text{ млн руб.}$$

Из расчета следует:  $\text{ЧДД} > 0$ , вложение инвестиций в проект эффективно.

### Метод срока окупаемости

Для инвестора важным является не только доходность инвестиций, но и ответ на вопрос: за какой период времени он вернет свои деньги обратно?

Срок окупаемости — период времени, в течение которого благодаря притоку реальных денег окупается (возвращается) вложенный капитал.

В отличие от ЧДД, характеризующего эффективность инвестиционного проекта, срок окупаемости является критерием, который в определенной степени оценивает риск инвестора. Неуверенность в достоверности результатов растет с удалением во времени от настоящего момента, что увеличивает предпринимательский риск. Очевидно, что существует максимальная граница срока окупаемости при переходе которой риск вложения возрастает до такой степени, что вложение капитала становится неприемлемым для инвестора.

Определение срока окупаемости предполагает расчет дисконтированных элементов потока реальных денег с последующим их суммированием нарастающим итогом с учетом знаков до тех пор, пока сумма дисконтированных элементов потока реальных денег не поменяет знак с минуса на плюс, то есть если:

$$\text{ЧДД}_t = \sum_{i=0}^t R_i(1+r)^{-i} < 0;$$

$$\text{ЧДД}_{(t+1)} = \sum_{i=0}^{t+1} R_{(i+1)}(1+r)^{-(i+1)} > 0,$$

это означает, что вложенный капитал окупается в период между годом  $t$  и годом  $(t+1)$  инвестиционного периода и срок окупаемости определяется по формуле или графическим методом (рис. 14.7):

$$T_{\text{ок}} = t - \frac{\text{ЧДД}_t}{\text{ЧДД}_{(t+1)} - \text{ЧДД}_t}.$$

На графике (рис. 14.7) сроку окупаемости соответствует точка, в которой величина чистого дисконтированного дохода равна 0.

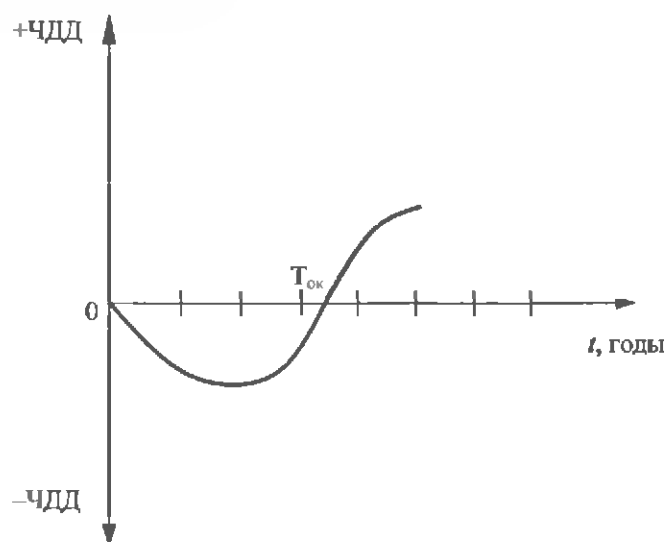


Рис. 14.7. Определение срока окупаемости инвестиционного проекта

Расчетный срок окупаемости сравнивается с периодом времени, который соответствует требованиям инвестора, после чего принимается решение об инвестировании проекта.

Если расчетный срок окупаемости меньше или равен периоду окупаемости, который желает иметь инвестор  $T_{\text{ок}} \leq T_{\text{ок}}^{\text{инв.}}$ , вложение инвестиций в проект эффективно; при обратном соотношении сроков  $T_{\text{ок}} > T_{\text{ок}}^{\text{инв.}}$  вложение инвестиций с позиций инвестора нецелесообразно.

При отборе проектов из серии альтернативных по критерию срока окупаемости отбирается проект с самым коротким сроком окупаемости или тот, который укладывается в допустимый для инвестора срок окупаемости. Поскольку этот критерий прямо связан с возмещением инвестиционных и текущих затрат в кратчайший период времени, он не благоприятствует проектам, приносящим большие выгоды в более поздние сроки.

По результатам расчета дисконтированного потока реальных денег (табл. 14.2) в табл. 14.3 приведены результаты расчета срока окупаемости.

Дисконтированные элементы потока реальных денег последовательно суммируются по годам:

- для нулевого года инвестиционного периода  $R_0 \cdot \alpha_0 = -12,48$  млн руб.;
- для первого года сумма дисконтированных элементов потока реальных денег составляет  $R_0 \cdot \alpha_0 + R_1 \cdot \alpha_1 = -12,48 + (-1,878) = -14,358$  млн руб.;
- для второго года, соответственно,  $-14,358 + 4,132 = -10,226$  млн руб. и т.д.

Как видно из табл. 14.3, сумма дисконтированных элементов потока реальных денег меняет знак с «минуса» на «плюс» между четвертым и пятым годом.

Таблица 14.3

Расчет срока окупаемости

| Показатель                                                      | Инвестиционный период, годы |         |         |        |        |       |
|-----------------------------------------------------------------|-----------------------------|---------|---------|--------|--------|-------|
|                                                                 | 0                           | 1       | 2       | 3      | 4      | 5     |
| Дисконтированный поток реальных денег                           | -12,48                      | -1,878  | 4,132   | 5,259  | 4,781  | 3,104 |
| Сумма дисконтированных элементов потока реальных денег по годам | -12,48                      | -14,358 | -10,226 | -4,967 | -0,186 | 2,918 |

В результате между четвертым и пятым годом находится срок окупаемости, то есть:

$$T_{ок} = t - \frac{ЧДД_t}{ЧДД_t - ЧДД_{t-1}} = 4 - \frac{-0,186}{2,918 - (-0,186)} = 4 - (-0,06) = 4,06 \text{ года.}$$

Учитывая, что отсчет лет инвестиционного периода был начат не с первого, а с нулевого года, реальный срок окупаемости инвестиций составит  $4,06 + 1 = 5,06$  года.

#### Внутренняя норма доходности

Внутренняя норма доходности (ВНД) — это норма доходности инвестиций, при которой дисконтированная стоимость притоков равна дисконтированной стоимости оттоков реальных денег, а чистый дисконтированный доход равен нулю.

Для определения ВНД целесообразно воспользоваться модифицированной формулой для расчета ЧДД:

$$ЧДД = \sum_{t=0}^T (P_t - O'_t)(1 + ВНД)^{-t} - \sum_{t=0}^T K_t(1 + ВНД)^{-t},$$

где  $P_t$  — приток реальных денег в год  $t$ ;  $O'_t$  — отток реальных денег в год  $t$  без учета инвестиций ( $K_t$ );  $K_t$  — инвестиции в год  $t$ ; ВНД — неизвестная норма дисконта, равная внутренней норме доходности проекта.

Учитывая, что при доходности инвестиций, равной внутренней норме доходности, чистый дисконтированный доход должен быть равен нулю, имеет место уравнение:

$$\sum_{t=0}^T (P_t - O'_t)(1 + ВНД)^{-t} - \sum_{t=0}^T K_t(1 + ВНД)^{-t} = 0.$$

Для случая вложения инвестиций в нулевой год уравнение упрощается:

$$-K_0 + \sum_{t=0}^T (P_t - O'_t)(1 + ВНД)^{-t} = 0.$$

Выражение представляет собой полином  $T$ -й степени, решение которого является аналитически невозможным уже при  $t = 3$ , поэтому для определения ВНД используется метод итеративного приближения: выбирается первая ставка дисконта  $r_1$  и определяется величина ЧДД<sub>1</sub>, далее, в зависимости от знака при ЧДД<sub>1</sub> выбирается второе значение ставки дисконта:

- если ЧДД<sub>1</sub> > 0, то  $r_2 > r_1$ ;
- если ЧДД<sub>1</sub> < 0, то  $r_2 < r_1$ .

Итеративные расчеты с выбором последующей нормы дисконта продолжаются до тех пор, пока ЧДД не поменяет знак с минуса на плюс или наоборот.

В диапазоне двух последних значений нормы дисконта находится внутренняя норма доходности, определяемая по формуле или графическим путем (рис. 14.8):

$$\text{ВНД} = r_1 + \frac{\text{ЧДД}_1(r_2 - r_1)}{\text{ЧДД}_1 - \text{ЧДД}_2}$$

При расчете ВНД значения ЧДД в формуле подставляются с соответствующими знаками.

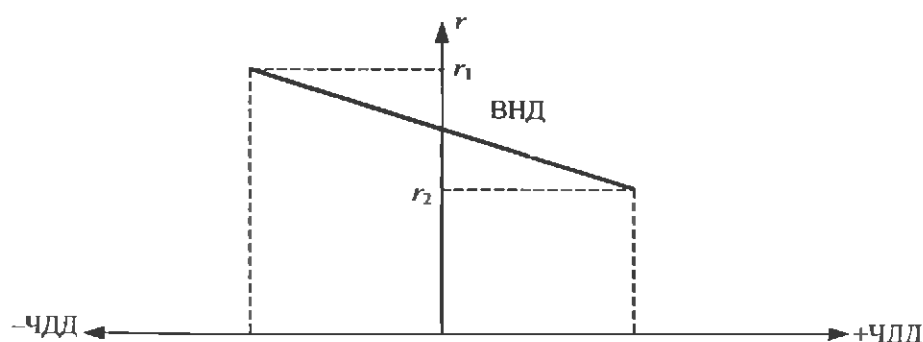


Рис. 14.8. Определение внутренней нормы доходности

При определении ВНД рекомендуется, чтобы последовательно выбираемые нормы дисконта отличались не более, чем на один или два процентных пункта. Результат не будет достоверным, если это различие слишком велико, так как норма дисконта и ЧДД не связаны между собой линейно.

