

**ҚОСТАНАЙ ОБЛЫСЫ ӘКІМДІГІ БІЛІМ БАСҚАРМАСЫНЫҢ
« ҚОСТАНАЙ ПОЛИТЕХНИКАЛЫҚ КОЛЛЕДЖІ» ҚМКМ
КГКП « КОСТАНАЙСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ КОЛЛЕДЖ»
УПРАВЛЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ АКИМАТА КОСТАНАЙСКОЙ ОБЛАСТИ**

Учебно-методический комплекс

ПМ-13 Организация деятельности производственного
подразделения
0902000 «Электроснабжение» (по отраслям)
0902033 техник-электрик

Костанай, 2021

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1. ОСНОВЫ УПРАВЛЕНИЯ.....	11
1.1. Основные понятия управления и менеджмента.....	11
1.2. Функции управления.....	14
Планирование – Организация – Мотивация – Контроль.....	15
1.3. Методы управления.....	17
1.4. Организационные структуры управления.....	18
1.4.1. Понятие организационной структуры управления.....	18
1.4.2. Элементы структуры управления.....	19
2. Иерархия в структуре управления и ее звенность.....	19
4. Связи в структуре управления и координация.....	19
5. Распределение прав и ответственности.....	21
1.4.3. Звено в структуре управления.....	21
1.4.4. Типы структур управления.....	22
Контрольные вопросы и задания.....	29
2. ОРГАНИЗАЦИОННО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ СТРУКТУРА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ.....	30
2.1. Организационно-производственная структура тепловой электростанции.....	30
2.2. Организационно-производственная структура предприятий тепловых сетей.....	27
2.3. Организационная структура энергетического хозяйства промышленного предприятия.....	28
Контрольные вопросы и задания.....	35
3. ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ РЕСУРСЫ И МОЩНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЯ.....	37
3.1. Понятие основных и оборотных фондов.....	37
3.2. Классификация и структура основных фондов.....	38
3.3. Учет и оценка основных фондов (ОФ).....	41
3.4. Производственные мощности в энергетике.....	43
2. Эксплуатационная, или располагаемая, мощность.....	43
3.5. Эффективность использования основных фондов и мощности 44	
4. Число часов использования установленной мощности.....	46
5. Число часов использования максимальной нагрузки.....	47
3.6. Амортизация основных фондов.....	48
3.7. Классификация и структура оборотных средств.....	52
3.8. Виды запасов.....	55
3.9. Показатели эффективности использования оборотных средств и пути их улучшения.....	56
Пути повышения эффективности использования оборотных средств	

.....	57
Контрольные вопросы и задания.....	58
4. СЕБЕСТОИМОСТЬ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ПРОДУКЦИИ.....	59
4.1. Виды себестоимости.....	59
4.2. Классификация производственных затрат.....	61
4.3. Методика калькуляции себестоимости производства энергии на ТЭЦ	66
4.4. Себестоимость передачи и распределения энергии.....	68
4.4.1. Себестоимость передачи и распределения электрической энергии.....	68
4.4.2. Себестоимость передачи и распределения тепловой энергии	69
1. Амортизационные отчисления.....	69
2. Затраты на ремонт.....	70
3. Затраты на перекачку теплоносителя.....	70
1. Затраты на покрытие потерь тепла в тепловой сети.....	70
2. Затраты на заработную плату.....	71
3. Отчисления на социальные нужды.....	71
4. Прочие затраты.....	71
4.5. Деление текущих затрат на условно-постоянные и условно-переменные.....	72
Контрольные вопросы и задания.....	75
5. ЦЕНООБРАЗОВАНИЕ, ПРИБЫЛЬ И РЕНТАБЕЛЬНОСТЬ.....	77
5.1. Организация потребительских рынков электроэнергии.....	77
5.2. Принципы построения тарифов на энергию.....	78
5.3. Классификация и характеристика тарифов на энергию.....	79
5.4. Формирование тарифов на оптовом и потребительском рынках	83
Тариф на электроэнергию для i -ой электростанции,.....	83
5.4.2. Расчет двухставочных тарифов на оптовом рынке.....	84
5.4.3. Расчет тарифов на потребительском рынке.....	85
5.5. Прибыль и рентабельность в энергетике.....	86
Контрольные вопросы и задания.....	90
6. ОСНОВЫ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ.....	91
6.1. Инвестиционные проекты и их классификация.....	91
6.2. Этапы разработки и реализации инвестиционного проекта.....	93
6.3. Бизнес-план инвестиционного проекта.....	99
6.4. Источники финансирования.....	102
6.5. Методы экономической оценки эффективности инвестиционных проектов.....	105
6.5.1. Традиционные методы.....	106
6.5.2. Современные методы.....	108
Современная методика расчета экономической эффективности.....	109
6.6. Выбор инновационного проекта для реализации.....	112
6.7. Учет фактора риска и неопределенности при оценке	

эффективности проектов	115
6.7.1. Виды неопределенности и инвестиционных рисков	115
6.7.2. Методы учета факторов неопределенности и риска	117
6.8. Финансовая оценка инвестиционных проектов	122
Контрольные вопросы и задания	123
7. ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА	125
7.1. Особенности энергетического производства	125
7.2. Основное оборудование тепловой электростанции, его мощность и эксплуатационные свойства	126
7.3. Расходные характеристики и показатели экономичности основного оборудования тепловой	128
7.3.1. Энергетические характеристики котлов(парогенераторов)	131
7.3.2. Распределение нагрузки между агрегатами электростанции	134
7.3.3. Технологическая и режимная экономичности	134
7.3.4. Правило наивыгоднейшего распределения нагрузки между двумя агрегатами	136
7.3.5. Принципы оптимального распределения нагрузки между котлами в котельной	138
7.3.6. Распределение нагрузки между турбоагрегатами ТЭС	145
7.4. Выбор наивыгоднейшего сочетания агрегатов для их совместной работы	150
Контрольные вопросы и задания	152
8. ОРГАНИЗАЦИЯ РЕМОНТНОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ	154
8.1. Особенности проведения ремонтов в энергетике	154
8.2. Характеристика системы планово-предупредительного ремонта электрооборудования	156
8.2.1. Формы осуществления ППР	156
8.2.2. Виды и содержание ремонтов, входящих в систему ППР .	158
8.3. Установление циклов ремонта энергооборудования	158
8.4. Основные способы организации ППР	161
В зависимости от ведомственной подчиненности различают:	161
Недостатки:	161
Преимущества:	162
Достоинства:	162
Недостатки:	162
8.5. Основные принципы организации ППР	163
8.6. Техничко-экономические показатели ремонта энергетического оборудования	164
Стоимостные:	164
Контрольные вопросы и задания	165
9. ОРГАНИЗАЦИЯ И ПЛАНИРОВАНИЕ ТРУДА И ЗАРАБОТНОЙ ПЛАТЫ	167
9.1. Организация труда на энергопредприятиях	167
9.1.1. Основные направления работ по организации труда	167
3. Рациональная организация рабочих мест и их обслуживание.	170

3. Улучшение условий труда и обеспечение его безопасности.	170
9.2. Техническое нормирование труда.....	170
Нормирование труда осуществляется на основе следующих принципов:	
.....	171
1. Нормирование по нормам обслуживания.	171
2. Нормирование по физическому объему работ (по нормам времени или нормам выработки).	171
9.2.2. Методы нормирования труда.....	175
9.3. Организация заработной платы на энергопредприятии	176
9.3.1. Основные принципы оплаты труда.....	176
9.3.2. Тарифная система оплаты труда	177
9.3.3. Формы оплаты труда	178
Прямая сдельная оплата труда.....	178
Сдельно-премиальная оплата труда.....	179
Сдельно-прогрессивная оплата труда	179
II. Повременная оплата труда.....	180
Существует простая повременная и повременно-премиальная оплата труда.	181
Повременно-премиальная оплата труда	181
9.4. Планирование труда на энергопредприятии	183
9.4.1. Производительность труда и ее измерители	183
9.4.2. Планирование численности персонала	188
9.4.3. Планирование заработной платы	191
Контрольные вопросы и задания.....	193
ЛИТЕРАТУРА.....	194

ВВЕДЕНИЕ

Единая электроэнергетическая система Республики Казахстан (ЕЭС РК) представляет собой совокупность электрических станций, линий электропередачи и подстанций, обеспечивающих надежное и качественное энергоснабжение потребителей Республики Казахстан.

Электроэнергетика Республики Казахстан включает следующие сектора:

- производство электрической энергии;
- передача электрической энергии;
- снабжение электрической энергией;
- потребление электрической энергии;
- иная деятельность в сфере электроэнергетики.

Производство электрической энергии в Казахстане осуществляют 158 электрических станций различной формы собственности. Годовой максимум нагрузок в Единой электроэнергетической системе Казахстана за прошедший ОЗП зафиксирован 26 ноября 2019 года и составил 15 182 МВт. На 1 января 2020 года общая установленная мощность электростанций Казахстана составила 22 936,6 МВт, располагаемая мощность — 19 329,7 МВт.

Электрические станции разделяются на электростанции национального значения, электростанции промышленного назначения и электростанции регионального назначения.

За 2019 год объем выработки электроэнергии составил 106,0 млрд. кВтч или 99,3% к 2018 году (106,8 млрд. кВтч). Потребление электроэнергии составило 105,1 млрд. кВтч или 102% к 2018 году (103,2 млрд. кВтч), что говорит о полном покрытии потребности экономики страны в электроэнергии.

За 6 месяцев 2020 года объем выработки электроэнергии составил 53,5 млрд. кВтч или 103% к 6 месяцам 2019 года (51,9 млрд. кВтч). Потребление электроэнергии составило 53,1 млрд. кВтч или 102,1% к 6 месяцам 2019 года (52 млрд. кВтч).

Электрические сети Республики Казахстан представляют собой совокупность подстанций, распределительных устройств и соединяющих их линий электропередачи напряжением 0,4–1150 кВ, предназначенных для передачи и (или) распределения электрической энергии.

Роль системообразующей сети в ЕЭС РК выполняет национальная электрическая сеть (НЭС), которая обеспечивает электрические связи между регионами республики и энергосистемами сопредельных государств (Российской Федерации, Кыргызской Республики и Республики Узбекистан), а также выдачу электрической энергии электрическими станциями и её передачу оптовым потребителям. Подстанции, распределительные устройства, межрегиональные и (или) межгосударственные линии электропередачи и линии электропередачи, осуществляющие выдачу электрической энергии электрических станций, напряжением 220 кВ и выше, входящие в состав НЭС, находятся на балансе АО «КЕГОС».

Электрические сети регионального уровня обеспечивают электрические связи внутри регионов, а также передачу электрической энергии розничным

потребителям. Электрические сети регионального уровня находятся на балансе и эксплуатации 19 региональных электросетевых компаний (РЭК), в том числе передачу электрической энергии осуществляют более мелкие энергопередающие организации в количестве 130 штук.

Энергопередающие организации (ЭПО) осуществляют на основе договоров передачу электрической энергии через собственные или используемые (аренда, лизинг, доверительное управление и иные виды пользования) электрические сети потребителям оптового и розничного рынка или энергоснабжающим организациям.

Сектор электроснабжения рынка электрической энергии Республики Казахстан состоит из энергоснабжающих организаций (ЭСО), которые осуществляют покупку электрической энергии у энергопроизводящих организаций или на централизованных торгах и последующую её продажу конечным розничным потребителям.

Энергоснабжение в Республике Казахстан осуществляется в условиях функционирования рынков электрической и тепловой энергии. Электрическая и тепловая энергия являются товаром на рынке.

Рынок электрической энергии делится на оптовый и розничный, рынок тепловой энергии представлен только розничным рынком.

Оптовый рынок электроэнергетики в Казахстане состоит из следующих сегментов:

Децентрализованный рынок купли-продажи электроэнергии осуществляется посредством двухсторонних договоров. Данный сектор является свободным и занимает основную долю в структуре оптового рынка, стороны договора самостоятельно на договорных условиях определяют условия договора, объемы и цену электроэнергии.

Централизованный рынок электроэнергией осуществляется посредством торговли на основе торговой площадки биржевого типа по спот-торгам «за день вперед» и по долго- и среднесрочным контрактам на централизованной площадке на добровольной основе, за исключением некоторых случаев, установленных Законом РК «Об электроэнергетике».

Ценообразование на централизованном рынке электрической энергии осуществляется посредством торгов, осуществляемых биржевыми методами (метод двустороннего аукциона и метод непрерывных встречных торгов).

Балансирующий рынок электроэнергетики, работающий в целях физического и последующего финансового урегулирования почасовых дисбалансов в режиме реального времени, функционирует в имитационном режиме.

Рынок системных и вспомогательных услуг функционирует на основе как приобретения у субъектов оптового рынка электрической энергии, так и оказания системным оператором соответствующих услуг субъектам оптового рынка электрической энергии для обеспечения установленных стандартами надежности работы единой электроэнергетической системы Республики Казахстан и качества электрической энергии.

Рынок электрической мощности функционирует на основе покупки услуги по поддержанию готовности электрической мощности и оказанию

централизованной услуги по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки.

Субъектами оптового рынка электрической энергии являются:

- энергопроизводящие организации осуществляют деятельность по производству и продаже электрической энергии;
- энергопередающие организации осуществляют деятельность по передаче электрической энергии;
- энергоснабжающие организации;
- потребители электрической энергии;
- системный оператор;
- оператор рынка централизованной торговли;
- единый закупщик.

1. ОСНОВЫ УПРАВЛЕНИЯ

1.1. Основные понятия управления и менеджмента

Идея о том, что управление само может внести существенный вклад в успех организации, впервые зародилась в Америке, хотя толчок интереса к управлению дала промышленная революция в Англии. Америка стала родиной современного управления в результате следующих факторов:

- желания трудиться. В начале XX в. США были единственной страной, где человек мог преодолеть трудности, связанные с его происхождением, национальностью, проявив личную компетентность. Миллионы европейцев, иммигрировали в Америку в XIX в., создав огромный рынок рабочей силы, состоящей из трудолюбивых людей;

- желания учиться, т.е. свободный доступ к получению образования. США серьезно поддерживало идею образования для всех, желающих получить его, что способствовало росту интеллекта людей, способных управлять;

- отсутствия государственного регулирования в экономике. Строительство трансконтинентальных железных дорог превратили Америку в самый крупный единый рынок в мире. Невмешательство государства в бизнес привело к созданию крупных отраслево-монополистов, настолько крупных, что потребовались формализованные способы управления.

Управление – это вид целенаправленной трудовой деятельности по согласованию всех участников производственного процесса.

Можно выделить 3 основных вида управления:

1. **Управление в неживой природе** – это управление в технических системах; такое управление изучают технические науки,

2. **Управление в живой природе** – это управление в биологических системах (естественные науки: биология, медицина),

3. **Управление в обществе** – это управление в социальных системах; оно включает управление обществом в целом, государственное управление, управление общественными организациями, управление производством и т. д.

Совместный труд, кооперация рабочей силы приводят к появлению организации и к разделению труда, что порождает новый тип отношений, складывающийся не как отношения людей к средствам и предметам труда, а как отношения между людьми по поводу управления средствами и предметами труда.

Организация – это группа людей, деятельность которых сознательно координируется для достижения общих целей. Каждая организация вырабатывает свою миссию, определяет цели и стратегию.

Миссия – выражение философии и смысла существования организации. При формулировании миссии акцент делается на интересах, ожиданиях и ценностях потребителей, ориентированных на перспективу (например, свет и тепло в вашем доме). В миссии не принято указывать в качестве главной цели получение прибыли, миссия не должна зависеть от текущего состояния организации, форм и методов ее работы. Миссия формулируется высшим руководством путем постановки и реализации целей организации.

Цель организации – это конечное состояние, желаемый результат, которого стремится добиться любая организация.

Задачи – это цели, достижение которых желательно к определенному моменту времени.

Стратегия – это правила, нормы и процедуры, которыми руководствуется организация при выработке и принятии решений для достижения целей (дорога к цели).

Разделение всей работы на небольшие специализированные задания называется **горизонтальным разделением**. **Состав первичных производственных подразделений, их взаимосвязь и взаимодействие называется производственной структурой.**

Вертикальное разделение труда построено на выделении трех уровней (низовой, средний, высший) управления, которые составляют структуру управления, т.е. **состав и взаимодействие управленческих подразделений.**

Деятельность по координации работ других людей составляет сущность управления.

Управление представляет собой специфический вид трудовой деятельности человека, превращающий неорганизованную толпу в производительную группу путем координации деятельности всех членов группы. Формально управление проявляется в отношениях между людьми, занимающими определенную должность, по поводу производства.

Управление – более широкое понятие, чем менеджмент.

Менеджмент – это самостоятельный вид профессиональной деятельности, направленной на достижение в ходе любой хозяйственной деятельности фирмы, действующей в рыночных условиях, определенных намеченных целей путем рационального использования материальных и трудовых ресурсов с применением

принципов, функций и методов экономического механизма менеджмента.