Обоснование эффективности инвестиционного проекта базируется на сопоставлении ВНД и цены инвестиций. В частности, при реализации проекта за счет кредитных средств, ВНД сравнивается с процентной ставкой за кредит ( $k$ ). Если  $\text{ВНД} > k$ , реализация проекта позволяет выплатить кредит, проценты за кредит и обеспечить доход компании (в %), равный  $(\text{ВНД} - k)$ . Чем выше ВНД, тем больше эффективность инвестиций. Для дальнейшего анализа отбираются только те проекты, которые обеспечивают некоторый приемлемый для компании уровень доходности. При сравнении нескольких инвестиционных проектов наиболее эффективному соответствует максимальная величина ВНД.

Использование ВНД в качестве критерия эффективности инвестиций целесообразно при высокой неопределенности цены капитала.

Некоторые свойства критерия внутренней ставки доходности ограничивают ее применение при отборе инвестиционных проектов. В частности:

- в любом анализе применение единственного значения внутренней ставки доходности предполагает, что ставка постоянна в течение всего инвестиционного периода. Хотя постоянная ставка дисконта в расчетах эффективности инвестиций применяется достаточно часто, однако для проектов с длительным инвестиционным периодом с таким допущением трудно согласиться, учитывая высокую степень неопределенности информации в более отдаленные годы;
- расчеты показывают, что ранжирование проектов по величине внутренней нормы доходности может привести к результатам, отличным по сравнению с использованием для этих целей дру-

гих критериев (ЧДД или индекса доходности), так как расчет ЧДД производится при заданной норме дисконта, а при использовании метода внутренней нормы доходности ВНД неизвестна. Пример расчета ВНД представлен в табл. 14.4.

Таблица 14.4

Расчет внутренней нормы доходности

| Показатель                                                                 | Инвестиционный период, годы |        |        |        |        |        |
|----------------------------------------------------------------------------|-----------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
|                                                                            | 0                           | 1      | 2      | 3      | 4      | 5      |
| Поток реальных денег                                                       | -12,48                      | -2     | 5      | 7      | 7      | 5      |
| Коэффициент дисконтирования $\alpha_t = (1 + r_1)^{-t} = (1 + 0,1)^{-t}$   | 1,0                         | 0,9091 | 0,8264 | 0,7513 | 0,6830 | 0,6209 |
| Дисконтированный поток реальных денег $R_t \cdot \alpha_t$                 | -12,48                      | -1,878 | 4,132  | 5,259  | 4,781  | 3,104  |
| $ЧДД_1 = \sum_{t=0}^5 R_t \cdot \alpha_t = 2,918 > 0$ , значит $r_2 > r_1$ |                             |        |        |        |        |        |
| Коэффициент дисконтирования $\alpha_t = (1 + r_2)^{-t} = (1 + 0,2)^{-t}$   | 1,0                         | 0,8333 | 0,6944 | 0,5787 | 0,4823 | 0,4019 |
| Дисконтированный поток реальных денег $R_t \cdot \alpha_t$                 | -12,48                      | -1,666 | 3,472  | 4,051  | 3,376  | 2,009  |
| $ЧДД_2 = \sum_{t=0}^5 R_t \cdot \alpha_t = -1,238$                         |                             |        |        |        |        |        |

Внутренняя норма доходности составит:

$$ВНД = r_1 + \frac{ЧДД_1(r_2 - r_1)}{ЧДД_1 - ЧДД_2} = 0,1 + \frac{2,918(0,2 - 0,1)}{2,918 - (-1,238)} = 0,1 + \frac{0,2918}{4,156} = 0,1 + 0,07 = 0,17.$$

Расчет ЧДД, проведенный при норме дисконта, равной внутренней норме доходности, подтверждает равенство нулю чистого дисконтированного дохода (табл. 14.5).

Таблица 14.5

Расчет чистого дисконтированного дохода при доходности проекта, равной ВНД

| Показатель                                                                | Инвестиционный период, годы |        |        |        |        |        |
|---------------------------------------------------------------------------|-----------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
|                                                                           | 0                           | 1      | 2      | 3      | 4      | 5      |
| Поток реальных денег                                                      | -12,48                      | -2     | 5      | 7      | 7      | 5      |
| Коэффициент дисконтирования $\alpha_t = (1 + ВНД)^{-t} = (1 + 0,17)^{-t}$ | 1,0                         | 0,8547 | 0,7305 | 0,6244 | 0,5337 | 0,4561 |
| Дисконтированный поток реальных денег $R_t \cdot \alpha_t$                | -12,48                      | -1,709 | 3,653  | 4,470  | 3,785  | 2,281  |

$$ЧДД = \sum_{t=0}^5 R_t \cdot \alpha_t = -12,48 - 1,709 + 3,653 + 4,470 + 3,785 + 2,281 = -14,89 + 14,89 = 0.$$

Индекс доходности инвестиций

Коэффициент, равный отношению дисконтированного притока реальных денег к дисконтированному оттоку реальных денег, называется индексом доходности (ИД) и характеризует эффективность инвестиций.

$$ИД = \frac{\sum_{t=0}^T \Pi_t (1+r)^{-t}}{\sum_{t=0}^T O_t (1+r)^{-t}}.$$

\* Примем  $r_2$  на 10% больше, чем  $r_1$ , для сокращения числа итераций.

Если  $ID > 1$ , вложение инвестиций в проект эффективно. Этот критерий, несмотря на его широкую популярность, имеет серьезный недостаток, так как не позволяет оценить суммарную величину ЧДД относительно других проектов. Например, небольшой по масштабу проект может иметь более высокий индекс доходности по сравнению с крупным проектом, в то же время ЧДД у последнего может оказаться большим. Указанный критерий используется для ранжирования проектов по уровню эффективности, когда имеются жесткие ограничения по инвестициям. В первую очередь инвестиции вкладываются в проекты с большим индексом доходности.

Расчет индекса доходности по проекту представлен в табл. 14.6, исходные данные взяты из табл. 14.1.

Таблица 14.6

Расчет индекса доходности по проекту

| Показатель                                                     | Инвестиционный период, годы |        |        |        |        |        |
|----------------------------------------------------------------|-----------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
|                                                                | 0                           | 1      | 2      | 3      | 4      | 5      |
| Приток реальных денег $P_t$                                    | 0,5                         | 20     | 29     | 32     | 32     | 29     |
| Коэффициент дисконтирования<br>$\alpha_t = (1 + 0,1)^{-t}$     | 1,0                         | 0,9091 | 0,8264 | 0,7513 | 0,6830 | 0,6209 |
| Дисконтированный приток реальных денег<br>$P_t \cdot \alpha_t$ | 0,5                         | 18,182 | 23,966 | 24,042 | 21,856 | 18,006 |
| Отток реальных денег $O_t$                                     | 12,98                       | 22     | 24     | 25     | 25     | 24     |
| Дисконтированный отток реальных денег<br>$O_t \cdot \alpha_t$  | 12,98                       | 20,00  | 19,834 | 18,783 | 17,075 | 14,904 |

$$ID = \frac{\sum_{t=0}^5 P_t (1+r)^{-t}}{\sum_{t=0}^5 O_t (1+r)^{-t}} = \frac{0,5 + 18,182 + 23,966 + 24,042 + 21,856 + 18,006}{12,98 + 20 + 19,834 + 18,783 + 17,075 + 14,904} = \frac{106,552}{103,574} = 1,029.$$

Индекс доходности больше единицы — вложение инвестиций в проект эффективно.

#### Отбор и ранжирование инвестиционных проектов

Отбор наиболее эффективных инвестиционных проектов с целью принятия правильных инвестиционных решений является сложной проблемой при формировании инвестиционных планов компании.

Анализ критериев эффективности, рассчитанных для единичного инвестиционного проекта, показывает, что поскольку все критерии (ЧДД, ВНД, ИД,  $T_{ок}$ ) представляют разные версии единой концепции «потока реальных денег», между ними соблюдаются определенные соотношения (табл. 14.7).

Таблица 14.7

Соотношения критериев эффективности инвестиций

|                     | ЧДД  | ИД   | ВНД       |
|---------------------|------|------|-----------|
| если                | $>0$ | $>1$ | $ВНД > r$ |
| если                | $<0$ | $<1$ | $ВНД < r$ |
| если                | $=0$ | $=1$ | $ВНД = r$ |
| $r$ — цена капитала |      |      |           |

Выяснение соотношения между критериями, рассчитанными для единичного проекта, позволяет однозначно сделать вывод о его эффективности или отсутствии таковой.

Указанные соотношения критериев позволяют проверить согласованность между критериями для одного проекта, но они непригодны для выбора наилучшего проекта при сопоставлении альтернативных. Существенное влияние на результат расчета критериев оказывают структура и распределение во времени привлекаемого капитала, структура потока реальных денег, отдаленность горизонта планирования, наличие или отсутствие ограничений по инвестициям.

Ни один из рассмотренных критериев эффективности инвестиций сам по себе не является достаточным при отборе наиболее экономичного из числа сравниваемых проектов.

Решение об инвестировании проекта должно приниматься с учетом знания всех перечисленных критериев и интересов всех участников инвестиционного проекта. Выбор критериев отбора проектов зависит от характера анализируемых проектов и их взаимосвязи. Безусловно, решение одобрить или отклонить проект в первую очередь зависит от того, насколько соответствует проект главной стратегической цели компании, поскольку проектный анализ является лишь неотъемлемой частью процесса перспективного планирования развития компании.

Большой опыт использования рассмотренных критериев эффективности инвестиций в зарубежной практике анализа проектных решений позволяет сформулировать общие рекомендации при отборе инвестиционных проектов в различных условиях их реализации (табл. 14.8). Эти рекомендации особенно важны при реализации проектов в условиях ограниченных инвестиций, так как они позволяют ранжировать проекты по степени снижения эффективности и отобрать из них наилучшие.

*Независимыми* являются те проекты, каждый из которых может осуществляться отдельно, без влияния и внесвязи друг с другом. Например, это могут быть проекты сооружения гидроэлектростанции и котельной, так как они предназначены для покрытия разных нагрузок (ГЭС — электрической, котельная — тепловой).

*Зависимые* проекты — это проекты, дополняющие друг друга; когда один проект не может существовать без другого. Примером зависимых проектов являются проект электростанции и проект ЛЭП (так как строительство электростанции бессмысленно при отсутствии линий электропередач), или проект котельной и проект строительства тепловых сетей.

Таблица 14.8

**Анализ методов оценки эффективности инвестиций,  
используемых в условиях рынка**

| Число проектов     | Характер связи проектов | Ограничения по инвестициям | Критерии отбора                                              |
|--------------------|-------------------------|----------------------------|--------------------------------------------------------------|
| Один проект        | независимый             | отсутствуют                | $ВНД > r$<br>$ЧДД > 0$<br>$ИД > 1$                           |
| Несколько проектов | независимые             | отсутствуют                | $ВНД > r$<br>$ЧДД > 0$<br>$ИД > 1$                           |
|                    |                         | присутствуют               | $ИД > 1$ ;<br>проекты ранжируются по степени снижения ИД.    |
|                    | зависимые               | отсутствуют                | $ЧДД > 0$ ;<br>отбираются проекты с высокими значениями ЧДД. |
|                    |                         | присутствуют               | $ИД > 1$ ;<br>отбираются проекты с высокими значениями ИД.   |
|                    | взаимоисключающие       | отсутствуют                | $ЧДД = \max$ , при $ЧДД > 0$                                 |



Взаимоисключающими являются такие альтернативные проекты, когда реализация одного предполагает отказ от другого. Например, взаимоисключающими при выборе схемы энергоснабжения района являются проекты ТЭЦ и схемы отдельного энергоснабжения, включающей КЭС и котельную.

*Контрольные вопросы к главе 14*

1. Поясните, в чем заключается специфика отбора инвестиционных проектов для реализации в энергетике.
2. Укажите последовательность процедур отбора инвестиционных проектов на оптовом рынке энергии и мощности.
3. Укажите основные задачи технического, коммерческого, экологического, организационного и социального анализа проекта.
4. Укажите различия между экономической, коммерческой, бюджетной и финансовой эффективностью инвестиций.
5. Охарактеризуйте условия энергетической сопоставимости альтернативных проектов.
6. В чем заключаются условия экономической сопоставимости проектов?
7. Поясните, при каких значениях критериальных показателей без учета дисконтирования инвестиционные проекты признаются эффективными.
8. Поясните, в чем состоит экономический смысл концепции потока реальных денег.
9. Раскройте экономическую природу дисконтирования стоимости.
10. Поясните принципы и методы, используемые при обосновании нормы дисконта.
11. Поясните модель формирования дисконтированных затрат.
12. Раскройте экономический смысл критериев эффективности ЧДД,  $T_{ок.}$ , ВНД, ИД и поясните механизм отбора наиболее эффективного проекта с их использованием.

## ГЛАВА 15. Учет риска и неопределенности информации в проектном анализе

### 15.1. Инвестиционные риски

Поток реальных денег представляет прогнозируемые по шагам инвестиционного периода ожидаемые денежные притоки и оттоки средств, в определении которых на длительную перспективу существуют элементы неопределенности, вызывающие риск инвестирования. Прогнозы будущей экономической обстановки, изменения цен на энергоресурсы, тарифов на энергию, объема продаж на 20–30 лет вперед могут быть лишь приблизительными, так как нельзя на основании ретроспективных данных достоверно выявить тенденцию их изменения, которая могла бы быть экстраполирована в будущее.

Под неопределенностью подразумевается неполнота или неточность информации об условиях реализации проекта, в том числе о связанных с ним доходах и затратах. Неопределенность, связанная с возможностью возникновения в ходе реализации проекта неблагоприятных ситуаций, вызывающих снижение эффективности проекта, характеризуется понятием риска.

Риск в инвестировании — это вероятность получения фактического дохода ниже расчетной величины.

В целях снижения риска особую важность приобретают надежность и глубина проработки бизнес-плана инвестиционного проекта, правильность выбора концепции маркетинга и объема продаж, выбор требуемых ресурсов, места расположения проектируемого объекта, технологии, организационной схемы управления, подбора и подготовки кадров, анализ достаточного количества альтернативных проектов, достаточность информации, правильное, объективное ее толкование, анализ меняющейся по отношению к проекту внешней среды, учет опыта составления планов капитальных вложений и ТЭО проектов. Только убедившись в том, что все разделы бизнес-плана инвестиционного проекта проработаны глубоко и ответственно, можно начинать анализ рисков.

Множественность инвестиционных рисков требует их предварительной классификации в соответствии с значимыми классификационными признаками.

В проектном анализе представляет интерес группировка рисков по основным фазам и этапам жизненного цикла инвестиционного проекта (табл. 15.1), в соответствии с которой риски подразделяются на:

- организационно-коммерческие;
- производственно-коммерческие;
- финансовые.

К *организационно-коммерческим* рискам, характерным для предпроектной и проектной фазы жизненного цикла проекта, относятся:

- Валютный риск — риск, связанный с получением доходов или потерь в результате изменения курса одной иностранной валюты по отношению к другой;
- Кредитный риск — вероятность получения некоторого положительного или отрицательного результата кредитором после завершения расчетов с заемщиком;
- Организационный и технологический риски характеризуются вероятностью снижения (повышения) рентабельности или финансовой устойчивости проекта в результате отклонений в организации строительства или нарушения заранее определенной технологии. Эти риски в основном обусловлены низким уровнем менеджмента организации и зависят от качества планирования, организации, регулирования, координации и контроля за реализацией проекта.

**Структура задач управления рисками, перечень наиболее значимых видов рисков по основным фазам и этапам жизненного цикла инвестиционного проекта [48]**

| Фаза проекта                               | Предпроектное обоснование инвестиций                             |                                                                                                                                                                            | Разработка проекта                                                               |                                                            | Реализация проекта                                       |                                                                                                                                                                                         | Завершение проекта                                                                                              |                  |
|--------------------------------------------|------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------|
| Этапы проекта                              | Концепция проекта                                                | ТЭО                                                                                                                                                                        | План проекта                                                                     | Рабочая документация                                       | Контракты                                                | Строительство                                                                                                                                                                           | Сдача-приемка                                                                                                   | Закрытие проекта |
| Этапы определения и контроля эффективности | Определение эффективности проекта                                |                                                                                                                                                                            | Разработка сметы и бюджета проекта                                               |                                                            | Мониторинг эффективности реализации проекта              |                                                                                                                                                                                         | Анализ эффективности проекта                                                                                    |                  |
| Задачи управления рисками                  | Идентификация и значимость рисков. Анализ чувствительности       | Дерево целей. Проверка устойчивости. Формализованное описание                                                                                                              | Корректировка решений. Распределение рисков. Расчет средств на покрытие расходов | Корректировка параметров проекта. Разработка сметы проекта | Формирование рабочего бюджета проекта. Страхование риска | Контроль за использованием средств на непредвиденные расходы. Корректировка бюджета                                                                                                     | Анализ использования средств на непредвиденные расходы. Анализ фактических проявлений рисков и неопределенности |                  |
| Группы рисков                              | Финансовые и организационно-коммерческие риски                   |                                                                                                                                                                            |                                                                                  |                                                            | Финансовые и производственно-коммерческие риски          |                                                                                                                                                                                         | Финансовые риски                                                                                                |                  |
| Виды рисков                                | Финансовые:<br>Ценовые<br>Страховые<br>Критические<br>Допустимые | Организационно-коммерческие:<br>Валютные<br>Кредитные<br>Организационные<br>Технические<br>Технологические<br>Маркетинговые<br>Правовые<br>Портфельные<br>Катастрофические |                                                                                  |                                                            | Финансовые:<br>Ценовые<br>Страховые<br>Допустимые        | Производственно-коммерческие:<br>Валютные<br>Кредитные<br>Процентные<br>Несбалансированной ликвидности<br>Организационные<br>Технические<br>Технологические<br>Правовые<br>Операционные | Ценовые<br>Страховые<br>Допустимые<br>Критические                                                               |                  |

- Маркетинговые риски сравнительно многочисленны и включают риски, связанные с:
  - изменением спроса на строительную продукцию,
  - изменением стоимости строительства,
  - потерей платежеспособности заказчика,
  - изменением цен строительной продукции, фиксируемой на торгах строительных услуг;
- Правовые риски характеризуют вероятность потерь компании из-за нестабильности правового окружения проекта и непредвиденного законодательного регулирования;
- Портфельный риск указывает на вероятность потери или недополучения дохода в результате обесценивания отдельных акций или облигаций из состава портфеля инвестора. Задача инвестора состоит в формировании инвестиционного портфеля таким образом, чтобы до минимума снизить риск по этому виду деятельности.
- Катастрофический риск характеризует ситуацию, когда инвестор из-за значительных потерь при реализации проекта разоряется.