Иными словами, **менеджмент** – это управление в условиях рынка, рыночной экономики, что означает:

- ориентацию на спрос рынка, чтобы получить прибыль;
- с меньшими затратами получить оптимальный результат;
- постоянную корректировку целей и задач в зависимости от состояния рынка;
- необходимость использования современной информационной базы с компьютерной техникой.

Значимость менеджмента была осознана в 30-е гг. двадцатого столетия (1900–1930 г.г). Стало очевидным, что эта деятельность превратилась в профессию, область знаний – в самостоятельную дисциплину, а социальный слой – в весьма влиятельную общественную силу. Термин «менеджмент» – это английское (американского происхождения) понятие, на другие языки оно не переводится. Там это понятие относится скорее всего к хозяйственной деятельности, а не к управлению. Английское понятие «менеджмент» и русское – «управление», «менеджер» (у них) и «руководитель» или «управляющий» (у нас) имеют два существенных отличия:

1) менеджер – это человек, действующий в некоторой организации. В более общем смысле они применяют слово «администрация» (т.е. «менеджмент» рассматривается как административная единица);

2) менеджер – это профессиональный управляющий, представитель особой профессии, а не просто инженер или экономист, занимающийся управлением.

Рассмотрим понятия, которые близки по смыслу к понятию «менеджмент».

В культуре развитых капиталистических стран понятие «менеджмент» соседствует с понятием «бизнес». **Бизнес** – это деятельность, направленная на получение прибыли путем создания и реализации определенной продукции или услуг. *Управление бизнесом* – это управление коммерческими, хозяйственными организациями. Вообще, термин «менеджмент» применим к любым организациям, кроме государственных органов любого уровня, здесь используется термин «государственное управление».

Менеджмент – это управление в рыночных условиях в организациях, получающих прибыль (т.е. в организациях,

занимающихся производством, куплей-продажей, представлением каких-либо услуг и т. д.).

Бизнесмен – это тот, кто делает деньги, владелец капитала, приносящего доход. Бизнесмен может быть или не быть менеджером (член правления). Менеджер же обязательно занимает должность, и в его подчинении находятся люди. Менеджер – это наемный управляющий.

Предпринимательство – частный случай бизнеса. Этот вид деятельности больше связывается с личностью человека-предпринимателя, который осуществляет бизнес, затеявая новое дело, реализуя некоторые нововведения, вкладывая собственные деньги и средства в новое предприятие, и принимает на себя личный риск.

Если у менеджера предпринимательский стиль управления, а не бюрократический, то разница между менеджером и предпринимателем невелика (у предпринимателя – собственный капитал, а у менеджера – акционерный или, например, уставный капитал фирмы).

В мировой литературе дается разная трактовка понятия «менеджмент»:

- вид деятельности;
- наука управления;
- искусство управления;
- орган или аппарат управления;
- категория или общность людей, занимающихся управлением.

В общем виде менеджмент – это интеграционный процесс, с помощью которого профессионально подготовленные специалисты формируют организации и управляют ими путем постановки целей и разработки способов их достижения, т.е. это управление, ориентированное на успех.

Анализ многообразия теорий и практики показывает, что американский менеджмент является наиболее мощной «управленческой цивилизацией», т.е. школой менеджмента, на базе которой идет обучение управлению во всем мире. Нет нужды слепо следовать выводам американских теоретиков и рекомендациям их практиков, но знать их идеи необходимо!

1.2. Функции управления

Содержание управления раскрывают основные функции, совокупность которых отражает общие черты управления.

Функция (лат. – исполнение, свершение) – вид деятельности, осуществляемой субъектом управления при целенаправленном воздействии на объект управления. Различают функции общие и частные, или конкретные. В настоящее время общепринято группировать все управленческие действия менеджера в 4 функции управления, так называемые общие:

Планирование – Организация – Мотивация – Контроль.

1. Планирование – это один из способов, с помощью которого руководство обеспечивает единое направление усилий всех членов организации к достижению ее общих целей. Эта функция отвечает на следующие вопросы:

- где мы находимся в настоящее время (анализ ситуации);
- куда мы хотим двигаться (цели);
- как мы собираемся это сделать (замысел, стратегия).

По длительности действия планирование делится:

- на долгосрочное (от 1 года – до 5 лет, иногда и до 15 лет);
- на краткосрочное (от 1 квартала до 1 года);
- на разовое (1 квартал, месяц, вплоть до «минуты»).

План – образ будущего фирмы.

2. Организация реализации принятых решений.

Организовывать – значит разделить на части и делегировать выполнение общей управленческой задачи путем распределения ответственности и полномочий, а также установления взаимосвязей между различными видами работ. На рис. 1.4 представлена схема создания организации.

3. Мотивация – это процесс побуждения себя и других к деятельности для достижения определенных целей. Существует несколько теорий мотивации. Рассмотрим одну из них. Это содержательная теория мотивации Абрахама Маслоу, который предложил модель мотивации через потребности.

Потребность – ощущение человеком физиологического или психологического недостатка чего-нибудь (т.е. нужда в чем-нибудь). А. Маслоу все потребности людей разделил на 5 категорий и расположил их в виде пирамиды, которая представлена на рис. 1.1.

4. Контроль – процесс обеспечения достижения организацией своих целей. Он представляет собой систему наблюдений и проверки соответствия процесса функционирования управляемой подсистемы принятым решениям, а также выработки определенных действий.

Управленческий контроль осуществляется по следующим этапам:

- **разработка стандартов** – точное определение целей, которые должны быть достигнуты в установленные сроки;
- **измерение** того, что было достигнуто за определенный период, и **сравнение** достигнутого с ожидаемыми результатами;
- **реализация действий** – корректировка отклонений от первоначального плана (линии поведения: ничего не предпринимать, устранить отклонение или пересмотреть стандарт).



Рис. 1.1. Иерархии потребностей А. Маслоу

Контроль бывает трёх видов:

1) предварительный – осуществляется до фактического начала работ; используется по отношению к **человеческим** (квалификационные требования), **финансовым** (составление бюджета) и **материальным ресурсам** (контроль качества);

2) текущий контроль осуществляется по ходу выполнения работы;

3) заключительный контроль – проверка фактически полученных результатов и сравнение их с поставленными целями.

К частным функциям относятся:

1. Функции, отражающие составные *элементы*: управление маркетингом, кадрами, качеством, производством.

2. Функции, отражающие *стадии производства*: управление режимами работы оборудования, ремонт; снабжением топливом, финансами; учетом и контролем по расходованию материалов, энергии, трудовых ресурсов.

3. Функции, отражающие уровни производства: управление участком, цехом, сменой, энергохозяйством, станцией, энергосистемой, ЕЭС РФ.

Поскольку основные и частные функции взаимосвязаны, необходимо говорить о системе функций.

1.3. Методы управления

Методы управления – это способы целенаправленного воздействия на работников и организации для обеспечения координации их деятельности в процессе достижения поставленных целей.

Методы управления призваны обеспечить высокую эффективность деятельности организации, ее слаженную работу, способствовать максимальной мобилизации творческой активности каждого работника, обеспечить своевременную и действенную ликвидацию отклонений от намеченной программы действия.

Методы управления тесно связаны с принципами управления и выступают в качестве способов их реализации; в свою очередь, принципы управления являются основополагающими началами методов управления.

Методы управления классифицируются по различным признакам:

- **по типу воздействия** различают методы прямого и косвенного воздействия;

- **по продолжительности действия** различают методы стратегические и тактические;

- **по характеру** (направленности) воздействия.

По характеру воздействия все методы можно разделить на 3 группы:

- материальной мотивации (экономические);

- социальной мотивации (социально-психологические);

- властной мотивации (организационно-распорядительные).

Каждая из трёх групп включает как положительную (поощрение), так и отрицательную (наказание) мотивацию и имеет свои особенности.

Классификация методов управления приведена в табл. 1.1.

Таблица 1.1

Классификация методов управления

Характеристики методов	Группы методов управления		
		Организационно-распорядительные	Экономические

1	2	3	4
1. Мотивы поведения	Чувство долга, авторитет власти, дисциплина, организованность	Материальные, в т.ч. физиологические	Духовные (социально-психологические)
2. Основа для выбора метода	Организационный анализ	Экономический анализ	Социальные исследования, психологические тесты
3. Механизм воздействия	Организационный механизм: организационная структура управления, нормирование труда, подбор кадров, принятие решений	Экономический механизм и его рычаги: финансы, цены, заработная плата, премия	Социальный механизм: группы, личности, роль и статус личности
4. Организация использования	Соответствие конституции и закону	Соответствие экономическим законам	Соответствие морально-этическим нормам
5. Условия эффективного применения	Комплексное использование методов управления и систематический анализ эффективности их использования		
6. Характер воздействия	Прямой	Косвенный	Косвенный

1.4. Организационные структуры управления

Структура (с латинского – строение) – строение и внутренняя форма организации системы. Структура способствует сохранению устойчивого состояния системы и является показателем ее организованности. Структура органически связана с функциями управления. Если функции – содержание, то структура – форма управления. В структуре и функциях проявляется статика управления.

1.4.1. Понятие организационной структуры управления

Структура организации представляет собой синтез структуры управления и структуры производства. Структура, которая отражает синтез взаимодействия и взаимосвязей элементов различного содержания, обусловленного вполне определенной целью, называется

организационной.

Структура производства – это состав производственных подразделений, их взаимосвязь и взаимодействие.

Структура управления – это совокупность работников и их связи, которые характеризуют отношения управления, возникающие при осуществлении функций и полномочий управления.

1.4.2. Элементы структуры управления

В основе построения структур лежат следующие элементы:

1. Разделение труда и специализация осуществляется по двум направлениям:

- горизонтальная специализация – это постадийное разделение работ, начиная от поступления ресурсов до выхода продукции или услуг;
- вертикальная специализация – разделение работ по уровням иерархии.

2. Иерархия в структуре управления и ее звенность.

Иерархия в общем виде означает расположение частей целого в порядке от высшего к низшему, а в структуре управления – это структура власти или звенность.

Уровнем управления считается та часть структуры управления, в рамках которой и в отношении которой, могут приниматься самостоятельные решения без их обязательного согласования с выше, или ниже расположенными частями. Проблема количества уровней связана с проблемой ограничения числа подчиненных.

3. Масштаб управляемости и контроля отвечает на вопрос, сколько людей или работ может быть эффективно объединено под единым руководством. Масштаб управляемости зависит от схожести работ, территориальной удаленности, сложности работ, уровня профессионализма руководства, степени ясности в делегировании прав и ответственности (**делегирование** – передача задач и полномочий лицу, которое принимает на себя ответственность за их выполнение, т.е. это лицо превращается в менеджера – руководителя), степени четкости в постановке целей, степени стабильности в организации, от уровня потребности в личных контактах с подчиненными и др. Масштаб управляемости для различных звеньев иерархии и типов производства колеблется от 4 -10 (высшее звено) до 15 – 48 (низшее звено). На рис. 1.2 представлена пирамида структуры организации.

4. Связи в структуре управления и координация.

Координация является функцией двух переменных: прав и информации; она является основой структуры управления.

Связь – это выражение отношений, а не действия; связь является условием, определяющим возможность взаимодействия. Выделяют различные типы связи:



Рис. 1.2. Пирамида структуры организации

- **вертикальные связи** отражают распределение полномочий и указывают на то, «кто есть кто» в иерархии;
- **горизонтальные связи** – это связи между равными по положению в иерархии частями структуры;
- **линейные связи** – направлены сверху вниз, это отношения, в которых начальник реализует свои властные права и осуществляет прямое руководство подчиненным;
- **функциональные связи** обеспечивают информационную координацию, направлены снизу вверх и имеют совещательный характер;
- **формальные связи** – это связи координации, регулируемые установленными и принятыми процедурами;
- **неформальные связи** появляются тогда, когда формальные связи не выполняют своей роли; в основе лежат отношения между людьми, а не между должностями;
- **косвенные связи** обычно отвечают на вопрос «как», иногда – «когда» и реже – «где» и «кто».

5. Распределение прав и ответственности

В практике управления применяются две системы распределения прав на принятие решения и ответственности или полномочий:

- на основе **принципа единства подчинения** (елочка). Система построена так, что права и ответственность вышестоящего руководства поглощают только часть прав и ответственности нижестоящего руководства, т.е. здесь четко зафиксированы права и ответственность руководителя каждого уровня, что позволяет легко найти виновного за неудачу.

- **система двойного или множественного подчинения** («матрешка»). При такой системе права и ответственность распределены между многими уровнями, и здесь практически невозможно найти виновного за случившееся.

6. Централизация – это концентрация прав принятия решений, сосредоточение властных полномочий на верхнем уровне руководства.

7. Децентрализация – это передача или делегирование прав и ответственности за ряд ключевых решений на нижние уровни управления. Оптимальная структура управления зависит от выбора между централизацией и децентрализацией.

8. Дифференциация – это деление работ таким образом, чтобы каждая работа получила определенную степень завершенности в рамках данного подразделения.

9. Интеграция – это уровень сотрудничества между частями организации.

10. Департаментизация – это процесс организационного обособления, т.е. формирование звеньев структуры управления и связей, существующих между этими звеньями.

1.4.3. Звено в структуре управления

В основе формирования структуры управления лежат различные факторы, которые определяют существование или отсутствие звеньев структуры управления, их величину, организационный статус, т.е. положение в структуре управления, связи с другими звеньями.

Главным в формировании структуры управления является обособление звеньев. При этом звено рассматривается как организационно обособленная единица структуры управления. В качестве звена выступают должность, отдел, служба, подразделение и пр. Звенья в структуре управления разнообразны; они отличаются величиной, назначением, функциями, полномочиями, степенью

специализации, информационным насыщением, динамикой взаимодействия (мера участия в процессах управления).

Наиболее важное различие звеньев проявляется в сочетании полномочий и функций управления, закрепляемых за определенным звеном. По этому критерию различают следующие звенья:

1. Линейное звено управления – объем полномочий равен объему функций. Как правило, это звено отождествляется с первым руководителем в рамках определенного объекта управления, который имеет право принятия решений по всем функциям управления.

2. Функциональное звено – объем полномочий значительно меньше объема функций, в рамках которых работает звено. Нередко такое звено только разрабатывает варианты решений, но не принимает их, передавая на принятие линейному звену.

3. Линейно-функциональное звено – объем полномочий ограничен частью объема функций, но главное в деятельности этого звена все-таки полномочия. К таким звеньям относятся, например, должности гл. экономиста, гл. инженера.

4. Функционально-линейное звено – полномочия ограничены не только частью функций, закрепленных за звеном, но и определенными условиями их реализации. Здесь полномочия существуют как возможность, но не обязанность.

При такой классификации звеньев функции отражают состав проблем, по которым концентрируется информация, и разрабатываются варианты решений, а полномочия – состав проблем, по которым возможно и необходимо принимать решение данному звену.

1.4.4. Типы структур управления

Через структуру управления можно определить характер взаимодействия организации с внешней средой, подразделения с подразделением, человека с группой и организацией. Все указанные виды взаимодействий лежат в основе классификации структур:

- **по взаимодействию с внешней средой** различают механистический и органический тип структуры управления. **Механистический** тип характеризуется использованием формальных процедур и правил, централизованным принятием решений, узко определенной ответственностью в работе с жесткой иерархией власти в организации. **Органический** тип структуры управления характеризуется слабым или умеренным использованием формальных правил и процедур, децентрализацией и участием работников в принятии решений;

- **по взаимодействию с человеком** различают корпоративные и индивидуалистические типы структур. В корпоративных структурах в основе лежат интересы организации, и деятельность человека подчинена этим интересам. Организация отвечает за человека. В индивидуалистических структурах интересы производства определяются интересами воспроизводства самого человека. Человек отвечает сам за себя;

- **по взаимодействию подразделений** структура управления представляет собой состав и комбинацию различных звеньев, связанных между собой по функциям и полномочиям. Различают линейные, функциональные и смешанные структуры.

Рассмотрим типы структур по взаимодействию подразделений.

Введем следующие обозначения:

- | |
|-----|
| РУК |
|-----|

 – директор предприятия;

- | |
|----|
| ЛР |
|----|

 – линейный руководитель (начальник цеха, мастер);

- | |
|----|
| ФР |
|----|

 – функциональный руководитель (начальник планового отдела, начальник отдела кадров и т.д.);

- | |
|------|
| Ф-ЛР |
|------|

 – функциональный линейный руководитель;

- | |
|-----|
| «А» |
|-----|

 – штаб по функции А (юрист);

- | |
|--|
| |
|--|

 – подразделение исполнителей;

- – линейные полномочия (вся полнота законной власти);

- – функциональные полномочия (право разрешить или запретить в пределе одной функции).

На рис. 1.3 представлена **линейная структура управления**. Она состоит из одних линейных звеньев и характеризуется несколькими уровнями руководства. Каждый подчиненный имеет только одного начальника и в одном звене рассматривается весь комплекс вопросов, возникающих в подчиненном объекте.

Достоинства данной структуры управления:

- удачно реализуется единоначалие;
- простота связей между руководителем и подчиненным;
- определенность зависимостей.