*Производственно-коммерческие риски, возникающие на этапе строительства объекта, включают*

- Валютный риск;
- Кредитный риск;
- Организационный риск;
- Технологический риск;
- Технический риск;

- Процентный риск — риск потерь, которые могут понести инвесторы в связи с изменением процентных ставок на рынке капитала;
- Риск несбалансированной ликвидности — это вероятность потерь в случае неспособности компании покрыть свои обязательства по пассивам баланса требованиями по активам.

На всех фазах реализации инвестиционного проекта имеют место финансовые риски, в состав которых входят:

- Ценовой риск — риск изменения цены продукции. Данный риск может рассматриваться как самостоятельный или в составе маркетинговых рисков. Количественно он измеряется вероятностью изменения цены строительной продукции или цены конечной продукции проекта под воздействием внешних факторов;
- Страховой риск, характеризующий вероятность того, что страховой договор (полис) участника проекта будет по отдельным позициям нарушен, вследствие чего произойдет изменение экономических результатов проекта;
- Допустимый и критический риски используются для оценки целесообразности реализации инвестиционного проекта. Риск считается допустимым, если снижение прибыльности проекта не превышает расчетную прибыль. Если инвестор несет потери, превышающие расчетную прибыль, имеет место критический риск и в данном случае решение о реализации проекта следует признать ошибочным.

При оценке рискованности финансирования инвестиционного проекта используется иная классификация рисков, в составе которой выделяются:

- риск нежизнеспособности проекта;
- налоговый риск;
- риск неуплаты задолженностей;
- риск незавершения строительства.

**Риск нежизнеспособности проекта.** Инвесторы должны быть уверены, что предполагаемые доходы от проекта будут достаточны для покрытия расходов, выплаты задолженностей и обеспечения окупаемости капиталовложений, в противном случае проект нежизнеспособен.

**Налоговый риск** сопряжен с изменениями налогового законодательства и изменением амортизационной политики.

**Риск неуплаты задолженностей.** Проекты могут столкнуться с временным снижением доходов либо из-за краткосрочного падения спроса на производимую продукцию, либо из-за снижения цен, что особенно важно учитывать в условиях государственного регулирования, когда повышение тарифов запаздывает во времени относительно роста цен на топливо. В целях исключения таких колебаний ежегодные доходы от проекта должны перекрывать максимальные годовые выплаты по задолженностям. Для снижения риска неуплаты задолженностей участники инвестиционного процесса могут прибегнуть к следующим решениям:

- созданию резервного фонда, включаемого в план финансирования проекта в целях осуществления выплат по задолженностям и поддерживаемого, как правило, на уровне максимальных ежегодных выплат по задолженностям;
- производственным выплатам по задолженностям, для чего в проекте гарантируется выделение на эти цели определенной части доходов;
- правительственным гарантиям или защите политического риска.

**Риск незавершения строительства.** В строительных проектах следует учитывать возможный риск незавершения строительства, для чего перед началом строительства участники строительства и инвесторы должны прийти к соглашению относительно гарантий его завершения.

## 15.2. Учет и анализ рисков

Учет риска при анализе инвестиционных проектов может осуществляться с использованием двух основных методических подходов:

- Первый подход — корректировка на фактор риска ставки дисконтирования, с последующим дисконтированием по ней ожидаемых денежных потоков. В этом случае задача сводится к обоснованию ставки дисконтирования с учетом рискованной премии, решение которой рассмотрено в § 9 гл. 14.

- Второй подход — корректировка на фактор риска денежных потоков по проекту с последующим их дисконтированием по ставке, не учитывающей фактор риска. В этом случае наиболее распространенным инструментом оценки риска в инвестиционных расчетах является вероятностный подход, предполагающий оценку вероятности возможных исходов и последствий их реализации на базе анализа рисков.

Анализ рисков предусматривает проведение качественного и количественного анализа рисков, дополняющих друг друга.

Качественный анализ более прост, его главная задача состоит в определении факторов риска, этапов и сфер его возникновения, то есть в установлении потенциальной области риска и идентификации всех возможных рисков (табл. 15.1).

Количественный анализ риска — более сложный этап, предполагающий численное определение размеров отдельных рисков и риска проекта в целом.

Анализ риска — это методология, с помощью которой неопределенность, охватывающая основные прогнозируемые переменные, подвергается анализу для того, чтобы оценить влияние риска на предполагаемые результаты для чего используется прием «имитационных прогнозов» математической модели, в ходе которых строятся последовательные сценарии с учетом неопределенности исходных данных, задаваемой в виде множественных значений основных переменных.

Процесс имитации контролируется таким образом, чтобы случайный выбор значений из определенных вероятностных распределений не нарушал существования известных или предполагаемых соотношений среди переменных проекта. Результаты имитации анализируются с тем, чтобы получить вероятностное распределение потенциальных результатов проекта и оценить различные уровни риска проекта.

Процесс анализа риска разбивается на этапы, представленные на рис. 15.1.

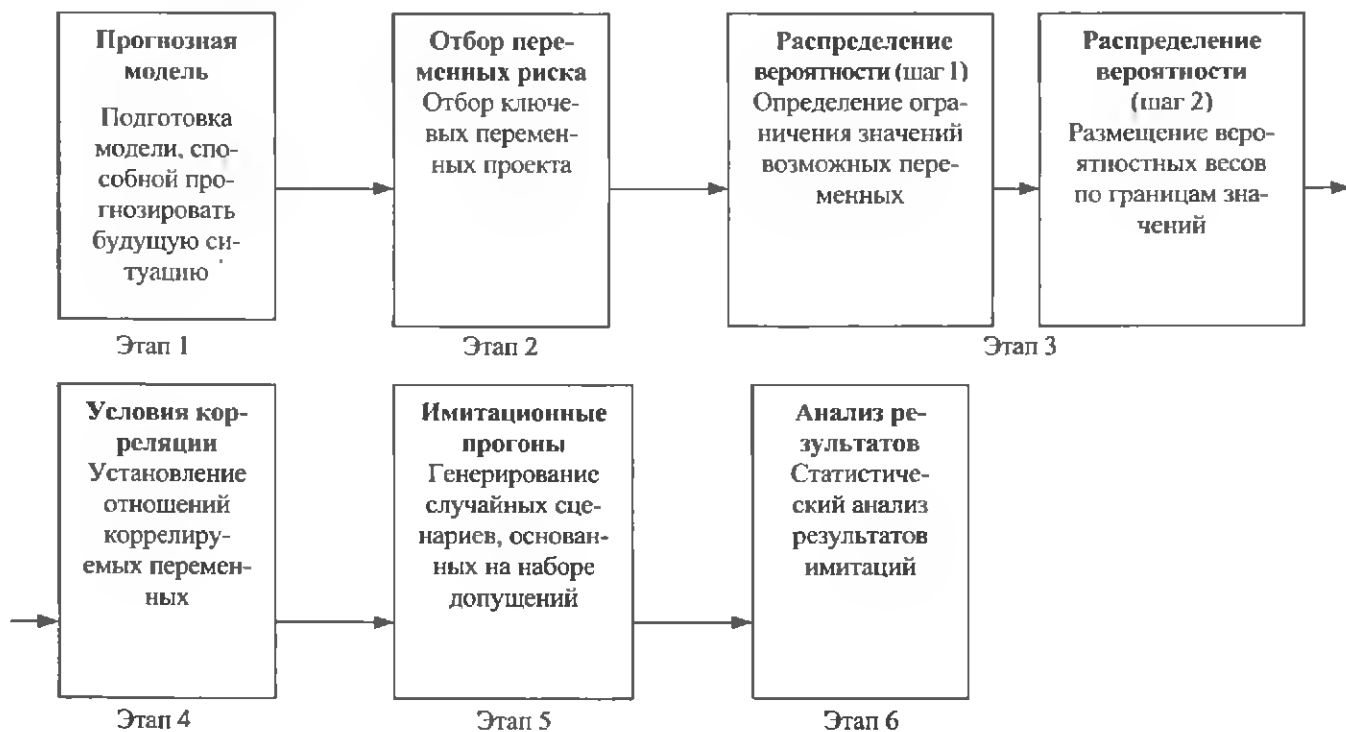


Рис. 15.1. Процесс анализа риска

- Первым этапом анализа является создание прогнозной модели оценки эффективности инвестиционных проектов.