Недостатки:

- руководитель должен быть компетентным во всех вопросах подчиненных звеньев (подразделений);
- информация циркулирует медленно и часто искажается, переходя от уровня к уровню, поскольку решение по любому вопросу принимает руководитель верхнего уровня;
- отсутствие специалистов и хорошей информации.

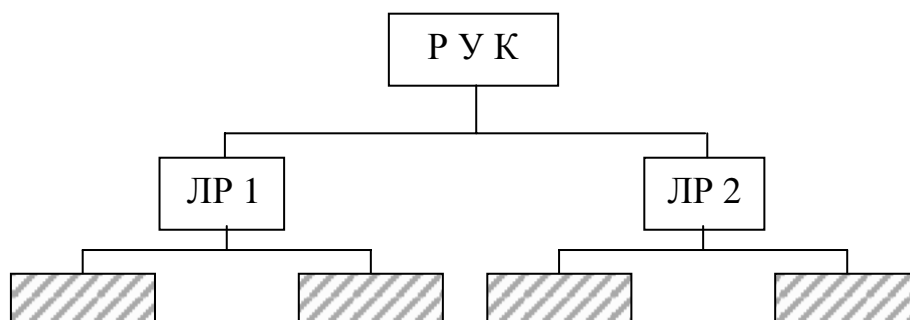


Рис. 1.3. Линейная структура управления

Применение: либо в масштабах небольшого предприятия, либо как фрагмент в крупной структуре управления.

Функциональная структура управления явилась неизбежным результатом увеличивающейся сложности управления. Данная структура представлена на рис.1.4. Эффективность управления возрастает за счет того, что появляются специалисты, которые знают конкретную область и принимают более квалифицированные решения – это так называемые функциональные руководители (каждый отвечает за свою функцию: за сбыт, снабжение, за разработку продукции и т. д.). В подчинении первого руководителя находятся только они, т.е. функциональные руководители.

Достоинства:

- способствует лучшему решению отдельных функциональных задач;
- универсального руководителя заменяет аппарат функциональных специалистов.

Недостатки:

- разрывается единый управленческий процесс (на втором уровне: каждый функциональный руководитель отвечает за свое, а руководитель за все);
- нарушается принцип единоначалия (на третьем уровне у подчиненных получается несколько руководителей).

Применение: на предприятиях и фирмах малого бизнеса.

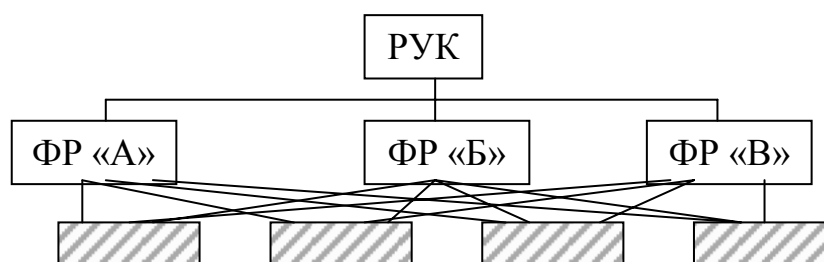


Рис. 1.4. Функциональная структура управления

Линейно-функциональная структура управления разделяет деятельность линейных и функциональных звеньев, рис.1.5.

Особенностью данной структуры является то, что у первого руководителя в подчинении и линейные, и функциональные руководители. Линейные руководители наделяются линейными полномочиями, функциональные руководители – функциональными.

Достоинства:

- надежная, хорошо управляемая организационная структура.

Недостатки:

- опасность разобщенности функциональных звеньев и увеличение работы по координации их деятельности.

Применение: используется на сравнительно крупных предприятиях.

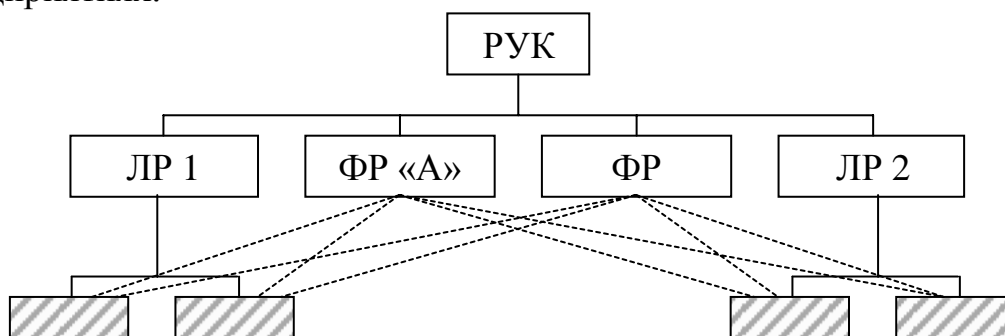


Рис. 1.5. Линейно-функциональная структура

Линейно-штабная структура управления характеризуется выделением всех или большинства функциональных звеньев в штаб с собственным руководством – звеном функционально-линейного типа. Полномочия этого звена ограничены только функциональными звеньями и не распространяются на нижестоящие линейные звенья. В штабе сосредоточены специалисты, которые готовят квалифицированные решения, но утверждает эти решения и передает их на нижние уровни линейный руководитель. Линейно-штабная структура управления изображена на рис. 1.6.

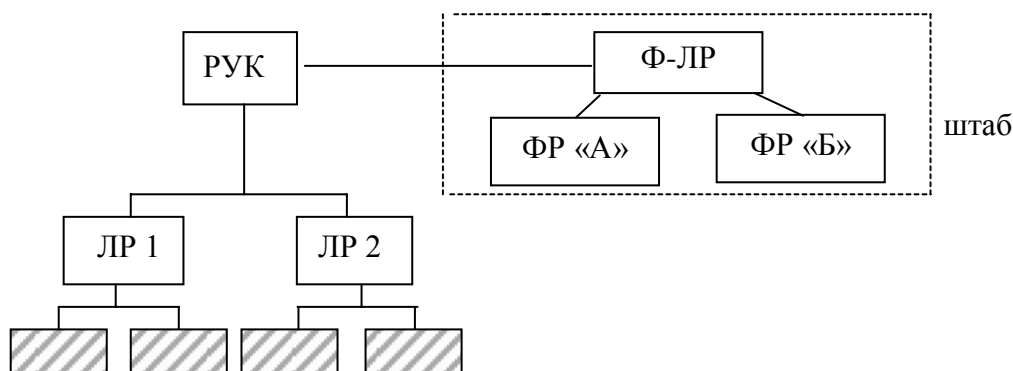


Рис. 1.6. Линейно-штабная структура управления

Достоинства:

- удачно ориентирована на решение комплексных проблем, согласование решений многофункционального типа, освобождение линейных руководителей от чрезмерной нагрузки.

Недостатки:

- сохранение высоких требований к высшему руководству, принимающему решения.

Матричная структура управления представляет собой сбалансированный компромисс между делением и группированием работ вокруг ресурсов (функциональное звено) и вокруг результата (линейное звено), что позволяет привлечь больше внимания конечному результату и отделить оперативное управление (конкретным продуктом) от стратегического управления (рост и развитие организации в целом). Существует большое разнообразие структур матричного типа (по проблеме, проекту, рынку, продукту, потребителю и т. д.). В этих структурах вводится проблемно-ориентированное звено.

1

– руководитель проекта, объекта и т. д. (см. рис. 1.7).

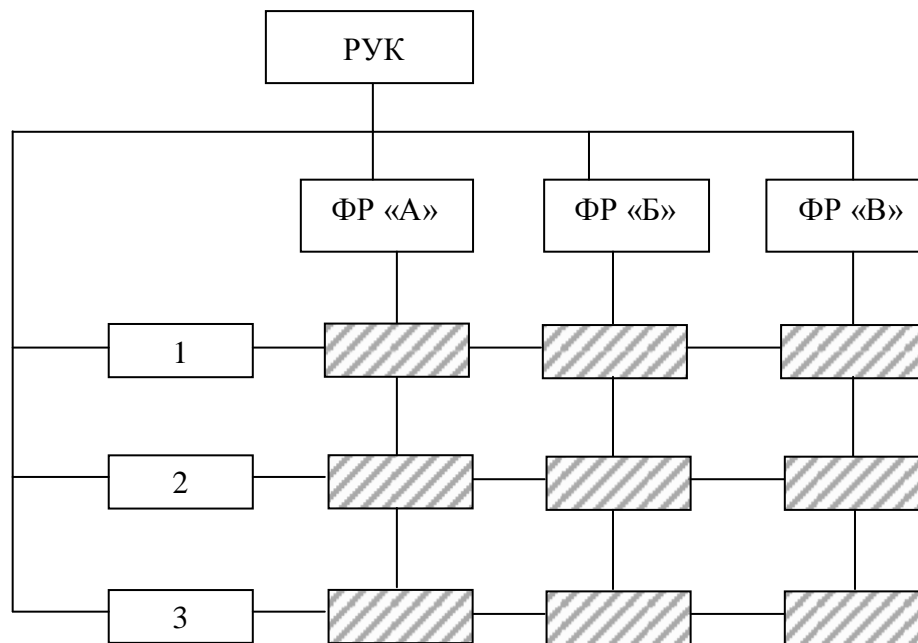


Рис. 1.7. Матричная структура управления

Такие структуры адаптивны к изменениям окружающей среды и эффективны при ограничениях в ресурсах и когда одновременно предъявляются высокие требования по функциональному и линейному направлениям. Матричные структуры управления нашли широкое распространение в транснациональных компаниях, но т.к. здесь подчиненный имеет одновременно двух руководителей, обладающих равными правами, этой структуре присущи конфликты, и необходимо разрабатывать меры для их разрешения. Здесь предъявляются очень высокие во всех отношениях требования к персоналу.

В условиях информационно-компьютерной революции, когда информация стала товаром, меняются не только формы, но и содержание деятельности, что привело к формированию новых структур управления:

- **эдохрокатические структуры управления** используются при выполнении нестандартных и сложных работ. Средства для достижения цели выбирают сами исполнители. Работники являются высококвалифицированными экспертами и умеют работать в группе, структура четко не определена, преобладают неформальные и горизонтальные связи, иерархическое построение все время меняется;

- **многомерная структура управления** состоит из рабочих групп, которые одновременно решают три задачи: ресурсы, результат и рынок (территория и потребитель). Такие рабочие группы получают статус центра прибыли, что исключает проблему двойного подчинения;

- **структуры, ориентированные на рынок**, характеризуются тем, что вокруг рынка группируется вся организация, а не ее часть. Связи в структуре формируются больше под воздействием отношений организации с потребителем, а не отношений между функциями, в результате вместо жесткой иерархии возникают достаточно автономные группы, в которых все отвечают за все. Наверху остается столько прав, сколько необходимо для обеспечения оптимального выполнения работы при минимуме согласований. Для перехода к рыночной структуре необходима информационная система с общим банком данных и свободным доступом к нему каждого работника;

- **партиципативная структура управления** предполагает предоставление членам организации права участвовать в принятии решений, касающихся их работы;

- **предпринимательская структура управления** характеризуется малым количеством уровней, гибкостью и сетевым построением. Предпринимательские структуры основаны не на координации, а на индивидуальной инициативе и компетенции, которая здесь важнее организационной;

- **структура управления акционерным обществом** является наиболее популярной формой предпринимательства в мировой практике. Приняты различные модели структуры управления:

- **однозвенная структура**, предполагающая наличие одного административного органа. Функции наблюдателей выполняют члены административного органа, не наделенные распорядительными функциями. Компанией руководят директора-распорядители административного совета, подконтрольные другим его членам-наблюдателям;

- **двухзвенная структура**, содержащая помимо административного еще и наблюдательный орган. Компанией руководит совет управляющих, подконтрольный наблюдательному совету. До 2/3 членов наблюдательного совета назначается общим собранием акционеров и 1/3 – служащими компании (на срок до шести лет). Члены совета управляющих и директора-распорядители назначаются членами наблюдательного совета, перед которыми они регулярно отчитываются о своей деятельности. Форма участия рабочих и служащих в управлении может быть разная: участие представителей

рабочих и служащих в работе наблюдательного (или административного) совета; участие в назначении членов наблюдательного совета, создание представительных органов служащих компании (отличных от профсоюзов).

Контрольные вопросы и задания

1. Дайте понятие управления, менеджмента, предпринимательства.
2. Дайте понятие организации и охарактеризуйте ее внутреннюю и внешнюю среду.
3. Дайте понятие функции управления.
4. Раскройте содержание функции «планирование».
5. Раскройте содержание функции «организация».
6. Раскройте содержание функции «мотивация».
7. Раскройте содержание функции «контроль».
8. Дайте понятие методов управления.
9. По каким признакам классифицируются методы управления?
10. В чем заключается горизонтальное и вертикальное разделение труда?
11. Охарактеризуйте структуру производства и структуру управления.
12. Какие факторы влияют на структуру управления?
13. Что такое «звенность» в управлении?
14. Дайте понятие «связи» в управлении; какие существуют связи в управлении?
15. Что такое «иерархия» в управлении?
16. От чего зависит масштаб управляемости?
17. Дайте характеристику линейной структуры управления.
18. Дайте характеристику функциональной структуры управления.
19. Как осуществляется программно-целевое управление?

2. ОРГАНИЗАЦИОННО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ СТРУКТУРА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ

2.1. Организационно-производственная структура тепловой электростанции

Организационно-производственной структурой электростанции называется состав первичных производственных и управленческих подразделений станции, их взаимная связь и взаимодействие. Схема организационной структуры электростанции показана на рис. 2.1. (на примере ТЭС).

Вне зависимости от типа организационно-производственной структуры на каждой электростанции имеют место административно-хозяйственное, производственно-техническое и оперативно-диспетчерское управление.

Административно-хозяйственным руководителем станции является директор (начальник) электростанции. В непосредственном подчинении директора находится один из основных отделов ТЭС – планово-экономический отдел (ПЭО). В ведении планово-экономического отдела находятся две основные группы вопросов: планирование производства и планирование труда и заработной платы. Основной задачей планирования производства является разработка перспективных и текущих планов эксплуатации ТЭС и контроль за выполнением плановых показателей эксплуатации. Бухгалтерия ТЭС осуществляет учет денежных и материальных средств станции; текущее финансирование (банковские операции); расчеты по договорам; составление бухгалтерской отчетности и балансов; контроль за правильным расходованием средств и соблюдением финансовой дисциплины. Отдел кадров занимается вопросами подбора и изучения кадров, оформляет прием и увольнение работников. Отдел капитального строительства ведет капитальное строительство на станции, а также руководит строительством жилых домов станции.

Техническим руководителем ТЭС является первый заместитель директора станции – главный инженер. В непосредственном подчинении главного инженера находится производственно-технический отдел станции (ПТО). В составе ПТО имеются три основные группы: технического (энергетического) учета, наладки и испытаний, ремонтно-конструкторская.

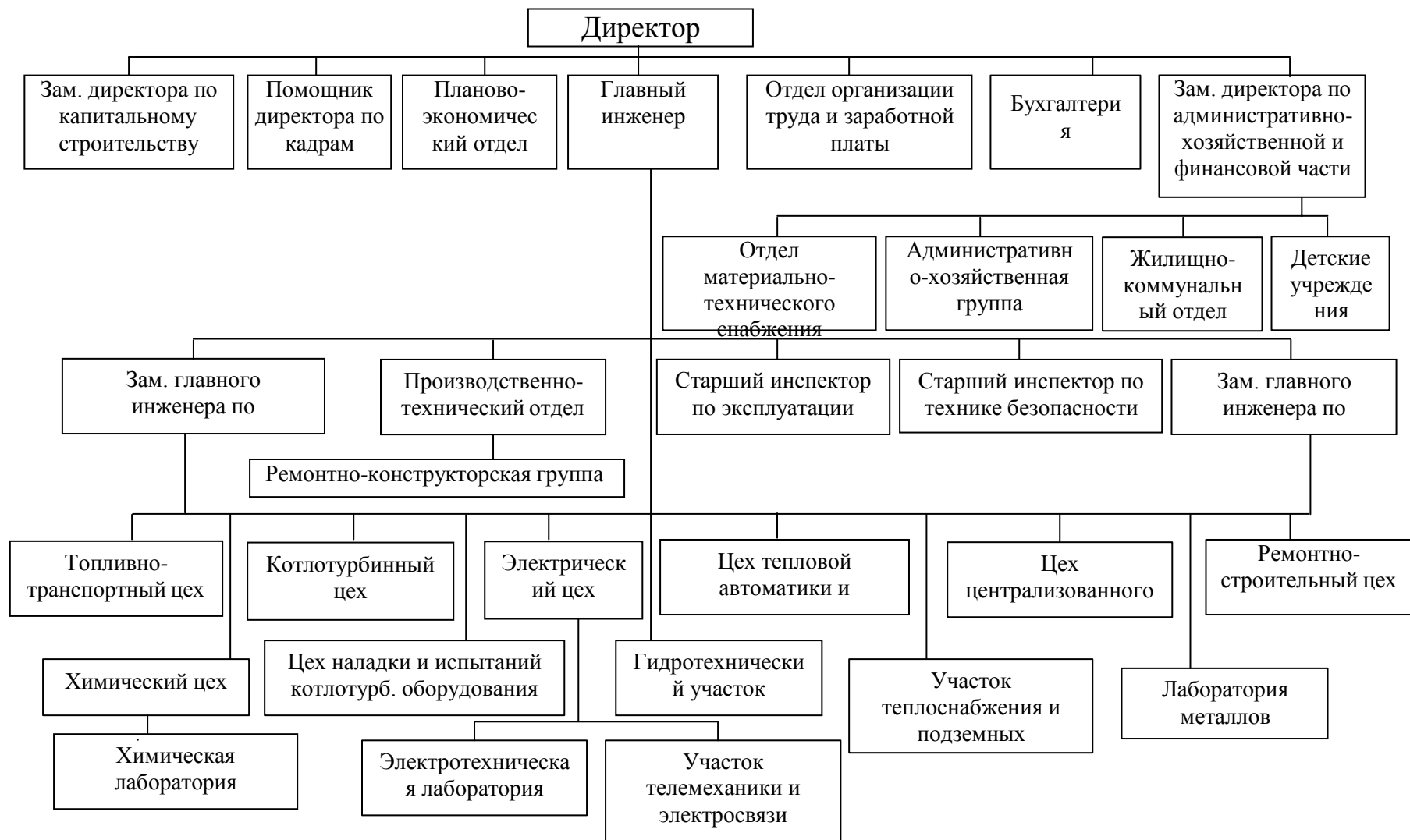


Рис. 2.1. Организационная структура управления тепловой электростанцией с энергоблоками мощностью 300 тыс. кВт, работающей на угле

Управление отдельными фазами энергетического процесса осуществляется соответствующими цехами электростанции: топливно-транспортным (первая, подготовительная фаза); котельным (вторая фаза); турбинным (третья фаза); электротехническим (четвертая фаза). Перечисленные выше цехи ТЭС, а также химический цех называются основными, т.к. они непосредственно участвуют в технологическом процессе основного производства электростанции.