Прогнозная модель — это модель, определяющая математические соотношения между переменными, относящимися к прогнозу будущего, способная спрогнозировать требуемый результат и включающая все относящиеся к данной ситуации переменные.

- На втором этапе производится отбор «переменных риска» модели — переменных, у которых даже небольшие отклонения снижают ценность проекта. Для отбора переменных риска используется анализ чувствительности и неопределенности.

Анализ чувствительности направлен на выявление переменной, в значительно степени влияющей на эффективность проекта. Чувствительность определяется коэффициентом эластичности, позволяющим измерить реакцию проекта на изменения данной переменной.

$$\text{Коэффициент эластичности} = \frac{\text{Изменение ЧДД в процентах}}{\text{Изменение переменной в процентах}}.$$

Для того чтобы результаты анализа чувствительности имели смысл, в расчетах эффективности следует учесть влияние неопределенности информации и отобрать переменные повышенного риска. Например, при оценке чувствительности обнаружено, что небольшое отклонение в закупочной цене оборудования в первый год инвестиционного цикла существенным образом влияет на величину ЧДД. Однако сама вероятность даже такого небольшого отклонения может быть чрезвычайно малой, если поставщик по условиям контракта связан гарантиями и обязан совершать поставки по фиксированной цене. Следовательно, риск, связанный с этой переменной, незначителен, несмотря на то, что результаты проекта очень чувствительны к этим изменениям. И наоборот, переменные, имеющие высокую степень неопределенности, не должны включаться в вероятностный анализ, если только результаты их влияния на проект в целом в рамках ожидаемых ограничений неопределенности не будут значительными.

Анализ чувствительности позволяет измерить влияние изменения данного фактора на доходность проекта. Степень чувствительности проекта на возможные изменения условий реализации оценивается при изменении значения переменных, наиболее существенно влияющих на эффективность проекта, таких, как объем продаж, цены и тарифы, объем инвестиций, их структура и распределение по годам инвестиционного периода и т.д. Анализ чувствительности должен проводиться на этапе разработки проекта, когда принимаются решения об использовании той или иной технологии, вида топлива, площадки размещения, выбора поставщиков оборудования и т.д.

При оценке инвестиционного проекта важно не только определить факторы, изменение которых в определенном диапазоне в значительной степени влияет на эффективность проекта, но и то, когда произойдут отклонения от прогноза. Например, разница в величине ЧДД будет значительной, если увеличение цен на топливо произойдет либо в начальный период эксплуатации, либо в пределах, либо за пределами периода окупаемости инвестиций.

Для учета неопределенности условий реализации проекта возможна корректировка параметров проекта с учетом накопленной информации и негативного опыта реализации проектов, в частности:

- сроки строительства и выполнения работ должны увеличиваться на величину возможных задержек;

- учитывается среднее увеличение стоимости строительства, обусловленное частичным пересмотром проектных решений в ходе строительства объекта, ошибками проектных организаций, увеличением непредвиденных расходов;

- учитывается запаздывание платежей, неритмичность поставок оборудования, материалов, топлива, внеплановые отказы оборудования, допускаемые персоналом нарушения технологии и т.д.

Учет указанных факторов неопределенности в оценке эффективности инвестиционных проектов увеличит расходы по проекту, что отрицательно отразится на его эффективности, но в существенной степени снизит риск инвестирования проекта.

- Третий этап анализа риска заключается в определении ограничений значений переменных риска (шаг 1, этап 3, рис. 15.1), группировке результатов расчета (шаг 2, этап 3, рис. 15.1) с последующей оценкой и распределением вероятностей.

Способность снизить рамки неопределенности предсказания зависит от понимания природы и уровня неопределенности конкретной переменной, а также от качества и количества располагаемой информации в момент оценки.

Точность прогнозов повышается:

- при увеличении выборки данных;

- при уменьшении разброса значений переменных;

- при сокращении периода экстраполяции от основных базовых данных.

Неопределенность информации снижается в случае установления в пределах разумных значений диапазона изменения переменных, оказывающих существенное влияние на критерии эффективности инвестиций. Рост критерия эффективности (ЧДД) при изменении переменной от минимума до максимума позволяет путем группировки результатов по последовательным интервалам значений (рис. 15.2, а) получить частотность результатов (рис. 15.2, б) и в последующем распределение вероятности (рис. 15.2, в).

В процессе анализа рисков в модель вводятся множественные (а не детерминированные) распределения вероятности, имеющие в свою очередь различные формы: симметричные, дискретные, ступенчатые.

Определение рисков переменных и придание им соответствующего распределения вероятности является необходимым условием проведения анализа рисков, при последующем переходе к стадии моделирования.



Рис. 15.2. Переход от частотности к вероятности возникновения события

- На четвертом этапе исследуется наличие корреляционных связей между переменными факторами модели. Переход к моделированию будет справедлив только в том случае, если среди рисков переменных, включенных в модель, будут отсутствовать корреляционные связи. Наличие в модели коррелирующих переменных может привести к серьезным искажениям результатов анализа риска. Поэтому перед прогонами моделей важно убедиться в наличии или отсутствии таких связей и, если это необходимо, ввести в модель дополнительные ограничения.
- Пятый этап предполагает имитационный прогон модели — это часть процесса анализа рисков, когда большую часть работы выполняет компьютер. После того, как все допущения тщательно определены, на модели производится расчет эффективности инвестиционных проектов при изменении переменных параметров до тех пор, пока не будет получено достаточно информации для репрезентативной выборки из почти бесконечного числа возможных сочетаний. Для этого обычно достаточно выборки, представленной 200–500 прогонами. Результаты каждого прогона сохраняются для последующей статистической обработки, являющейся окончательной стадией анализа рисков.
- Окончательной стадией анализа рисков (этап 6) является обработка и интерпретация результатов, полученных на стадии прогонов модели. Каждый прогон представляет вероятность события, равную:

$$p = 1 : n,$$

где  $p$  — доля вероятности результатов единичного прогона;  $n$  — размер выборки.

В случае если проведено четыреста прогонов, доля вероятности наступления события равна  $1:400 = 0,0025$ . Если при этом в ста прогонах полученное значение ЧДД ниже нуля, то вероятность отрицательного значения ЧДД равна  $100 \cdot 0,0025 = 25\%$ . Располагая вероятности в порядке возрастания, получается интегральное распределение вероятности всех возможных результатов, благодаря которому можно выяснить степень вероятности того, что результаты проекта будут выше или ниже предполагаемого значения. Таким образом, риск проекта отражается в виде положения и формы интегрального распределения вероятности результатов проекта (рис. 15.3)

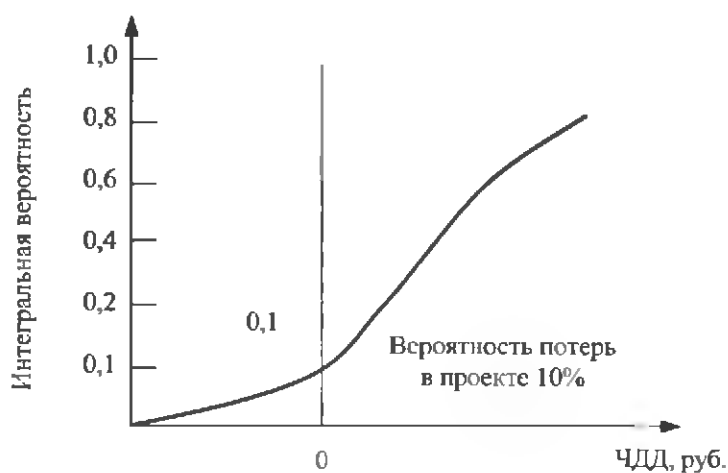


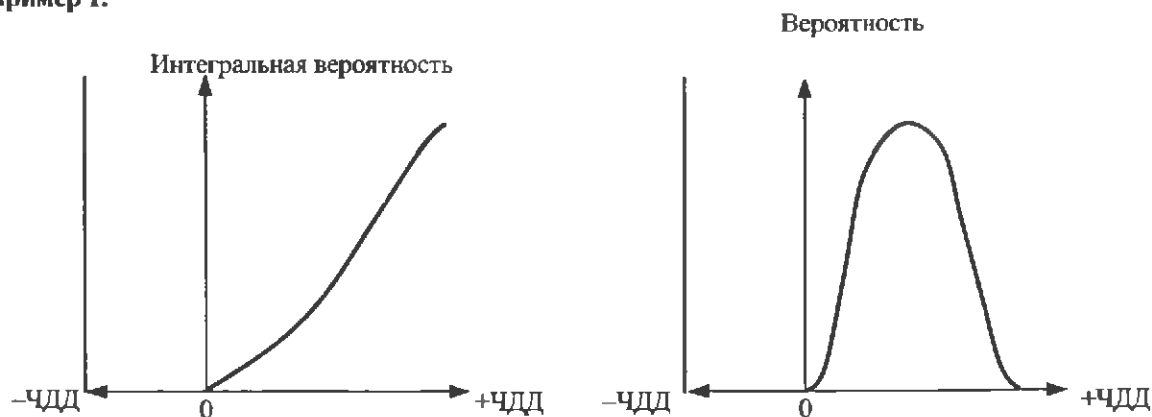
Рис. 15.3. Распределение результатов расчета ЧДД

В общем случае решение об инвестировании проекта принимается, если  $\text{ЧДД} > 0$ .

Однако окончательное решение в значительной степени зависит от отношения инвестора к риску. Общее правило гласит, что следует выбирать проект с таким распределением дохода, которое наилучшим образом соответствует этому отношению. Если инвестор — рискованный игрок, то он, скорее всего, вложит деньги в проект с относительно высокой отдачей, не обращая внимания на высокий риск, и наоборот.

Для принятия решения об инвестировании проекта целесообразно анализировать как интегральное, так и неинтегральное распределение вероятности результатов расчета ЧДД, так как неинтегральное распределение вероятности более наглядно иллюстрирует характер распределения, в то время, как интегральная вероятность позволяет прийти к определенному решению:

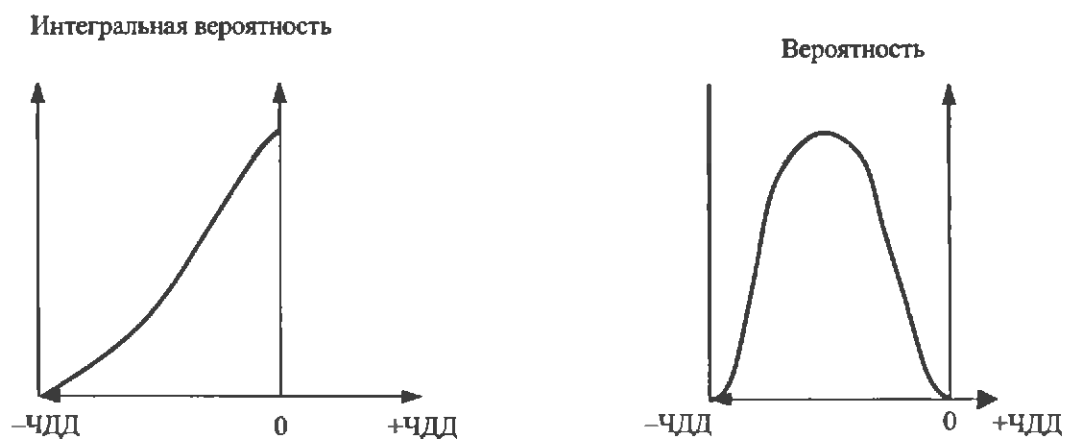
#### Пример 1.



**Вывод:** Нижний конец графика интегрального распределения вероятности находится правее точки, где  $\text{ЧДД} = 0$ . Решение об инвестировании проекта положительное, вероятность получения отрицательного ЧДД равна нулю.

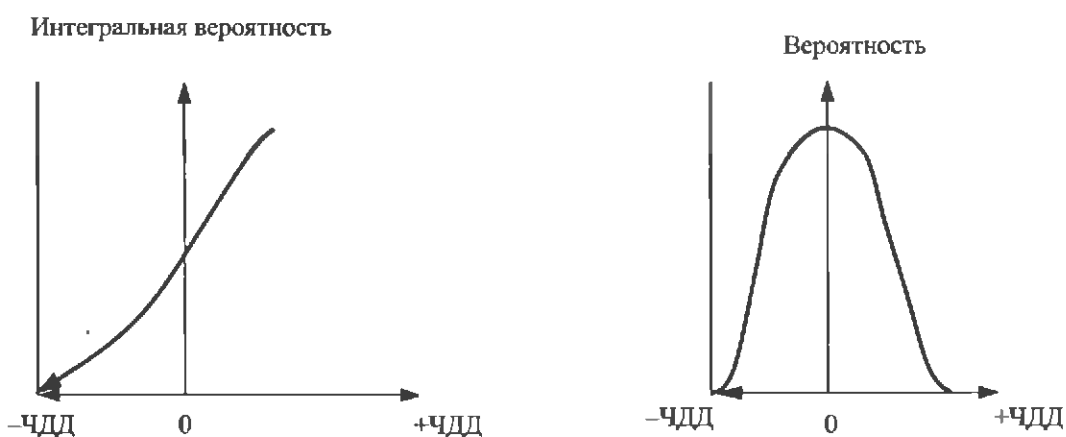


## Пример 2



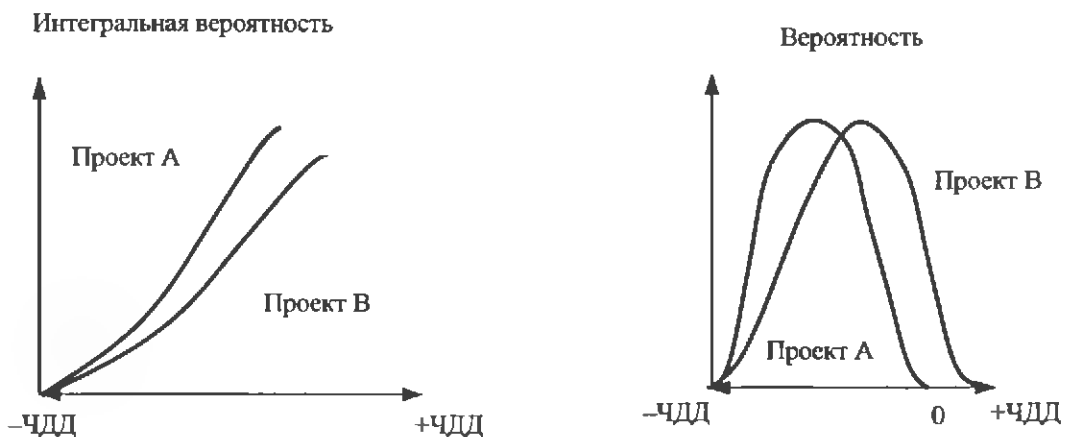
**Вывод:** Верхний конец графика интегрального распределения вероятности находится левее точки, где ЧДД = 0. Вероятность получения положительного значения ЧДД нулевая, решение по проекту отрицательное.

## Пример 3.



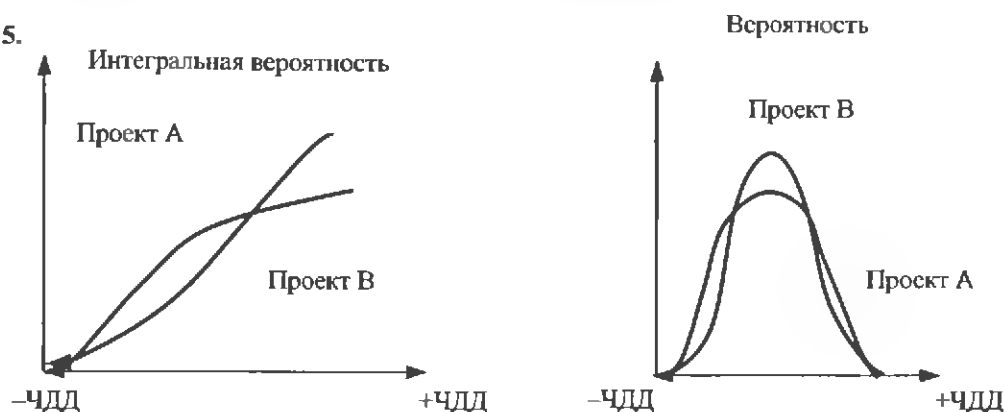
**Вывод:** Вероятность изменения ЧДД больше нуля, но меньше единицы. Решение неоднозначно.

## Пример 4.



**Вывод:** Кривые распределения интегральных вероятностей не пересекаются ни в одной точке. Предпочтителен проект В.

Пример 5.



Вывод: Кривые распределения интегральных вероятностей пересекаются. Решение неопределенно.

Ожидаемая ценность проекта представляет собой средневзвешенное значение всех вероятных результатов, долями (весами) которых служат вероятности получения каждого возможного значения ЧДД. При расчете ЧДД потоки реальных денег дисконтируются по ставке дисконта, не учитывая риск, так как риск учитывается в момент задания вероятностей развития проекта по каждому сценарию.

Совокупным показателем ценности проекта с учетом риска является ожидаемый чистый дисконтированный доход, определяемый по формуле

$$\text{ОЧДД} = \sum_{i=1}^m \text{ЧДД}_i \cdot P_i,$$

где  $\text{ЧДД}_i$  — чистый дисконтированный доход проекта при наступлении  $i$ -го случая;  $P_i$  — вероятность наступления  $i$ -го случая ( $\sum P_i = 1$ );  $m$  — количество рассматриваемых случаев.

Ожидаемый чистый дисконтированный доход представляет сумму ценности всех полученных результатов (табл. 15.2).