Кроме основного производства, имеется вспомогательное производство, назначением и результатом которого являются работы по обслуживанию основного производства (транспорт сырья, ремонт и испытания оборудования, различные измерения, анализы, исследования и т. п.). К вспомогательным цехам на ТЭС относятся: цех тепловой автоматики и измерений, механический цех, ремонтно-строительный цех. Все цехи ТЭС (основные и вспомогательные) в административно-техническом отношении подчиняются непосредственно главному инженеру станции. Общее техническое руководство электростанций и контроль за работой оборудования и эксплуатационного персонала сосредотачиваются в службе эксплуатации, подчиненной заместителю главного инженера станции по эксплуатации.

Оперативное управление станцией осуществляется сменными дежурными инженерами станции, подчиняющимися в административно-техническом отношении заместителю главного инженера по эксплуатации и в оперативном – дежурному диспетчеру энергосистемы.

В зависимости от мощности оборудования и схем технологических связей между стадиями производства на современных ТЭС различают цеховую, бесцеховую и блочно-цеховую организационно-производственные структуры.

Цеховая структура предопределяет деление технологического оборудования и территории ТЭС на отдельные участки и закрепление их за специализированными подразделениями – цехами, лабораториями. В этом случае основной структурной единицей является цех. Цеха, в зависимости от их участия в производственном процессе, разделяют на основные и вспомогательные. Кроме того, ТЭС могут иметь в своем составе и непромышленные хозяйства (жилищное и подсобное хозяйства, детские сады, дома отдыха, санатории и т. п.).

Бесцеховая организационно-производственная структура предусматривает специализацию подразделений на выполнение основных производственных функций: эксплуатации оборудования, его ремонтного обслуживания, технологического контроля. Это

обуславливает создание вместо цехов следующих производственных служб: эксплуатации, ремонтов, контроля и усовершенствования оборудования. В свою очередь, производственные службы делят на специализированные участки.

Создание блочно-цеховой организационно-производственной структуры вызвано появлением комплексных энергетических агрегатов-блоков. Оборудование блока реализует несколько фаз энергетического процесса – сжигание топлива в парогенераторе, производство электроэнергии в турбогенераторе, а иногда и ее преобразование в трансформаторе. При блочно-цеховой структуре основными производственными подразделениями электростанции являются блоки. Их включают в состав котлотурбинного цеха, который осуществляет централизованную эксплуатацию основного и вспомогательного оборудования котлотурбинных блоков. При блочно-цеховой структуре сохраняются основные и вспомогательные цеха, имеющие место в случае использования цеховой структуры.

2.2. Организационно-производственная структура предприятий тепловых сетей

Тепловые сети служат для передачи и распределения тепловой энергии (пара и горячей воды). Система теплоснабжения потребителей включает в себя три основных звена: теплоснабжающие установки (теплофикационные устройства ТЭЦ – турбины, бойлеры и районные отопительные котельные); тепловые сети; абонентские узлы (теплофикационные вводы) и местные отопительные системы. Тепловые сети работают в неразрывной связи с ТЭЦ и местными теплопотребляющими системами.

Условиями правильной организации эксплуатации тепловой сети являются: безаварийное функционирование всех звеньев системы теплоснабжения; работа всех звеньев системы теплоснабжения по единому графику, правильное распределение тепловой энергии между потребителями, рациональное использование теплоты потребительскими установками.

Для согласования работы всех звеньев системы теплоснабжения необходим единый организационный и направляющий центр, осуществляющий оперативное руководство всей системой. В его функции должны входить: диспетчирование совместной работы теплоснабжающих установок и тепловых сетей, распределение тепловой энергии между потребителями и ее учет, контроль за рациональным и технически правильным использованием тепловой

энергии потребителями, технический надзор за сооружением тепловых сетей и абонентских установок.

Таким центром обычно является специализированное управление тепловыми сетями «Теплосеть», которое работает на правах первичного энергопредприятия, подчиненного РЭС. Организационная структура этого управления определяется мощностью теплоснабжающей системы, протяженностью сетей и количеством потребителей теплоты.

Эксплуатационное обслуживание осуществляют районы эксплуатации, которые делятся на участки тепловых сетей. В некоторых случаях в состав теплосетевого предприятия могут быть включены и мелкие ТЭЦ, районные или квартальные котельные. Имеются и тепловые сети, которые находятся в ведении ТЭЦ. В этом случае для их обслуживания на ТЭЦ может быть создан специализированный цех или участок. Обслуживание таких сетей может быть передано и одному из цехов электростанции.

Организационно-производственные структуры предприятий «Теплосеть», районов и участков эксплуатации тепловых сетей формируются в зависимости от категории предприятия. Критерием соответствия предприятий одной из пяти категорий служит объем эксплуатационно-ремонтного обслуживания тепловых сетей в условных единицах. К I категории относят предприятия с объемом эксплуатационно-ремонтного обслуживания, превышающим 25000 условных единиц, ко II – свыше 12000 до 25000, к III – свыше 5000 до 12000, к IV – свыше 2500 до 5000, к V – свыше 1000 до 2500. Типовая структура предприятия «Теплосеть» представлена на рис. 2.2.

2.3. Организационная структура энергетического хозяйства промышленного предприятия

Организационная структура заводского энергохозяйства зависит от типа производства, организационной структуры предприятия и режима его работы; общего объема энергопотребления, видов используемой энергии и применяемых энергоносителей; вида, количества, единичной мощности и суммарной мощности энергоприемников и их территориального размещения и концентрации в отдельных цехах; схемы энергоснабжения завода; общей численности персонала энергохозяйства и его структуры (по специальностям и должностям).

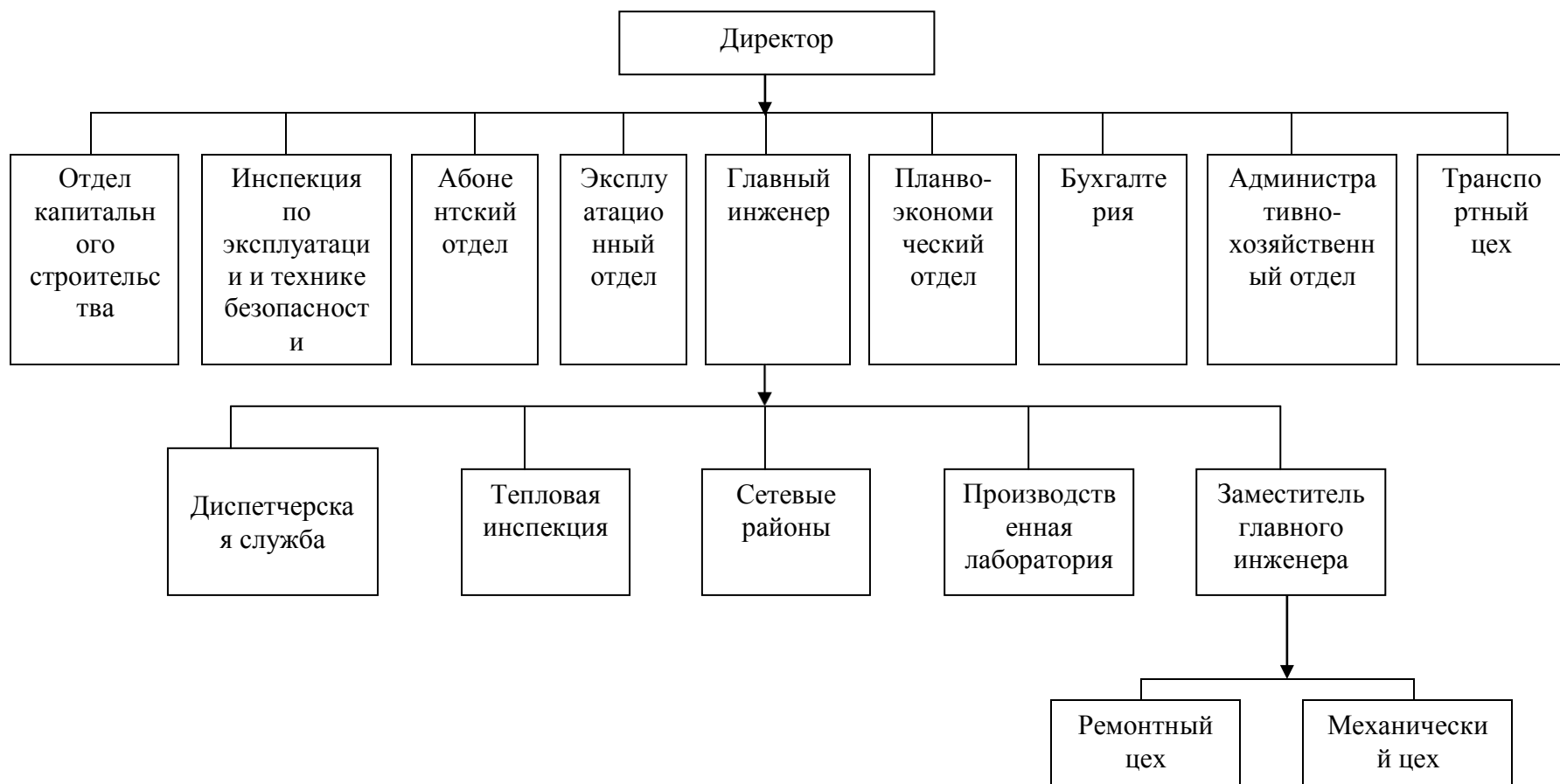


Рис. 2.2. Организационно-производственная структура управления тепловыми сетями

Энергетическое хозяйство делится в организационном отношении **на общезаводское** (генерирующие и преобразовательные установки, общезаводские энергетические сети, распределительные сети и энергоприемники зданий заводоуправления, заводских складов и прочих общезаводских помещений) и **цеховые** (энергоприемники производственных цехов завода, внутрицеховые распределительные сети, цеховые преобразовательные установки, приборы отопления и вентиляции цехов). Эксплуатация общезаводского энергохозяйства осуществляется специализированными энергетическими цехами. Эксплуатация цехов энергохозяйства может осуществляться персоналом специализированных энергетических цехов (централизованная форма эксплуатации) или энергетическим персоналом основных цехов (децентрализованная форма эксплуатации). Чем больше масштабы цехового энергохозяйства, тем больше оснований для децентрализации его эксплуатации. Капитальный ремонт энергетического оборудования поручается специализированным энергетическим цехам (их ремонтным мастерским).

Энергетические цехи промышленного предприятия по характеру работы можно подразделить на три основных группы: **эксплуатационные** (эксплуатационное обслуживание энергоприемников, энергетических сетей, преобразовательных и генерирующих установок); **ремонтно-монтажные** (ремонт и монтаж специализированного энергооборудования для всего завода); **смешанные** (с эксплуатационными и ремонтно-монтажными участками). Выделение ремонтно-монтажных цехов целесообразно на предприятиях с большими масштабами энергетического хозяйства. На предприятиях, энергоснабжение которых осуществляется по централизованной схеме, энергетическое хозяйство включает только энергоприемники, распределительные сети и преобразующие установки и может быть объединено в два цеха: электросиловой (эксплуатация и ремонт электрооборудования и электросетей) и тепловой (эксплуатация и ремонт теплового оборудования, компрессорных установок, паровых, водяных и воздушных сетей).

Наиболее развитым энергетическим хозяйством обладают предприятия машиностроительной, металлургической и химической отраслей промышленности с числом энергетических цехов до 10 и более и численностью персонала до 1000 и более человек. В состав энергетических цехов крупного машиностроительного завода с развитым энергетическим хозяйством, базирующимся на заводской теплоцентрали, входят теплоэлектроцентраль, электросиловой,

теплосиловой и электроремонтный цехи, газогенераторная станция, газовый и печной цехи, цех связи и сигнализации.

Руководителем всего энергетического хозяйства крупного промышленного предприятия является главный энергетик, подчиняющийся главному инженеру завода. На предприятиях со средним и малым масштабами энергохозяйства главный энергетик подчиняется главному механику завода или эти две должности совмещаются в одном лице.

В задачи главного энергетика предприятия входит бесперебойное энергоснабжение завода; руководство всеми его энергетическими цехами; технический надзор за эксплуатацией энергооборудования производственных цехов и инструктаж персонала, обслуживающего это оборудование; рациональное и эффективное использование и экономия энергии и топлива на заводе; использование вторичных энергоресурсов завода; борьба с авариями в энергетическом хозяйстве завода; рационализация и реконструкция энергетического хозяйства и дальнейшее развитие энергетической базы завода; подбор кадров, расстановка и инструктаж персонала, проверка и повышение технической квалификации персонала энергетического хозяйства завода. Схема управления энергохозяйством крупного завода показана на рис. 2.3.

В непосредственном подчинении главного энергетика предприятия находятся отдел главного энергетика (ОГЭ), энергетические цехи завода и группа дежурных энергетиков. В сложном энергетическом хозяйстве большого масштаба целесообразно иметь заместителей главного энергетика по электротехнической и по теплотехнической части. Руководство энергетическими цехами главный энергетик осуществляет через начальников цехов.

Начальник энергетического цеха является единоличным руководителем эксплуатации и ремонта всего энергетического оборудования данного цеха.

Каждый специализированный участок цеха осуществляет как эксплуатацию, так и ремонт определенной группы оборудования. Персонал каждого участка делится на дежурный (эксплуатационное обслуживание оборудования) и ремонтный персонал. Во главе участка стоит мастер – руководитель и непосредственный организатор всей работы по эксплуатации и ремонту оборудования.