Таблица 15.2

Расчет ожидаемой ценности проекта

| ЧДД, млн руб | Вероятность | Ожидаемая ценность |                                 |
|--------------|-------------|--------------------|---------------------------------|
| -100         | 0,2         | -20                | } Ожидаемые<br>потери в проекте |
| -50          | 0,3         | -15                |                                 |
| +100         | 0,4         | 40                 | } Ожидаемая<br>выгода в проекте |
| 150          | 0,1         | 15                 |                                 |
| Итого        |             | 20                 |                                 |

Положительное значение ожидаемого ЧДД характеризует возможность реализации проекта; отрицательное значение говорит о высокой рискованности и необходимости отказа от реализации проекта или его переработки.

В инвестиционных расчетах бывает удобно представить информацию в виде дерева решений, вершины которого соответствуют состоянию на конец определенного периода, а ветви дерева — вероятности наступления события. Для каждой ветви рассчитывается чистый дисконтированный доход, а затем оценивается ожидаемый ЧДД. При оценке рискованных инвестиций рекомендуется проводить расчеты, как минимум для трех сценариев: наиболее благоприятному (оптимистический сценарий), наименее благоприятному (пессимистический сценарий) и наиболее вероятному.

Поскольку для учета фактора риска применяется вероятностный подход, в качестве показателя рискованности используется стандартное отклонение и коэффициент вариации, позволяющие сравнивать степень рискованности нескольких альтернативных проектов.

Стандартное отклонение ( $\sigma$ ) возможных значений чистого дисконтированного дохода характеризует степень разброса возможных результатов (степень риска) в проекте и определяется по формуле:

$$\sigma = \sqrt{\sum (\text{ЧДД}_i - \text{ОЧДД})^2 \cdot P_i},$$

где  $\text{ЧДД}_i$  — чистый дисконтированный доход  $i$ -й альтернативы развития проекта; ОЧДД — ожидаемый ЧДД проекта;  $P_i$  — вероятность наступления определенной альтернативы развития проекта.

Снижению значения стандартного отклонения соответствует меньший риск инвестиционного проекта.

В случаях, когда ожидаемый ЧДД и стандартное отклонение чистого дисконтированного дохода по альтернативным проектам имеют существенные различия (это характерно для проектов, имеющих разные масштабы), для оценки рискованности проекта целесообразно использовать относительный показатель — коэффициент вариации, определяемый, как отношение стандартного отклонения к ожидаемому чистому дисконтированному доходу проекта:

$$\text{Квар} = \sigma / \text{ОЧДД}.$$

В процессе реализации проекта следует осуществлять мониторинг за его реализацией (рис. 15.4) и при изменении ситуации, используя модель оценки рисков заново рассчитывать эффективность проекта и оценивать риск инвестирования.

Процесс управления рисками предполагает при оценке эффективности инвестиционных проектов проведение анализа безубыточности.

Цель анализа безубыточности — определение объема продаж (и, соответственно, объема производства продукции), при котором выручка от реализации продукции равна затратам на производство и реализацию продукции. Если планируемый в год  $t$  инвестиционного периода объем продаж меньше точки безубыточности — компания несет в этот год убытки, что снижает эффективность инвестиционного проекта. Чем дальше от точки безубыточности находится объем продаж, тем устойчивее инвестиционный проект.



\*  $\Delta$  (дельта) определяется, как разница между фактическими и плановыми значениями; ее расчет ведется за отчетный период и кумулятивно — с начала реализации проекта.

\*\* КПЭ — контрольные показатели эффективности проекта.

Рис. 15.4. Процесс мониторинга исполнения инвестиционных проектов

### 15.3. Управление рисками

Управление рисками направлено на повышение инвестиционной привлекательности проектов за счет снижения рисков инвестирования.

В теории и практике управления проектами используются следующие способы снижения риска:

- распределение риска между участниками инвестиционного проекта;
- страхование рисков;
- резервирование средств на покрытие непредвиденных расходов.

Распределение риска между участниками проекта заключается в том, чтобы переложить ответственность за риск на того участника проекта, который в состоянии лучше других оценить и контролировать риск. Распределение риска между участниками может быть качественным и количественным.

Качественное распределение риска заключается в том, что участники проекта принимают решения, либо расширяющие, либо сужающие количество потенциальных инвесторов, так как с увеличением степени риска, которую участники намерены переложить на инвесторов, становится труднее привлечь к финансированию проекта опытных инвесторов.

Количественная оценка распределения риска базируется на использовании стандартных методов, решений, основой которых является дерево «вероятностей и решений», используемое для формирования последовательных решений.

Стратегия управления рисками предполагает также разработку организационно-экономических мер, снижающих степень риска, таких как:

— заблаговременная разработка правил поведения участников инвестиционного процесса в определенных «нештатных» ситуациях;

— создание управляющего координационного центра, согласующего действия участников при изменении условий реализации проекта;

— разработка стабилизационных механизмов, обеспечивающих защиту интересов участников при неблагоприятном изменении условий реализации проекта (например, когда цели проекта достигнуты частично или вообще не достигнуты) и предотвращающих нежелательные действия участников, ставящие под угрозу реализацию проекта.

Безусловно, реализация этих мер сопряжена с дополнительными затратами, которые должны учитываться в потоке реальных денег.

Для крупных строительных проектов (в том числе и энергетических) возможна задержка в ходе строительства, что сопряжено с увеличением стоимости работ. При вероятном возникновении данной ситуации в целях сокращения потерь целесообразно привлечь к участию в проекте страховые компании, на которые будут переданы определенные риски. Страхование проекта требует дополнительных расходов в виде страховых выплат, которые подлежат учету при формировании потока реальных денег.

Страхование может осуществляться в виде имущественного страхования и страхования от несчастных случаев.

Имущественное страхование предполагает использование следующих форм страхования:

- страхование риска подрядного строительства;
- страхование грузов;
- страхование оборудования, принадлежащего подрядчику.

Страхование от несчастных случаев включает:

- страхование общей гражданской ответственности;
- страхование профессиональной ответственности.

Страхование риска подрядного строительства предназначено для страхования незавершенного строительства от риска материальных потерь или ущерба.

Страхование грузов предполагает защиту от материальных потерь и повреждений при перевозке грузов любым видом транспорта. Отправка груза страхуется применительно ко всему процессу перемещения со склада грузоотправителя до склада грузополучателя, включая наземную транспортировку в порт отгрузки и из порта выгрузки.

Страхование оборудования, принадлежащего подрядчику, широко используется подрядчиками и субподрядчиками при большом количестве принадлежащего им строительного оборудования с высокой восстановительной стоимостью. Заказчики требуют от подрядчиков и субподрядчиков

проведения такого страхования, чтобы уменьшить риск нарушения календарных планов строительства при выбытии строительной техники из строя.

Страхование общей гражданской ответственности предусматривает страхование от несчастных случаев и направлено на защиту генерального подрядчика в случае, если в результате его деятельности «третья сторона» потерпит телесное повреждение, личный ущерб или повреждение имущества.

Страхование профессиональной ответственности требуется только в том случае, когда генеральный подрядчик несет ответственность за подготовку архитектурного или технического проекта, осуществляет управление проектом, оказывает другие профессиональные услуги по проекту. Данный вид страхования имеет место и в случае сдачи объекта «под ключ», когда на генерального подрядчика возложены функции управления проектом.

Резервирование средств на покрытие непредвиденных расходов представляет способ борьбы с риском путем установления соотношения между потенциальными рисками, влияющими на стоимость проекта, и размером расходов, необходимых для преодоления сбоев в выполнении проекта.

Для определения первоначальных сумм на покрытие непредвиденных расходов, а также переоценки их в процессе реализации проекта могут использоваться все методы качественного и количественного анализа риска.

Резервы на покрытие непредвиденных расходов имеют разную структуру.

При первом подходе резерв делится на две части: общий и специальный. Общий резерв предназначен для покрытия изменений в смете капитальных затрат. Средства специального резерва идут на покрытие роста цен, увеличение расходов по отдельным позициям, а также на оплату исков по контрактам.

Второй подход к созданию резерва с иной структурой предполагает определение непредвиденных расходов по видам затрат, включенных в первоначальную смету, например, на заработную плату, материалы, субконтракты. Данный подход позволяет определить степень риска, связанного с каждой категорией затрат, что обеспечивает достаточный контроль за непредвиденными расходами, однако необходимость использования для этого большего числа данных и оценок позволяет применять его только для относительно небольших проектов.

Данный резерв может использоваться для следующих целей:

- выделение дополнительных средств для вновь выявленной работы по проекту;
- увеличение ассигнований на работу, для выполнения которой было выделено недостаточно средств;
- временное выделение средств на выполнение работ, для которых необходимые ассигнования еще не выделены;
- компенсация непредвиденных изменений трудовых затрат, накладных расходов и т.п., возникающих в ходе работы над проектом.

Резерв не должен использоваться для компенсации затрат, возникших в результате неудовлетворительной работы.

К инновационным формам привлечения инвестиций, снижающим риск инвестирования, относятся проектное финансирование и отбор участников инвестиционного процесса при проведении инвестиционных конкурсов (последнее см. в § 4 главы 13).