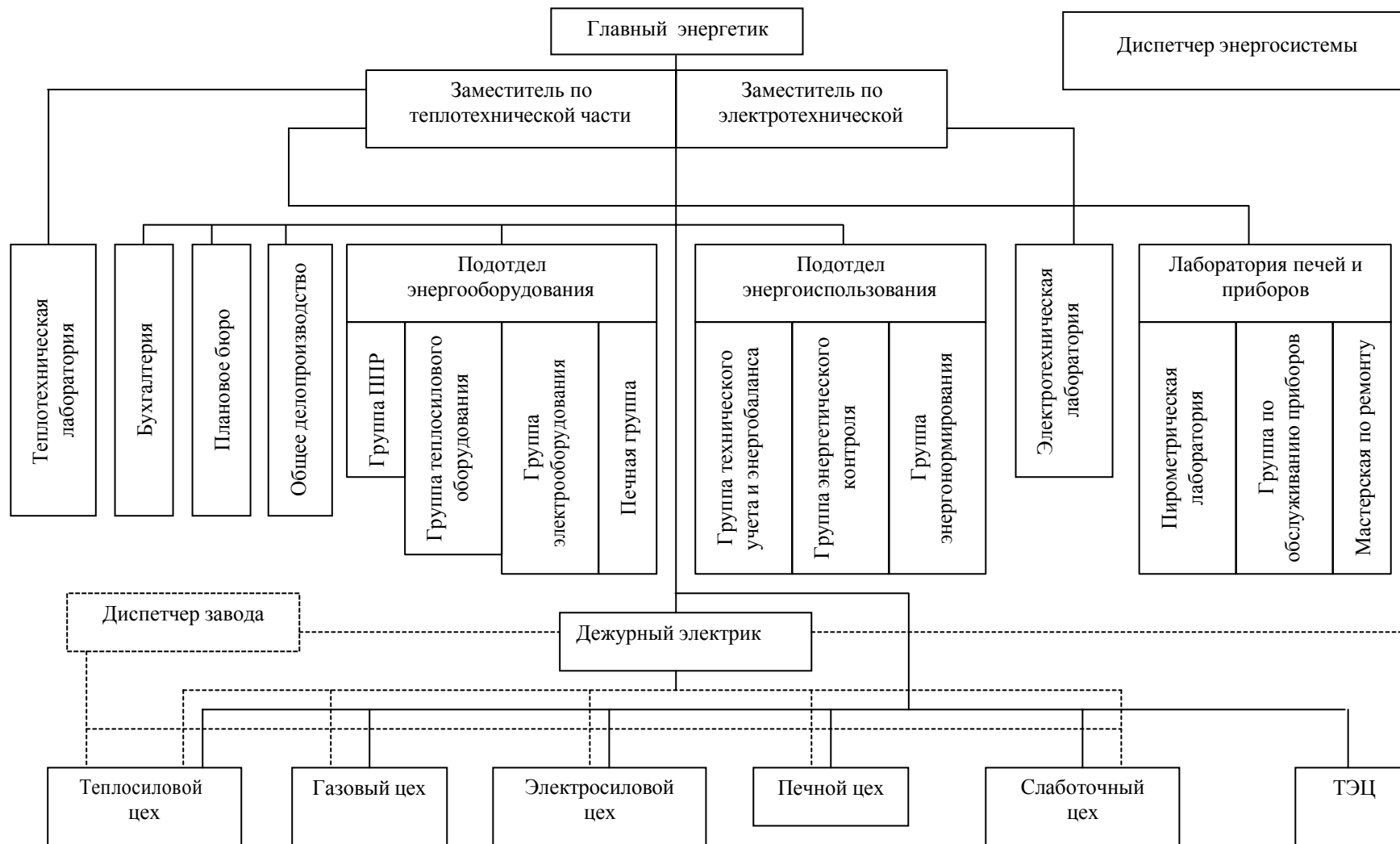


Рис. 2.3. Схема управления энергетическим хозяйством крупного промышленного предприятия

Отдел главного энергетика (ОГЭ) является рабочим аппаратом главного энергетика и выполняет функции планирования и организации энергоснабжения завода; организации энергетического контроля, технического учета и отчетности; разработки экономических режимов работы энергетического оборудования; нормирования энергопотребления, расхода энергоресурсов и потерь в энергетических сетях; разработки энергетических балансов по его подразделениям и по отдельным технологическим процессам; организации и планирования эксплуатации энергетических цехов и планирования их технико-экономических показателей; планирования и организации ремонта энергетического оборудования завода; технического надзора за состоянием оборудования и правильностью его эксплуатации; разработки мероприятий по рационализации энергоснабжения завода и эксплуатации его энергетического хозяйства, по повышению использования энергетических мощностей, по реконструкции энергохозяйства и дальнейшему развитию энергетической базы завода; обслуживания, проверки, регулировки и ремонта контрольно-измерительных приборов, производства необходимых измерений и испытаний энергетического оборудования (энергетическая лаборатория ОГЭ).

В структуре отдела главного энергетика предусматриваются несколько первичных подразделений: плановое бюро (планирование энергоснабжения завода; планирование эксплуатации энергетических цехов, планирование ремонта энергетического оборудования); подотдел энергоиспользования (технический учет, энергетический контроль, режимы, энергетическое нормирование, энергобалансы); подотдел энергооборудования (организация и проведение ППР, технадзор, рационализаторские и реконструктивные мероприятия); энергетические лаборатории или цех КИП (обслуживание и ремонт контрольно-измерительных приборов, измерения и испытания).

Оперативное управление в энергетическом хозяйстве завода включает: координацию работы всех элементов энергоснабжения завода и контроль за нею; обеспечение бесперебойного энергоснабжения завода и всех его производственных подразделений; экономическое распределение нагрузки между агрегатами энергоустановок; оперативное устранение неполадок, возникающих в процессе эксплуатации энергетических цехов. Оперативное управление энергохозяйством завода осуществляют дежурные начальники смен энергетических цехов, руководящие работой сменных бригад эксплуатационного персонала цеха. Дежурный начальник смены энергоцеха подчиняется в оперативном отношении дежурному

диспетчеру завода. На крупных заводах при наличии организационных диспетчерских пунктов начальник смены подчиняется дежурному энергетика завода.

Дежурный энергетик завода непосредственно подчиняется диспетчеру завода, а при наличии связи заводского энергохозяйства с районной энергосистемой - и дежурному диспетчеру энергосистемы (в вопросах регулирования нагрузки, переключений и отключений, питающих фидеров и т. п.). При наличии на предприятии заводской ТЭЦ связь дежурного энергетика с диспетчером энергосистемы осуществляется через дежурного инженера ТЭЦ.

Особое место в организационной структуре заводского энергохозяйства, построенного по индивидуальной комбинированной схеме, занимает самый крупный энергетический цех – заводская теплоэлектроцентраль. Организационная структура заводской ТЭЦ значительно проще структуры ТЭЦ районного типа. Теплоэлектроцентраль, возглавляемая начальником ТЭЦ, не имеет обособленных цехов, являясь одним из энергетических цехов завода, и делится на производственные отделения: топливное (приготовление и подача топлива), котельное, машинное, электротехническое и ремонтное (рис. 2.4).

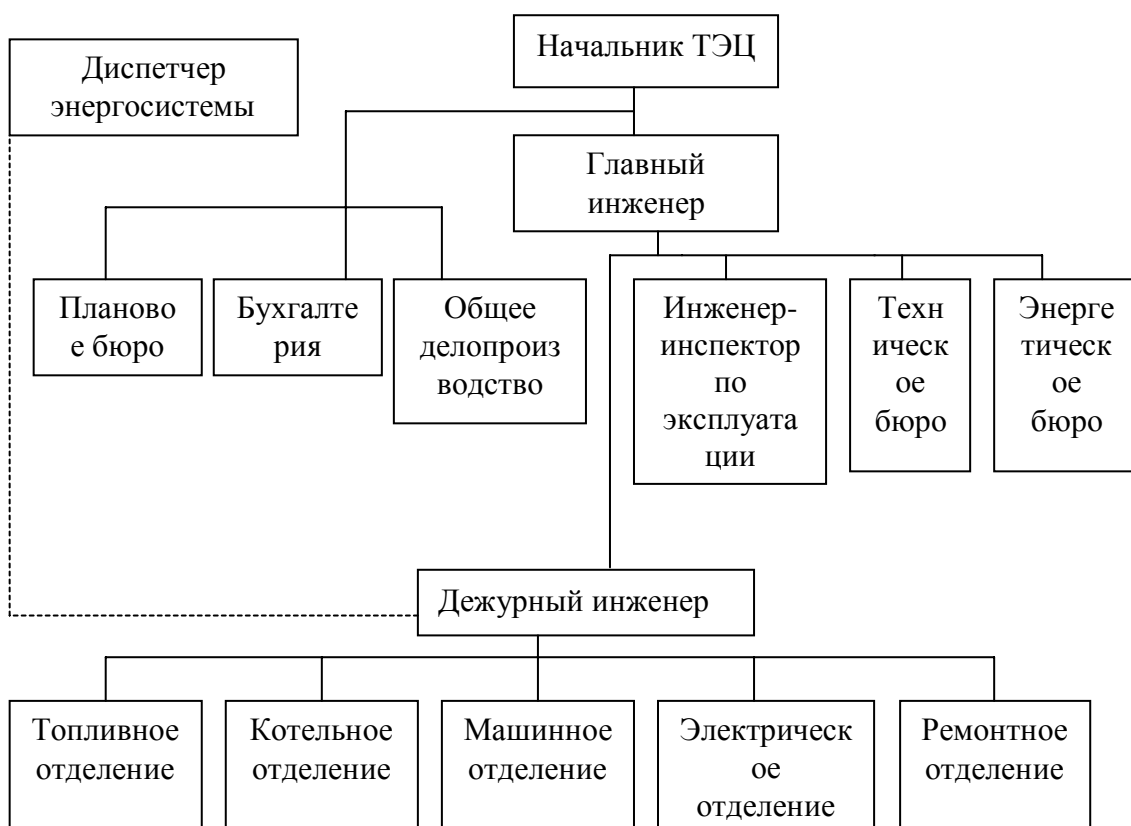


Рис. 2.4. Организационная структура теплоэлектроцентрали промышленного предприятия

При начальнике ТЭЦ и его заместителе (главном инженере) работает небольшой аппарат в составе планового бюро (планирование эксплуатации ТЭЦ, организация труда, хозяйственный расчет); энергетического бюро (технический учет и отчетность, нормирование расхода топлива и электроэнергии, энергобаланс); технического бюро (организация ремонта, контроль за техническим состоянием оборудования ТЭЦ, техническая подготовка и повышение квалификации персонала); бухгалтерии; инженера-инспектора по эксплуатации (контроль за выполнением правил технической эксплуатации, борьба с авариями, техника безопасности).

На заводской ТЭЦ, в сравнении с районной, отсутствуют группы по кадрам, по материально-техническому снабжению, а также по бытовому обслуживанию эксплуатационного персонала (ТЭЦ как цех завода обслуживается в централизованном общезаводском порядке). Заводская ТЭЦ не имеет своего железнодорожного транспорта и базисного склада топлива, ограничиваясь небольшим расходным складом и используя общезаводской топливный склад. На ТЭЦ могут быть объединены топливное и котельное, машинное и электротехническое отделения.

Оперативно-диспетчерское управление эксплуатацией заводской ТЭЦ осуществляется дежурным инженером, руководящим работой всего дежурного персонала станции через соответствующих начальников смен отделений. Дежурный инженер ТЭЦ оперативно подчиняется дежурному энергетiku завода, а при наличии связи с районной энергетической системой – дежурному диспетчеру энергосистемы, выполняя его оперативные распоряжения в отношении включения, регулирования нагрузки и выключения всех станционных агрегатов ТЭЦ.

Контрольные вопросы и задания

1. Каковы особенности энергетического предприятия?
2. Перечислите основные типы управления тепловой электростанцией.
3. Перечислите задачи и функции диспетчерской службы энергосистемы.
4. С помощью каких отделов осуществляется административно-хозяйственное управление ТЭС?
5. Назовите особенности энергетического производства.

6. Кем осуществляется производственно-техническое управление электростанцией?
7. По какому принципу формируются цехи электростанции?
8. В чем заключается принципиальное отличие цеховой и блочно-цеховой структуры ТЭС?
9. Приведите классификацию цехов и обслуживающих хозяйств на ТЭС.
10. Охарактеризуйте организационно-производственную структуру предприятия тепловых сетей.
11. Охарактеризуйте производственную структуру энергетического хозяйства крупного промышленного предприятия.
12. Кем возглавляется энергетическая служба промышленного предприятия?
13. Каковы структура и функции отдела главного энергетика крупного промышленного предприятия?
14. В чем заключается принципиальное отличие организационной структуры заводской ТЭЦ от районной?

3. ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ РЕСУРСЫ И МОЩНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЯ

3.1. Понятие основных и оборотных фондов

При осуществлении производственно-хозяйственной деятельности энергопредприятия формируют внеоборотные и оборотные активы, которые в совокупности составляют денежные и вещественные средства предприятия. В процессе производства фонды потребляются и, следовательно, должны возобновляться в определенной натуральной форме и в определенном размере. Материальные фонды разделяются на средства труда и предметы труда.

Основными производственными фондами называют средства производства, выраженные в денежной форме, а **оборотными** – денежное выражение предметов труда (сырье, материалы, топливо). В табл. 3.1 представлена сравнительная характеристика основных и оборотных фондов.

Таблица 3.1

Сравнительная характеристика основных и оборотных фондов

Признаки сравнения	Основные фонды	Оборотные фонды
1. Длительность оборота	а) обслуживают производство в течение длительного времени; б) участвуют во многих производственных циклах	а) участвуют в процессе производства однократно в течение одного производственного цикла; б) целиком потребляются в каждом производственном цикле
2. Перенесение стоимости	Переносят свою стоимость по частям на готовый продукт в течение длительного времени	Переносят свою стоимость на готовый продукт полностью
3. Характер воспроизводства	Сохраняют в процессе производства свою натуральную форму	Не сохраняют натуральную форму
4. Срок службы	больше года	меньше года

3.2. Классификация и структура основных фондов

В условиях быстрого научно-технического прогресса, значительного развития научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ (НИОКР), помимо морально изношенных средств труда, существует довольно обширный вид средств труда, который нельзя считать основными производственными фондами. Это впервые созданные экспериментальные орудия и средства труда, которые являются незавершенным производством, т.к. они не подготовлены для серийного производства.

В процессе производства значение средств и предметов труда неодинаково. Решающая роль принадлежит средствам труда, т.е. совокупности материальных средств, с помощью которых рабочий воздействует на предмет труда, изменяя его физико-химические свойства. Структура основных средств существенным образом зависит от вида предприятия, отрасли промышленности, климатических и геологических условий.

Структура основных фондов в энергетике приведена в табл. 3.2.

Данные, приведенные в табл. 3.2, показывают, что характерной особенностью структуры основных фондов в энергетике является значительно более высокий, чем по промышленности в целом, удельный вес силового оборудования, сооружений и передаточных устройств. При этом на тепловых станциях стоимость силовых машин и оборудования составляет более половины стоимости основных фондов. Это объясняется тем, что котлотурбинное и электротехническое оборудование является главным и в то же время наиболее дорогим элементом технологической схемы ТЭС. В то же время на ГЭС основная сумма капитальных вложений приходится на гидротехнические сооружения, а в сетях – на энергетические коммуникации.

С повышением мощности электрических станций и котельных возрастает удельный вес активной части основных производственных фондов, в данном случае основного и вспомогательного оборудования. С увеличением напряжения и протяженности сетей удельный вес передаточных устройств имеет тенденцию к снижению, т.к. возрастает стоимость оборудования подстанций и переключательных пунктов.

Основные и оборотные средства (фонды, активы) образуют имущество предприятия, которое записывается в активе бухгалтерского баланса, состоящего из двух частей: актива и пассива (см. рис. 3.1).

В активе баланса отражается имущество предприятия, а в пассиве – источники его формирования.

Таблица 3.2

Структура основных производственных фондов в промышленности и энергетике (%)

Наименование классификационных групп производственных фондов	Промышленность в целом	Энергетика в целом	ТЭС мощностью 2400 Мвт	Мощные ГЭС	Районные сети, включая подстанции	Магистральные ВЛ 330–500 кв	Районные промышленные котельные 50–150 т пара/ч.
Здания	29	15	31,7	17	9	3	12
Сооружения и передаточные устройства	31	50		60	80	70	40
Силовые машины и оборудование	8	30	64,6	14	-	25	33
Рабочие машины	25	3		6	9		10
Прочие основные фонды	7	2	3,7	3	2	2,0	5
Итого	100	100	100	100	100	100	100

Условно основные средства делятся на активные и пассивные.

Активные средства связаны непосредственно с производством продукции, к ним относятся рабочие и силовые машины, оборудование, регулирующие и измерительные приборы. Пассивные создаются с целью обеспечения нормальной работы оборудования и людей. С повышением мощности энергооборудования растет доля активной части. Основные средства могут быть производственного (активная и пассивная часть) и непромышленного назначения. В качестве непромышленных основных средств рассматриваются жилье, медицинские, спортивно-оздоровительные и другие учреждения, обеспечивающие социальные нужды работников предприятия и числящиеся на его балансе.