### *Проектное финансирование*

Одним из финансово-правовых инструментов привлечения инвестиций в странах с рыночной экономикой выступает проектное финансирование инвестиционных проектов, повышающее надежность реализации проекта за счет:

- положительных потоков наличности и размера ожидаемой прибыли, получаемой в данном проекте;
- передачи инвестором на основе контрактного права рисков и ответственности за успешную реализацию проекта (потребителям энергии, строительным и монтажным организациям, поставщикам топлива);
- оценки качества и величины активов заемщика, служащих обеспечением кредита.

Проектное финансирование подразумевает финансирование инвестиционного проекта, адресно и независимо от других проектов организатора.

В зависимости от доли риска, принимаемого на себя кредитором и, соответственно, регрессионными обязательствами заемщика различают три типа проектного финансирования:

- без регрессии на заемщика;
- с ограниченным регрессом на заемщика;
- с полным регрессом на заемщика.

Под регрессом при этом понимается требование о возмещении предоставленной займы суммы.

Проектное финансирование без регресса на заемщика не предоставляет кредитору юридических гарантий от заемщика. Практически все риски, связанные с реализацией проекта, принимает на себя кредитор. Данный вид финансирования имеет большие процентные ставки за кредит, поскольку кредитор предполагает получение компенсации за высокий риск. Для того чтобы кредиторы пошли на такой высокий риск необходимо наличие следующих условий:

- простота оценки рынка конечной продукции и ее ликвидность, позволяющие корректно оценить условия риска;
- применение высоко эффективной, хорошо изученной технологии, обеспечивающей выпуск конкурентной продукции;
- возможность квалифицированной оценки рисков проекта, включая риск строительства, риск ввода в эксплуатацию на проектную мощность, а так же риски достижения проектных технико-экономических показателей в ходе эксплуатации объекта;
- согласованность цен и наличие надежных договорных отношений с поставщиками топлива, оборудования и другими внешними участниками проекта;
- стабильность политической ситуации в стране и регионе.

Без регресса на заемщика, как правило, финансируются высоко прибыльные проекты, производящие ликвидную, конкурентоспособную продукцию.

Проектное финансирование с ограниченным регрессом на заемщика предполагает распределение возможных рисков финансирования между всеми участниками проекта таким образом, чтобы каждый участник взял на себя зависящие от него риски. Например, подрядчик берет на себя риск завершения строительства объекта и ввода его в согласованные сроки, поставщик топлива риск за своевременную поставку и качество топлива и пр.

Достоинством данного вида проектного финансирования является максимальное распределение рисков между участниками проекта и как следствие умеренные ставки за кредит. Проектное финансирование с ограниченным регрессом на заемщика применяется достаточно часто в результате сравнительно слабого воздействия проекта на финансовое положение заемщика за счет распределения рисков между его участниками.

Проектное финансирование с полным регрессом на заемщика возлагает на него ответственность перед кредитором по обслуживанию долга. На практике данный вид проектного финансирования применим наиболее часто ввиду быстроты и простоты получения кредитных средств для реализации проекта, а так же вследствие низких процентных ставок за кредитные ресурсы.

Данный вид финансирования применяется при наличии в проекте косвенных выгод или иных преимуществ, в том числе в случаях:

- предоставления средств экспортных кредитов специализированными экспортно-импортными агентствами, имеющими возможность принимать на себя риски без дополнительных гарантий третьих сторон;
- кредитования низкорентабельных или некоммерческих (как правило, социальных) проектов, организаторы которых могут погасить кредиты за счет доходов заемщика;
- недостаточной надежности гарантий, предоставленных по проекту даже при формальном покрытии всех рисков;
- необходимости реализации проекта, вызванной отраслевыми интересами или другими объективными причинами.

Субъекты проектного финансирования (табл. 15.3), выполняя свои основные функции в проекте, имеют при этом собственные интересы, исходя из которых, пытаются снизить меру своей ответственности за невыполнение обязательств по проекту, что приводит к несовпадению интересов сторон и требует указания в договоре меры ответственности каждого участника.

Функции и интересы участников проектного финансирования

| Участники проекта                                                                                                                              | Функции участников проекта                                                                                                                                                                                                                                  | Интересы участников проекта                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Организатор проекта (компания — заказчик)                                                                                                      | — организует участие в проекте необходимых сторон;<br>— ведет переговоры;<br>— обсуждает предложения поставщиков и подрядчиков;<br>— выбирает финансовых партнеров;<br>— берет на себя ответственность по планированию и организации финансирования проекта | Заинтересован: в возврате средств, затраченных на разработку проекта; в получении вознаграждения за управление проектом; в дешевом финансировании проекта путем заимствования; в использовании налоговых льгот и получении выручки от реализации продукции                                                                                                                                                                                                                           |
| Кредитор                                                                                                                                       | Предоставляет кредиты для финансирования проекта                                                                                                                                                                                                            | Заинтересован: в организации заимствований достаточных для финансирования проекта; в отсутствии других кредиторов по проекту, находящихся в привилегированном положении относительно выплаты средств; в отсутствии рисков к моменту предоставления долгосрочного кредита. Обращает внимание на контракты по проекту, служащие кредитной поддержкой финансирования; на экономическую ценность контрактов, правовую достаточность и жизнеспособность проекта в условиях нестабильности |
| Подрядчики — инженерно-строительные и проектные фирмы                                                                                          | Проектирование и строительство объекта                                                                                                                                                                                                                      | Заинтересован: в ограничении рисков изменения затрат в проекте; в освобождении от ответственности за задержку сдачи объекта; в достаточности времени выхода объекта на проектные параметры; в вознаграждении за досрочную сдачу объекта в эксплуатацию; в организации платежей кредитором непосредственно подрядчику, минуя организатора про-                                                                                                                                        |
| Поставщики оборудования — заводы — изготовители оборудования                                                                                   | Поставка оборудования в срок и объеме, установленном в договоре                                                                                                                                                                                             | Заинтересованы: в приемлемом освобождении от ответственности за непоставку оборудования в срок                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |
| Поставщики топлива                                                                                                                             | Поставка топлива определенного качества в срок в договорном объеме                                                                                                                                                                                          | Заинтересованы: в приемлемом освобождении от ответственности за непоставку топлива и повышении цены топлива                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |
| Эксплуатирующая организация — компания, выбранная для управления проектом после его ввода в эксплуатацию                                       | Организация эффективной эксплуатации объекта, получение прибыли                                                                                                                                                                                             | Заинтересована: в ограничении риска повышения стоимости строительства объекта, риска снижения спроса и риска снижения цен на продукцию                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |
| Покупатели продукции — потребители электроэнергии, тепла, услуг                                                                                | Потребление энергии в договорных объемах                                                                                                                                                                                                                    | Заинтересованы: в низкой и твердой цене на продукцию и услуги при высоком качестве                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |
| Консультанты — консалтинговые фирмы или компетентные специалисты в области инжиниринга, маркетинга, юриспруденции, страхования, финансирования | Квалифицированное консультирование                                                                                                                                                                                                                          | Заинтересованы: в оплате консультаций                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |

Наряду с основным достоинством проектного финансирования — снижением рисков по проекту — к преимуществам проектного финансирования относятся:

- возможность увеличения доли заемного капитала при сокращении вложения собственного капитала в проект и повышении при этом внутренней нормы доходности инвестиций;
- при безрегрессной схеме проектного финансирования организатор проекта:
  - не связан внутренними ограничениями заимствований, так как в этом случае проект финансируется отдельно и независимо от других проектов организатора,
  - не несет гарантийных обязательств по погашению задолженности в случае дефицита средств на выплату кредита и процентов по кредиту,
  - имеет возможность использовать забалансовые методы учета обязательств по проекту, позволяющие не отражать размер задолженности в его финансовых отчетах;

В качестве недостатков проектного финансирования выступают:

- трудности, связанные с распределением рисков между многочисленными участниками, вызывающие усложнение переговорного процесса и увеличивающие расходы на компенсацию риска, принимаемого третьими сторонами;
- невозможность эффективного распределения некоторых рисков без увеличения результирующего кредитного риска, что вызывает увеличение платы за кредит;
- увеличение затрат в проект на стадии прединвестиционных исследований в виду детальной проверки эффективности инвестиционного проекта;
- сложность и многочисленность документации проектного финансирования, что приводит в дополнительных затратах на сделку, особенно в случае, когда в проектом финансировании участвуют несколько кредиторов.

#### *Контрольные вопросы к главе 15*

1. Раскройте понятия неопределенности информации и риска.
2. Укажите, какие два методических подхода учета риска используются при анализе рискованности инвестиционных проектов.
3. Укажите этапы анализа рисков и определите основное содержание работ, выполняемых на каждом этапе.
4. Охарактеризуйте основные цели анализа чувствительности и безубыточности инвестиционных проектов.
5. Укажите основные методы расчета эффективности проектов с учетом рисков и способы снижения риска инвестирования проектов.
6. Укажите виды страхования проектов и поясните, с какими видами и затратами сопряжено страхование инвестиционных проектов.
7. Поясните отличия в структуре формируемого резерва средств на покрытие непредвиденных расходов.
8. Охарактеризуйте преимущества проектного финансирования с позиций снижения риска инвестирования.