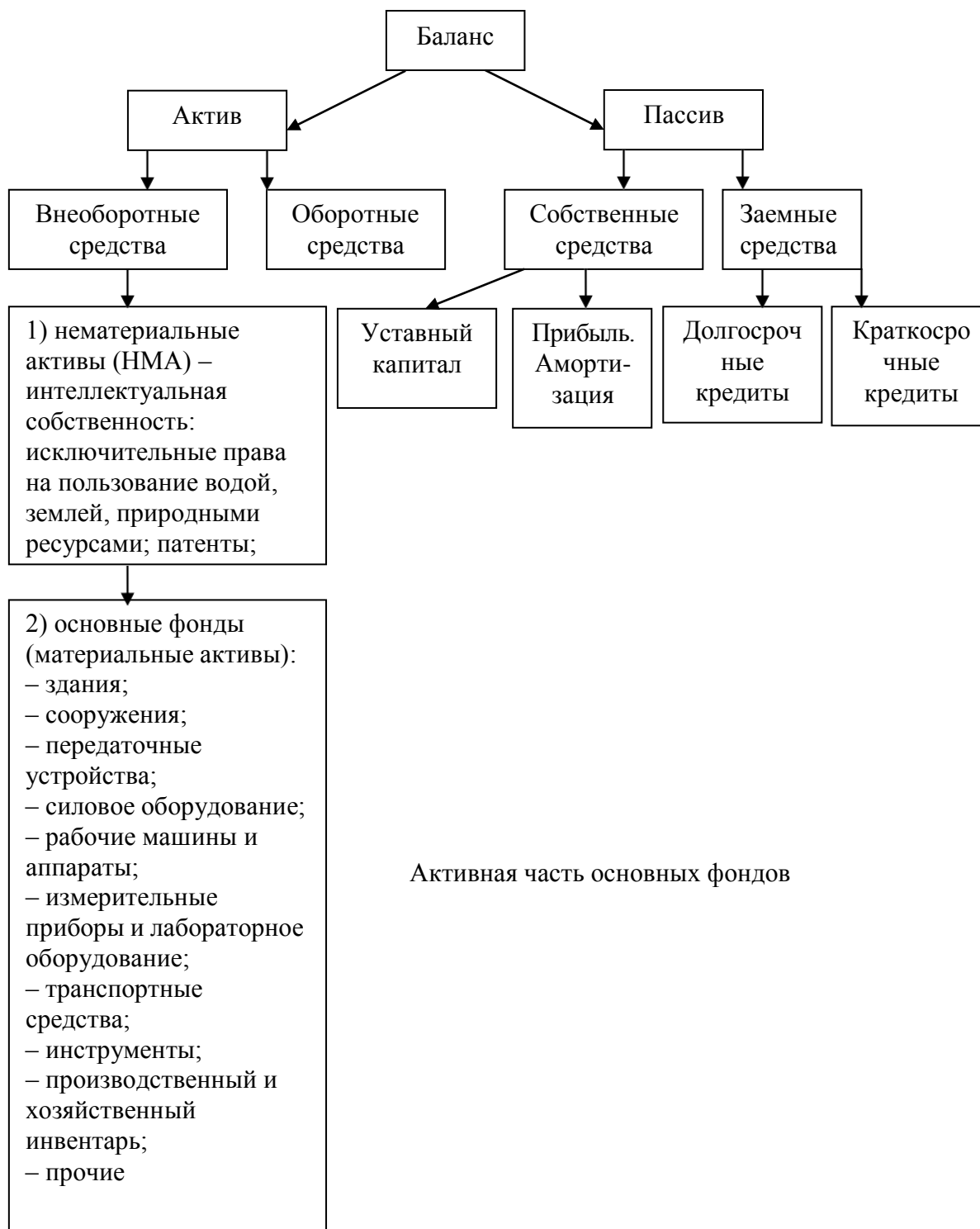


Рис. 3.1. Бухгалтерский баланс предприятия (классификация внеоборотных средств)

Структура основных фондов и перспективы ее изменения являются одним из главных показателей технического прогресса и степени рациональности использования капитальных вложений. Чем выше удельный вес активной части основных фондов, тем производство более эффективно, т.к. больше продукции может быть произведено на рубль первоначальных капитальных вложений (основных фондов).

3.3. Учет и оценка основных фондов (ОФ)

В связи с длительностью функционирования основных средств, их постепенным изнашиванием, изменением условий воспроизводства существует несколько видов денежной оценки основных средств (см. рис. 3.2):

1. **Полная первоначальная стоимость ОФ** ($\Phi_0^{\text{пер}}$) определяется в ценах, действующих во время их создания (проектирование, создание, испытание, транспортировка, монтаж). Она равна фактически произведенным капитальным затратам для постройки объекта и одновременно является **балансовой стоимостью** основных фондов нового предприятия.

2. **Ликвидационная стоимость ОФ** ($\Phi_0^{\text{лик}}$) равна сумме, которая может быть получена от их реализации после окончания срока службы $T_{\text{сл}}$.

3. **Восстановительная стоимость** ($\Phi_0^{\text{вос}}$) – это стоимость воспроизводства ОФ в ценах и нормах данного года (с учетом изменения потребительского спроса и цен на материалы, оборудование, строительно-монтажные работы и т. д.); рассчитывается путем умножения соответствующего коэффициента на балансовую стоимость каждого вида средств, числящихся на учете на дату переоценки. При переоценке первоначальная стоимость основных фондов заменяется восстановительной в год последней переоценки, которая становится балансовой стоимостью ОФ с момента их переоценки.

4. **Остаточная стоимость** ($\Phi_0^{\text{ост}}$) – это первоначальная или восстановительная стоимость фондов за вычетом износа. При линейном характере износа величина $\Phi_0^{\text{ост}}$ для любого времени t (без учета капитального ремонта и модернизации) может быть определена по формуле

$$\Phi_0^{\text{ост}}(t) = (\Phi_0^{\text{пер}} - \Phi_0^{\text{лик}}) \cdot \left(1 - \frac{t}{T_{\text{сл}}}\right) + \Phi_0^{\text{лик}}. \quad (3.1)$$

При $t=0$ $\Phi_0^{\text{ост}} = \Phi_0^{\text{пер}}$;
 при $t=T_{\text{сл}}$ $\Phi_0^{\text{ост}} = \Phi_0^{\text{лик}}$.

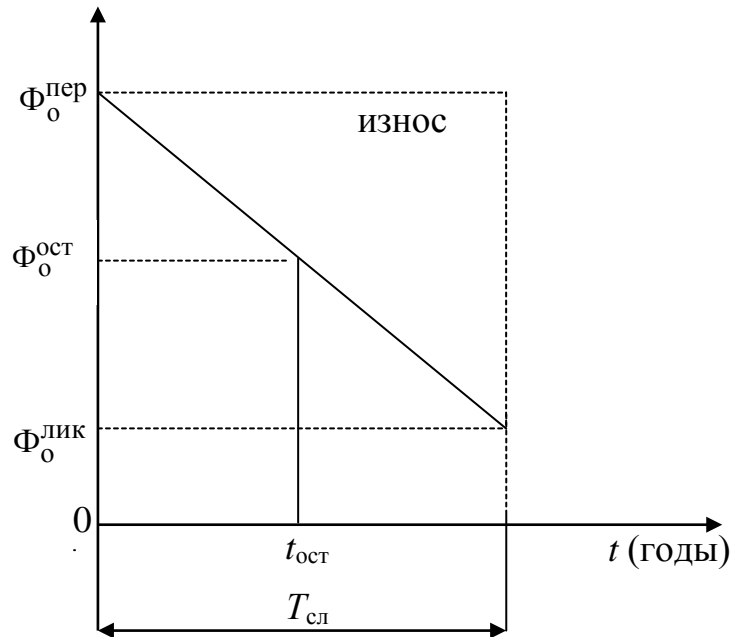


Рис. 3.2. Денежная оценка основных фондов

5. **Среднегодовая величина** стоимости ОФ учитывает их движение, т.е. выбытие и ввод, и определяется по формуле

$$\Phi_0^{\text{с.г.}} = \Phi_0^{\text{н.г.}} + \sum_{i=1}^n \Phi_{oi}^{\text{доп}} \cdot \frac{t_{\text{раб}i}}{12} - \sum_{j=1}^m \Phi_{oj}^{\text{выб}} \cdot \frac{12 - t_{\text{раб}j}}{12}, \quad (3.2)$$

где $\Phi_0^{\text{н.г.}}$ – стоимость ОФ на начало года;

$\Phi_{oi}^{\text{доп}}$ – стоимость дополнительно введенных в течение года i -х элементов ОФ;

$\Phi_{oj}^{\text{выб}}$ – стоимость выбывших j -х элементов ОФ в течение года;

$t_{\text{раб}i}$, $t_{\text{раб}j}$ – соответствующее время работы i -х и j -х элементов ОФ в месяцах, начиная с первого числа месяца, следующего за сроком ввода или выбытия.

Среднегодовая величина стоимости ОФ используется для определения амортизационных отчислений, платы за фонды, показателей эффективности использования фондов.

3.4. Производственные мощности в энергетике

Под производственной мощностью промышленного предприятия принято понимать максимально возможный годовой (суточный) выпуск продукции. При этом имеется в виду полное использование производственного оборудования и площадей с учетом проведения планово-предупредительных ремонтов и применения передовой технологии, а также улучшения организации производства и труда.

В энергетике, в силу ее особенностей, выпуск продукции не может служить основанием для определения производственной мощности энергопредприятия. Так, для электростанции выработка задается энергосистемой и изменяется не только в течение года, но и в течение суток. Поэтому производственная мощность электростанций характеризуется максимальной нагрузкой, которую они могут нести. В свою очередь, максимальная нагрузка определяется мощностью основного оборудования (мощностью силовых агрегатов). Различают установленную, эксплуатационную, диспетчерскую и рабочую мощности.

1. **Установленная мощность** станции или системы определяется как сумма номинальных мощностей ($N_{\text{НОМ}}$) всех установленных на станции агрегатов (указывается в паспорте агрегата):

$$N_y = \sum N_{\text{НОМ}} \cdot \quad (3.3)$$

2. **Эксплуатационная, или располагаемая, мощность** рассчитывается по формуле

$$N_{\text{экспл}} = N_y - \sum N_{\text{неисп}} \cdot \quad (3.4)$$

где $N_{\text{неисп}}$ – неиспользуемая мощность.

Неиспользуемая мощность определяется недостаточностью или неполноценностью энергоресурса: снижением расходов воды в реке, недостаточностью топлива или снижением качества (торф); изменением величины, режима и параметров нагрузки; ухудшением качества эксплуатации: снижением начальных параметров давления и температуры пара и т.д. Таким образом, одновременно для каждой станции выявляются возможности использовать в качестве местного ремонтного резерва ее неиспользуемую мощность.

3. **Рабочая мощность станции** (диспетчерская располагаемая) определяется как разность между эксплуатационной мощностью и мощностью агрегатов, находящихся в ремонте:

$$N_{\text{расп}}^{\text{дисп}} = N_{\text{экспл}} - \sum N_{\text{рем}} \cdot \quad (3.5)$$

4. **Рабочая мощность энергосистемы** рассчитывается по формуле

$$N_{\text{раб}}^{\text{сист}} = N_{\text{расп}}^{\text{дисп}} - \sum N_{\text{рез}}, \quad (3.6)$$

где $N_{\text{рез}}$ – суммарный необходимый резерв мощности энергосистемы: аварийный, ремонтный, нагрузочный.

Повышение эффективности энергетического производства требует наиболее полного использования производственных фондов, что отражается на использовании производственной мощности.

3.5. Эффективность использования основных фондов и мощности

К показателям эффективного использования основных фондов относятся:

1. Показатель **фондоотдачи** – это отношение годовой продукции (П) (выручки от реализации) к среднегодовой стоимости основных фондов:

$$\Phi_{\text{отд}} = \frac{\text{П}}{\text{Ф}_{\text{о.г.}}^{\text{с.г.}}} \cdot \quad (3.7)$$

Годовой объем продукции определяется как

$$\text{П} = \tau_{\text{э.э.}} \cdot \text{Э}_{\text{Г}} + \tau_{\text{т.э.}} \cdot \text{Q}_{\text{Г}} + \text{КР}^{\text{с}} + \text{П}_{\text{доп}},$$

где $\tau_{\text{э.э.}}$, $\tau_{\text{т.э.}}$ – тарифы на электрическую и тепловую энергию;

$\text{Э}_{\text{Г}}$, $\text{Q}_{\text{Г}}$ – количество отпущенной электроэнергии и тепла;

$\text{КР}^{\text{с}}$ – капитальный ремонт, выполненный собственными силами;

$\text{П}_{\text{доп}}$ – выручка от побочной деятельности.

В энергетике, как и в промышленности, продукция подразделяется на следующие виды:

а) валовая продукция (величина выработки энергии)

$$\text{П}_{\text{вал}} = \tau_{\text{ср.э}}^{\text{н}} \cdot \text{Э}_{\text{Г}}^{\text{выр}} + \tau_{\text{ср.т}}^{\text{н}} \cdot \text{Q}_{\text{Г}}^{\text{выр}}, \quad (3.8)$$

где $\tau_{\text{ср.э}}^{\text{н}}$, $\tau_{\text{ср.г}}^{\text{н}}$ – средний неизменный тариф на электроэнергию и тепло соответственно;

$\mathcal{E}_{\text{Г}}^{\text{выр}}$, $Q_{\text{Г}}^{\text{выр}}$ – величина выработанной энергии;

б) товарная продукция (энергия, отпущенная потребителю)

$$\Pi_{\text{тов}} = \tau_{\text{ср.э}} \cdot (\mathcal{E}_{\text{выр}} - \mathcal{E}_{\text{сн}} - \mathcal{E}_{\text{пот}}) + \tau_{\text{ср.г}} \cdot (Q - Q_{\text{сн}} - Q_{\text{пот}}), \quad (3.9)$$

где $\tau_{\text{ср.э}}$, $\tau_{\text{ср.г}}$ – средний действующий тариф данной энергосистемы на электроэнергию и тепло соответственно;

$\mathcal{E}_{\text{пот}}$, $Q_{\text{пот}}$ – потери электроэнергии и тепла в сетях;

$\mathcal{E}_{\text{сн}}$, $Q_{\text{сн}}$ – затраты энергии на собственные нужды;

в) реализованная продукция (проданная и оплаченная энергия)

$$\Pi_{\text{реал}} = \Pi_{\text{тов}} \pm A, \quad (3.10)$$

где A – абонентские задолженности (сумма неплатежей).

2. Фондоёмкость – это обратная величина фондоотдачи, определяется по следующей формуле:

$$\Phi_{\text{е}} = \frac{\Phi_{\text{о}}^{\text{с.г.}}}{\Pi}. \quad (3.11)$$

Показатели фондоотдачи и фондоёмкости характеризуют работоспособность производственных фондов.

3. Фондовооруженность показывает, как вооружен персонал технически, и определяется по формуле

$$\Phi_{\text{в}} = \frac{\Phi_{\text{о}}^{\text{с.г.}}}{\mathcal{C}_{\text{сп}}}, \quad (3.12)$$

где $\mathcal{C}_{\text{сп}}$ – среднесписочная численность персонала.

Эффективное использование ОФ в народном хозяйстве и в энергетике имеет очень большое значение. Реальным критерием степени использования ОФ является количество получаемой с них продукции. Вопрос об эффективном использовании ОФ связан в целом с организацией производства и труда. При этом основную роль в решении этого вопроса в энергетике (в период ее эксплуатации) играет оптимальное использование оборудования.

Следует различать **интенсивное и экстенсивное** использование оборудования (производственной мощности).

Количество продукции, которое получено на данном оборудовании, зависит:

- от количества продукции, получаемой с оборудования в единицу времени, т.е. **интенсивного** использования оборудования (по мощности);
- от использования оборудования во времени, т.е. **экстенсивного** использования (по выработке энергии).

Степень использования производственной мощности в энергетике характеризуют следующие показатели:

1. **Коэффициент экстенсивного использования**; характеризует использование оборудования во времени и определяется по формуле

$$K_э = \frac{T_ф}{T_{кал}}, \quad (3.13)$$

где $T_ф$ – фактическое время работы энергооборудования;

$T_{кал}$ – календарное время.

Если раньше значительную роль играли экстенсивные факторы, т.е. значительная доля прироста объема продукции обеспечивалась вводом в строй новых объектов, то в современных условиях дальнейшее увеличение производства возможно в основном за счет его интенсификации.

2. **Коэффициент интенсивного использования** оборудования; может быть рассчитан по формуле

$$K_и = \frac{\mathcal{E}_ф}{\mathcal{E}_{макс}} = \frac{\mathcal{E}_ф}{N_y \cdot T_ф} = \frac{N_{ср}}{N_y}, \quad (3.14)$$

где $N_{ср}$ – средняя рабочая мощность энергооборудования;

N_y – установленная мощность энергооборудования;

3. **Коэффициент использования мощности**; является общим, или интегральным, показателем, который определяется как произведение экстенсивного и интенсивного коэффициентов:

$$K_{исп} = K_и \cdot K_э = \frac{\mathcal{E}_ф}{8760 \cdot N_y}, \quad (3.15)$$

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

4. **Число часов использования установленной мощности** h_y ; является синтетическим показателем использования ОФ и по мощности и по времени и зависит от графика нагрузки, надежности эксплуатации,

сроков простоя оборудования в ремонте, величины резервной мощности в энергосистеме. Он определяется как отношение годовой выработки электроэнергии (теплоты) к установленной электрической (тепловой) мощности электрооборудования:

$$h_y = \frac{\mathcal{E}_r}{N_y} = K_{исп} \cdot 8760. \quad (3.16)$$

5. Число часов использования максимальной нагрузки h_{max} учитывает характер изменения графика электрической нагрузки и означает то число часов, которое потребовалось бы для выработки энергии при работе с максимальной нагрузкой

$$h_{max} = \frac{\mathcal{E}_r}{N_{max}}. \quad (3.17)$$

6. Коэффициент резерва (R); определяется по формуле

$$R = \frac{N_y}{N_{max}} = \frac{h_{max}}{h_y}. \quad (3.18)$$

Величина h_y может быть равна величине h_{max} лишь при условии, что $R=1$, т.е. при отсутствии резерва, а т.к. в энергетике резерв должен быть всегда, то h_y всегда меньше h_{max} ($h_y < h_{max}$).

7. Коэффициент готовности; характеризует полноту использования оборудования и степень его эксплуатационной надежности:

$$K_{гот} = \frac{T_{раб} + T_{рез}}{T_{кал}}, \quad (3.19)$$

где $T_{рез}$ – время нахождения оборудования в резерве.

Дальнейшее увеличение h_y , т.е. лучшее использование основных фондов, может быть осуществлено за счет:

- уменьшения величины резерва, что происходит при объединении станций в системы, систем – в объединенные системы;
- снижения длительности ремонтного простоя энергооборудования;
- мероприятий, направленных на выравнивание (уплотнение) графика нагрузки.

3.6. Амортизация основных фондов

В процессе производства происходит износ ОФ. Он выражается в постепенной утрате ими своей стоимости и снижении технико-экономических показателей. При этом имеет место две формы износа – **физический и моральный.**

Физический износ в энергетике происходит вследствие износа металла, который подвергается интенсивному воздействию высоких температур, давлений, больших механических усилий, коррозии, влияния золы и вследствие простого старения строительных конструкций, что приводит к постепенному удешевлению ОФ.

Моральный износ состоит в том, что ОФ технически стареют, становятся малоэффективными под действием экономических факторов, связанных с научно-техническим прогрессом. Моральный износ связан с изготовлением более экономичных и производительных новых типов машин аналогичного назначения. Виды износа ОФ представлены на рис. 3.3.

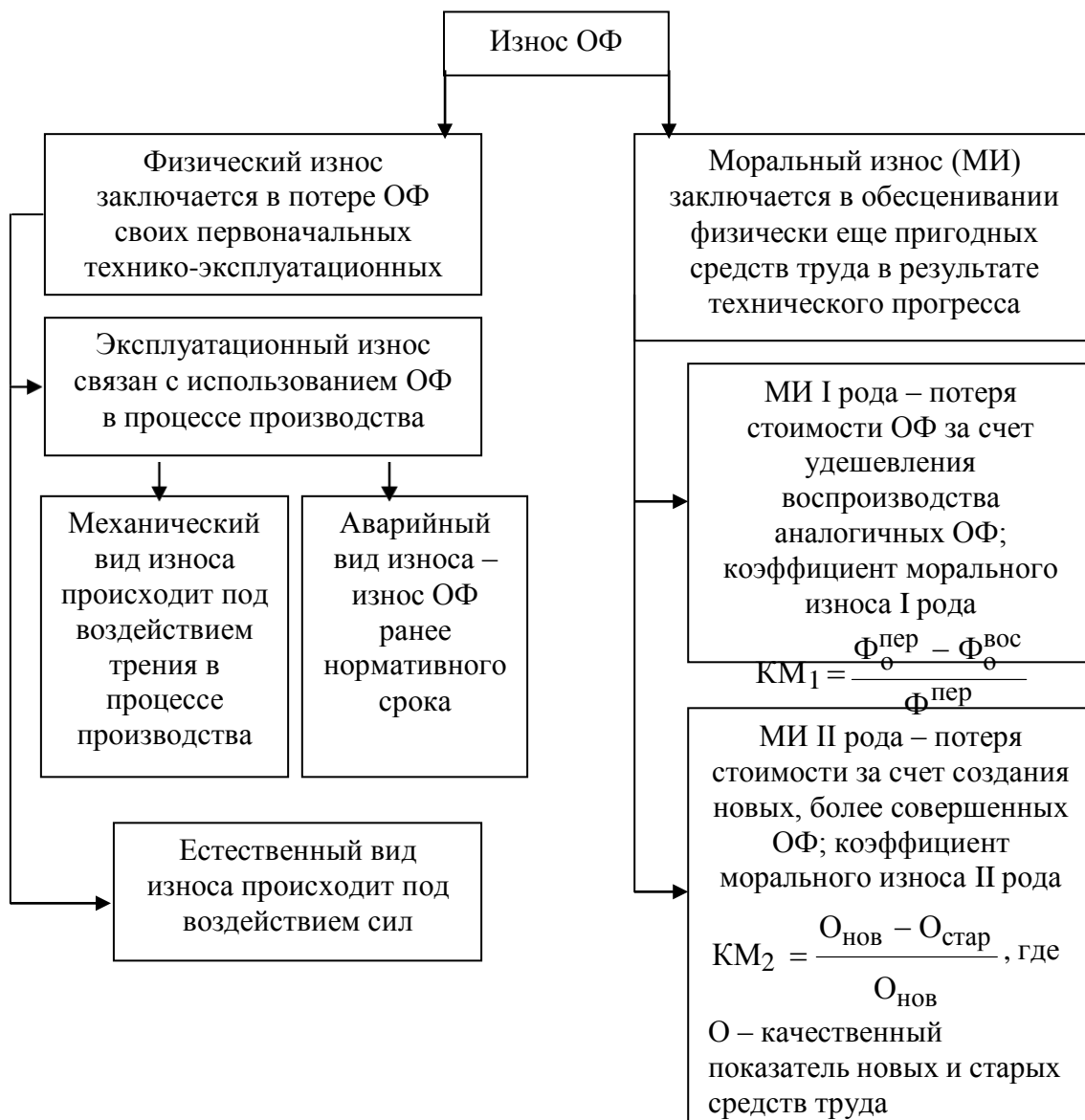


Рис. 3.3. Виды износов основных фондов

Под амортизацией следует понимать единство двух противоположных экономических явлений:

- постепенное снашивание средств труда вследствие их физического и морального износа;
- восстановление стоимости, т.е. возмещение этого снашивания путем периодического отчисления определенных сумм, включаемых в себестоимость продукции, производимой при помощи указанных средств труда.

Амортизацией называется процесс постепенного перенесения стоимости основных средств на производимую продукцию с целью

образования фонда денежных средств, для последующего полного или частичного их восстановления.

Величина амортизационного фонда (А) за срок службы ОФ создается за счет доходов от реализации продукции и определяется по формуле

$$A = \sum_{i=1}^n (\Phi_{oi}^{\text{пер}} - \Phi_{oi}^{\text{лик}}). \quad (3.20)$$

Годовые амортизационные отчисления ($I_{амi}$) – это часть утраченной стоимости основных средств (износа), включаемая в себестоимость:

$$I_{амi} = \frac{A_i}{T_{сли}}, \quad (3.21)$$

где A_i – амортизационный фонд i -го элемента ОФ за срок его службы.

Размер амортизационных отчислений зависит от среднегодовой стоимости основных средств и нормы амортизации.

Норма амортизации i -го элемента ОФ – это процентное отношение годовой суммы амортизации к первоначальной стоимости этого элемента:

$$H_{амi} = \frac{I_{амi}}{\Phi_{oi}^{\text{пер}}} = \frac{\Phi_{oi}^{\text{пер}} - \Phi_{oi}^{\text{лик}}}{T_{сли} \cdot \Phi_{oi}^{\text{пер}}}. \quad (3.22)$$

Ежегодные отчисления на амортизацию ($I_{ам}$) определяются по формуле

$$I_{ам} = \bar{H}_{ам} \cdot \Phi_0^{\text{с.г.}}, \quad (3.23)$$

где $\bar{H}_{ам}$ – средняя норма амортизации;

$\Phi_0^{\text{с.г.}}$ – среднегодовая стоимость ОФ.

Средняя норма амортизации ОФ определяется как

$$\bar{H}_{ам} = \sum_{i=1}^n \left(H_{амi} \cdot \frac{\Phi_{oi}^{\text{пер}}}{\sum \Phi_{oi}^{\text{пер}}} \right). \quad (3.24)$$

На рис. 6.4 представлены факторы, определяющие уровень затрат на амортизацию.



Рис. 3.4. Факторы, определяющие уровень затрат на амортизацию на электростанции

Энергетика относится к числу тех отраслей, где темпы НТП особенно значительные, поэтому в энергетике необходимо учитывать и отражать моральный износ, и прежде всего в нормах амортизационных отчислений и соответственно в сроках службы.

Степень эффективности ОФ зависит не только от структуры, но и от качественного состояния, которое может быть охарактеризовано следующими показателями:

- **коэффициентом обновления** $K_{\text{обн}}$, определяемым по формуле

$$K_{\text{обн}} = \frac{\Phi_0^{\text{доп}}}{\Phi_0^{\text{к.г.}}}, \quad (3.25)$$

где $\Phi_0^{\text{доп}}$ – стоимость вновь вводимого оборудования;

$\Phi_0^{\text{к.г.}}$ – стоимость оборудования на конец года;

- **коэффициентом выбытия** $K_{\text{выб}}$, определяемый по формуле

$$K_{\text{выб}} = \frac{\Phi_{\text{выб}}}{\Phi_0^{\text{н.г.}}}, \quad (3.26)$$

где $\Phi_{\text{выб}}$ – стоимость выбывшего оборудования;

$\Phi_0^{\text{н.г.}}$ – стоимость оборудования на начало года.

Если $K_{\text{обн}} \gg K_{\text{выб}}$, то происходит расширение производства. Следует отметить, что в настоящее время выбытие и замена ОФ происходят неоправданно медленно.

Таким образом, кругооборот ОФ, изменение их стоимости и перенос утраченной стоимости на готовый продукт можно представить в виде следующей схемы (рис. 3.5):

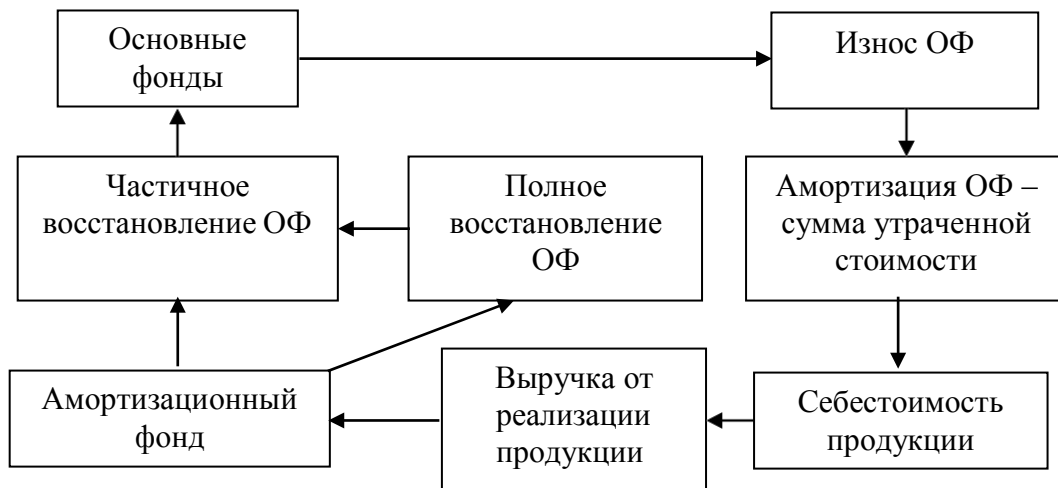


Рис. 3.5. Кругооборот основных фондов

3.7. Классификация и структура оборотных средств

Для обеспечения непрерывного производственного процесса предприятию нужны оборотные средства. По характеру участия в производственном процессе оборотные средства делятся на оборотные фонды и фонды обращения (см. рис. 3.6).

Оборотные фонды – это те средства, которые полностью потребляются в одном производственном цикле и полностью переносят стоимость на готовый продукт. Они делятся на три части:

1. Производственные запасы топлива, сырья, энергии на собственные нужды.

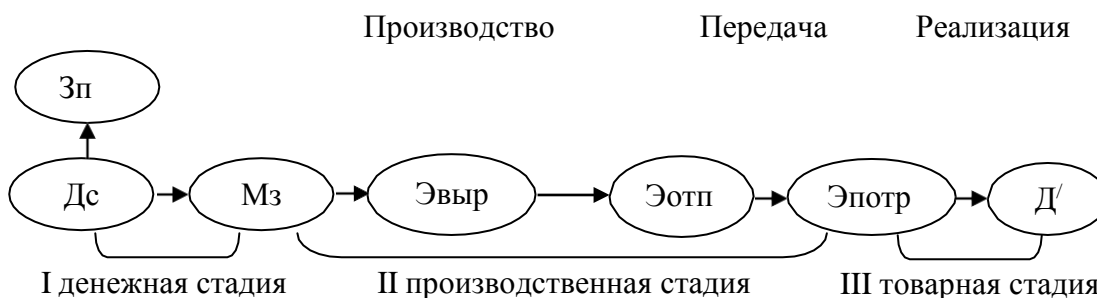
2. Незавершенное производство: предметы труда, находящиеся в процессе производства; полуфабрикаты ремонтных мастерских.

3. Расходы будущих периодов (затраты на подготовку и освоение новой продукции); в энергетике это затраты на модернизацию. В целях обеспечения непрерывности производства необходимо, чтобы предприятие имело средства не только в сфере производства, но и в сфере обращения, т.е. так называемые фонды обращения.



Рис. 3.6. Структура оборотных средств

Оборотные средства всегда находятся в движении и проходят три стадии кругооборота, изменяя свою форму (см. рис. 3.7). На первой стадии кругооборота оборотные средства, или денежный капитал, из денежной формы переходит в товарную. На этой стадии приобретаются предметы труда и рабочая сила.



- Дс – денежные средства;
- Мз – производственные запасы;
- Эвыр – выработанная электроэнергия;
- Эотп – отпущенная электроэнергия;

Эпотр – потребляемая электроэнергия;
Д' – деньги, полученные от реализации энергии.

Рис. 3.7. Кругооборот оборотных средств

На второй стадии производственные запасы при участии орудий труда и рабочей силы превращаются в готовую продукцию. На этой стадии происходит процесс производительного потребления производственных запасов.

На третьей стадии энергетическое предприятие реализует готовую продукцию (электроэнергию) и средства, высвобождаясь из товарной формы, вновь принимают денежную форму. Кругооборот считается завершенным, когда денежные средства за реализованную продукцию поступят на расчетный счет предприятия. Таким образом, непрерывно создаются условия для возобновления процесса производства.

В зависимости от источников формирования оборотные средства делятся на собственные и заемные.

Собственные оборотные средства формируются предприятием в минимальных размерах, необходимых для бесперебойной работы. Источниками формирования собственных оборотных средств являются прибыль, безвозмездная передача товарно-материальных ценностей от капитального строительства или перераспределение прибыли вышестоящими инстанциями.

Заемные средства формируются в основном за счет кредитов банка и используются в связи с необходимостью производить сезонные затраты, связанные с созданием сверхнормативных запасов топлива на электростанции и проведением капитальных ремонтов на энергопредприятиях.

По принципу организации учета и планирования оборотные средства делятся на **нормируемые и ненормируемые**. **Нормируемые оборотные средства** состоят из производственных запасов топлива, вспомогательных материалов, запасных частей для ремонта, расходов будущих периодов. **К ненормируемым оборотным средствам** относятся денежные средства и средства в расчетах, а также готовая продукция.

Повышение эффективности использования оборотных средств неразрывно связано с совершенствованием их нормирования, для чего необходимо в энергетике:

1. Разработать технически обоснованные нормы расходов материалов и запасных частей.
2. Создать отраслевую методику нормирования оборотных средств;

3. Определить степень централизации производственных запасов, в частности аварийных.

3.8. Виды запасов

Определение потребности (нормирование) в собственных средствах – это процесс разработки экономически обоснованных норм запаса материальных ресурсов (T^H) в днях и норматива оборотных средств под эти запасы, т.е. определение сумм оборотных средств, необходимых для образования постоянных минимальных и в то же время достаточных запасов.

Нормы запасов подразделяются на **оборотные (текущие) и страховые (гарантийные)**. Иногда создаются сезонные запасы (сезонная добыча торфа, сезонная транспортировка топлива по воде).

Текущий запас – это запас, необходимый для снабжения производства в периоды между поступлениями очередных партий поставок сырья.

Страховой запас создается для гарантий от внезапных задержек и перебоев в поступлении сырья и материалов.

В энергетике возникает необходимость в **подготовительном, или технологическом, запасе**. Он требуется на внутростанционную транспортировку топлива и его подготовку (пылеприготовление).

Нормы рассчитываются, как правило, по элементам (по видам основных и вспомогательных материалов, запасных частей) и т. д. Например, текущий (нормативный) запас топлива (B_y^H) на ТЭС в т у. т. определяется как

$$B_y^H = (\mathcal{E}_{\text{сут}} \cdot \epsilon_s + Q_{\text{сут}} \cdot \epsilon_q) \cdot T_n, \quad (3.27)$$

где T_n – норма запаса топлива в сутках;

ϵ_s, ϵ_q – удельный расход условного топлива на выработанный кВт·ч. электроэнергии и на Гкал отпускаемого потребителям тепла.

Норма запаса топлива определяется, исходя из запасов угля на 1 мес. работы, $T_n = 30$ дней; мазута – на 15 суток.

Расход натурального топлива определяется по формуле

$$B_H^H = \frac{B_y^H \cdot 7000}{Q_p^H}, \quad (3.28)$$

де Q_p^H – калорийность натурального топлива, ккал/кг.
 Норматив запаса топлива рассчитывают по формуле

$$\Phi_{об}^H = B_H^H \cdot Ц_T, \quad (3.29)$$

где $Ц_T$ – цена топлива.

Годовые затраты ТЭС на топливо определяются как

$$И_T = B \frac{7000}{Q_p^H} \cdot (Ц_T + Ц_{тр.т}) \cdot \left(1 + \frac{\alpha_{пот}(\%)}{100} \right), \quad (3.30)$$

где B – годовой расход топлива на электростанции в т у. т.;
 Q_p^H – калорийность натурального топлива;
 $Ц_T$ – преysкурантная цена топлива, (руб./т н. т.);
 $Ц_{тр.т}$ – затраты на транспортировку 1 т н. т.;
 $\alpha_{пот}(\%)$ – процент потерь топлива при перевозках по ж/д, разгрузке вагонов, хранении и т. д.

3.9. Показатели эффективности использования оборотных средств и пути их улучшения

Важнейшими показателями эффективного использования оборотных средств являются следующие:

1. **Коэффициент оборачиваемости** (n) или число оборотов за период T (месяц – 30, квартал – 90, год – 360):

$$n = \frac{\Pi}{\Phi_{об.ср.}}, \quad (3.31)$$

где Π – сумма реализованной продукции за период T ;

$\Phi_{об.ср.}$ – средний остаток оборотных средств.

2. **Длительность оборота в днях** – это время, в течение которого оборотные средства совершают полный кругооборот, т.е. проходят период производства и период обращения, который определяется по формуле

$$t = \frac{T}{n} = \frac{T \cdot \Phi_{об.ср.}}{\Pi} \quad (3.32)$$

3. **Коэффициент загрузки оборотных средств** (K_3); характеризует сумму оборотных средств, затраченных на один рубль реализованной продукции:

$$K_3 = \frac{1}{n} = \frac{\Phi_{\text{об.ср.}}}{\Pi} \quad (3.33)$$

4. **Сумма высвобождения или иммобилизации оборотных средств** (C_B); в результате ускорения или замедления оборачиваемости оборотных средств рассчитывается как

$$C_B = \frac{\Pi_1}{T}(t_0 - t_1), \quad (3.34)$$

где Π_1 – сумма реализации продукции в текущем периоде;

t_0, t_1 – длительность оборота средств в базисном и текущем периодах в днях.

При увеличении скорости оборота средств уменьшается потребность в оборотных средствах – высвобождаются оборотные средства. При замедлении скорости оборота увеличивается потребность в оборотных средствах, т.е. происходит привлечение дополнительных оборотных средств.

Пути повышения эффективности использования оборотных средств

Пути ускорения оборачиваемости оборотных средств в энергетике, исходя из трех стадий кругооборота, можно свести к следующим:

1. Снижение удельных расходов топлива на единицу выработанной энергии.

2. Замена дорогостоящего и дефицитного топлива, материалов менее дорогими и недефицитными, где это целесообразно.

3. Упорядочение хранения топлива и выдачи материалов в производство, а также уменьшение потерь при транспортировке.

4. Выявление ненужных для производства и излишних материалов с целью их реализации.

5. Выбор оптимального варианта поставок с целью уменьшения срока доставки и снижения транспортно-заготовительных расходов, что приводит к сокращению оборотных средств без снижения натурального объема запасов топлива и материалов.

6. Работа с потребителями по ликвидации дебиторской задолженности.

Контрольные вопросы и задания

1. Назовите отличительные особенности производственного процесса в энергетике.
2. Каков характер участия основных и оборотных средств в производственном процессе?
3. Перечислите группы основных фондов и укажите активную и пассивную части.
4. Что собой представляет физический износ и перечислите факторы, влияющие на него.
5. Укажите сущность морального износа и его виды.
6. Перечислите денежные оценки основных фондов и охарактеризуйте каждую из них.
7. Что понимают под физическим, моральным сроком службы и сроком амортизации? Какие возможны соотношения между этими сроками?
8. Что такое норма амортизации и годовые амортизационные отчисления?
9. Перечислите и охарактеризуйте виды мощностей энергопредприятий.
10. Дайте характеристику оборотных средств и их структуры.
11. Перечислите факторы, влияющие на величину оборотных фондов.
12. Охарактеризуйте показатели эффективности использования основных фондов – фондоемкость, фондовооруженность, фондоотдачу.
13. Охарактеризуйте показатели эффективности использования оборотных средств – число оборотов, время оборачиваемости.
14. Что такое норма и норматив запаса сырья, материалов, топлива? Как они определяются?
15. Перечислите основные пути повышения эффективности использования основных фондов и оборотных средств в энергетике.

4. СЕБЕСТОИМОСТЬ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ПРОДУКЦИИ

Производственные затраты в промышленности и энергетике называют либо годовыми издержками производства, либо эксплуатационными расходами, либо текущими затратами. Себестоимость является важнейшим качественным показателем работы предприятия. В ней отражаются все основные факторы производственной деятельности: уровень производительности труда, степень механизации и автоматизации производственных процессов, уровень использования основных фондов, экономичность расходования топлива, сырья, материалов и энергии, качество эксплуатации и организации производства. Снижение себестоимости – основа повышения эффективности общественного производства и один из путей увеличения прибыли и рентабельности предприятия.

Себестоимость продукции представляет собой суммарные затраты живого и овеществленного труда в денежном выражении на производство и реализацию продукции.

Формирование себестоимости в энергетике имеет ряд особенностей:

1. Себестоимость энергии учитывает затраты не только на производство, но и на передачу и распределение энергии (обусловлено неразрывной связью между производством и передачей энергии).

2. Отсутствие незавершенного производства ведет к тому, что издержки производства за определенный отрезок времени полностью могут быть отнесены на себестоимость произведенной энергии.

3. На себестоимость энергии влияют расходы по содержанию резерва мощности на электростанциях и в электросетях для обеспечения бесперебойности энергоснабжения потребителей.

4. Уровень себестоимости энергии может значительно изменяться по отдельным типам электростанций и энергосистемам.

5. Зависимость себестоимости от вида и качества сжигаемого топлива.

6. Невозможность отключения от источников энергии некоторых потребителей социального назначения.

4.1. Виды себестоимости

Как всякое сложное, комплексное понятие «себестоимость» имеет довольно много видов и разновидностей, нуждающихся в классификации.

Виды себестоимости различаются:

1) по периоду разработки: *плановая и фактическая себестоимость*. Плановая себестоимость представляет собой затраты предприятия, исходя из технико-экономических норм и нормативов расходования сырья (топлива), энергии, вспомогательных материалов, использования оборудования, трудовых затрат, плановых цен. Фактическая себестоимость характеризует размеры действительно израсходованных средств на выпуск продукции, определенных по фактическим материальным, трудовым и финансовым затратам;

2) по показателям объемов производства:

– себестоимость *валовой продукции* (в энергетике – *себестоимость выработки энергии*); определяется делением годовых издержек электростанции или энергогенерирующего объекта к объему валовой продукции);

– себестоимость *товарной продукции* – это отношение тех же издержек производства к объему товарной продукции, т.е. к *отпущенной энергии*.

Принципиально возможно существование себестоимости *реализованной продукции* как отношение издержек энергосистемы к объему реализации (к величине *оплаченной* продукции), которую очень трудно вычислить на практике, поскольку запаздывающие платежи могут поступить в любой момент;

3) по степени учета производственных затрат и по экономическому содержанию: цеховую, заводскую, полную или коммерческую.

– цеховая себестоимость включает только расходы на производство продукции в данном цехе с учетом затрат на сырье, основные и вспомогательные материалы;

– заводская себестоимость вычисляется по затратам отдельных цехов предприятия и общезаводским расходам;

– полная, или коммерческая, себестоимость энергии (энергосистемы) включает все затраты на ее производство ($I_{\text{пр}}$), передачу и распределение ($I_{\text{пер.и рас.}}$), с учетом затрат на покупную энергию ($I_{\text{пок}}$) и общесистемных расходов на содержание аппарата управления и энергосбыта ($I_{\text{общ}}$), и определяется по следующей формуле:

$$I_{\text{э}} = I_{\text{пр}} + I_{\text{пер.и рас.}} + I_{\text{пок}} + I_{\text{общ}} ; \quad (4.1)$$

4) по стадиям энергетического потока на пути «природный энергоресурс – потребитель»:

– себестоимость *производства энергии*; относится к электростанциям и другим энергогенерирующим объектам; вычисляется как отношение издержек к объему произведенной энергии (выработанной или отпущенной);

– себестоимость *передачи (распределения) энергии*; относится к предприятиям электрических и тепловых сетей; равна сумме годовых текущих затрат сетевого предприятия, деленной на объем отпущенной энергии (за вычетом потерь в сетях).

4.2. Классификация производственных затрат

Существует два принципиально различных подхода к классификации производственных затрат: по элементам и по статьям калькуляции. Чтобы различать эти системы годовых издержек, необходимо ясно представлять себе классификационные признаки.

Элементы затрат характеризуют процесс производства, который можно рассматривать как соединение трех взаимодействующих компонентов, каковыми являются:

- *средства труда* – здания, сооружения, машины, оборудование, передаточные устройства, приборы и т. п.; их экономическое выражение – основные производственные фонды;

- *предметы труда* – сырье, основные и вспомогательные материалы, комплектующие и т. д.; их экономическое выражение – оборотные средства;

- *сам труд* – рабочая сила; экономическое выражение – фонд оплаты труда.

Кроме того, особенно важное значение имеет *управление процессами производства и труда*, так что этот элемент также присутствует в сметах затрат, чаще всего в виде «прочих расходов» (называемых в энергетике общесистемными, общестанционными и пр., в зависимости от типа энергетического объекта).

К элементам расходов относятся следующие группы затрат:

- 1) материальные затраты (основные и вспомогательные материалы, топливо, вода, необходимые виды энергии и энергоносители), I_T ;

- 2) затраты на оплату труда, включая основную и дополнительную заработную плату (фонд заработной платы) только эксплуатационных рабочих и ИТР; премиальный фонд, выплата которого осуществляется за счет себестоимости, $I_{з.п.}$;

- 3) социальные отчисления на фонд зарплаты – на социальное страхование, в пенсионный фонд, на обязательное медицинское страхование, предусмотренные действующим законодательством, $I_{с.о.}$;
- 4) амортизационные отчисления, $I_{ам}$;
- 5) прочие расходы, $I_{пр}$.

Суммарные эксплуатационные расходы на производство энергии ($I_э$) укрупнено можно выразить следующим образом, р./год:

$$I_э = I_T + I_{з.п.} + I_{с.о.} + I_{ам} + I_{пр}. \quad (4.2)$$

Процентное соотношение экономических элементов в общей сумме издержек представляет их структуру, которая по отдельным типам энергопредприятий весьма различна (табл. 4.1). Как следует из данных табл. 4.1, основным элементом затрат в структуре издержек производства по ТЭС и АЭС являются затраты на топливо. Широкий диапазон колебаний их доли (50–70 %) в основном объясняется большими различиями в рыночных ценах на топливо, в зависимости от его вида, теплоты сгорания и дальности транспорта. Большая доля амортизации на АЭС возникает из-за более высокой фондоемкости этого типа электростанций по сравнению с ТЭЦ и ГРЭС.

Таблица 4.1

Структура себестоимости производства электроэнергии на электростанциях различных типов, %

Составляющие себестоимости электроэнергии	ТЭС и АЭС	ГЭС	Сети
Топливо	50 – 70	–	–
Амортизация	28 – 18	80 – 85	50 – 60
Заработная плата	10 – 6	6 – 8	24 – 20
Прочие	12 – 6	14 – 7	26 – 20
В с е г о	100	100	100

Высокий удельный вес амортизации в структуре элементов затрат по ГЭС и сетевым предприятиям объясняется отсутствием затрат на топливо. Кроме того, для ГЭС характерна чрезвычайно высокая стоимость основных производственных фондов. На величину себестоимости производства электроэнергии на ГЭС в большей степени влияют природные факторы, и прежде всего водность года. Основной составляющей годовых издержек на ГЭС являются амортизационные отчисления.

При поэлементном способе затраты формируются независимо от места их приложения, когда нет необходимости рассчитывать себестоимость единицы продукции.

В целях определения себестоимости отдельных видов продукции используют *калькуляционную классификацию* издержек производства по статьям расходов (статьям калькуляции). Такого рода расчеты по определению себестоимости единицы продукции называются ее калькуляцией.

В соответствии с технологическими особенностями в энергетическом производстве, при планировании и учете годовых издержек производства и калькулировании себестоимости генерируемой энергии, применяется следующая группировка затрат по статьям расходов:

- 1) топливо (I_T);
- 2) амортизация основных фондов ($I_{ам}$);
- 3) основная и дополнительная заработная плата с социальными отчислениями ($I_{з.п.}$);
- 4) вспомогательные материалы и покупная вода ($I_{в.м.}$);
- 5) услуги своих вспомогательных производств ($I_{усл}$);
- 6) текущий и капитальный ремонты ($I_{рем}$);
- 7) общестанционные расходы ($I_{общ}$);
- 8) прочие расходы ($I_{пр}$).

По статье «топливо» учитывается стоимость топлива, сожженного в котлах для производства необходимого количества пара. Затраты на топливо рассчитываются по его цене и транспортному тарифу. На тепловых станциях удельный вес затрат по топливу, в зависимости от степени экономичности производства энергии, цены топлива, дальности его транспорта и соответствующего тарифа, лежит в пределах 50–70 % всех издержек производства.

Годовые издержки по топливу определяются по следующей формуле:

$$I_T = V_{год} \cdot \frac{7000}{Q_H^p} \cdot (C_T + C_{тр}) \cdot \left(1 + \frac{\alpha_{пот}}{100}\right), \quad (4.3)$$

где $V_{год}$ – годовой расход условного топлива;

Q_H^p – низшая теплота сгорания топлива;

C_T – преискурантная цена натурального топлива;

$C_{\text{тр}}$ – стоимость транспорта топлива;

$\alpha_{\text{пот}}$ – потери топлива при перевозке, погрузочно-разгрузочных работах и хранении.

Амортизационные отчисления рассчитываются исходя из среднегодовой стоимости основных производственных фондов, их структуры и норм амортизации. Доля этой составляющей в общих затратах зависит от степени концентрации мощностей на электростанции, типа энергооборудования, вида и качества сжигаемого топлива. Так, при прочих равных условиях норма амортизации при сжигании газа и мазута ниже, чем для твердых видов топлива. Нормы амортизации зависят также от числа часов использования установленной мощности. Размер отчислений на амортизацию определяется по формуле

$$I_{\text{ам}} = \sum_{i=1}^n (N_{\text{ами}} \cdot \Phi_{\text{oi}}^{\text{с.г.}}), \quad (4.4)$$

где $N_{\text{ами}}$ – норма амортизационных отчислений i -го элемента основных фондов (нормы амортизации различны для разных элементов основных фондов и в основном зависят от срока их службы, числа часов использования установленной мощности и вида топлива);

$\Phi_{\text{oi}}^{\text{с.г.}}$ – стоимость i -го элемента основных фондов.

По статье «основная и дополнительная заработная плата с социальными отчислениями» учитывается основная и дополнительная зарплата производственного персонала основных цехов, включая рабочих, цеховых ИТР и служащих. Дополнительная зарплата включает премии, оплату отпусков и т. п.

К номенклатуре вспомогательных материалов на электростанциях относятся смазочные и обтирочные материалы, все виды масел, шары и била для мельниц, малоценные и быстроизнашивающиеся инструменты и др. Если сырая вода, используемая для охлаждения конденсаторов, подпитки химводоочистки, гидрозолоудаления и других производственных нужд, подается на станцию из реки или другого водоема, то затраты на нее складываются из амортизационных отчислений и расходов по очистке и обслуживанию. Если для производственных и других нужд станции используется покупная вода (обычно из водопроводной сети), то затраты на нее определяются на основе договоров с поставщиками, где указывается цена кубометра воды и общая потребность в ней.

По статье «услуги своих вспомогательных производств» учитывается стоимость работ, выполняемых вспомогательными службами станции для основного производства, как, например, стоимость услуг автомобильного транспорта по перевозкам топлива и других грузов со станции назначения, затраты по вывозке золы и шлака и т. п.

Статья «ремонт» включает затраты на проведение капитальных и текущих ремонтов основных фондов всех производственных цехов. К издержкам по этой статье относятся заработная плата рабочих и ИТР, занятых на ремонте, затраты на приобретение необходимых материалов и запасных частей, стоимость услуг своих вспомогательных производств и сторонних организаций.

Общестанционные расходы включают административно-управленческие расходы по содержанию аппарата управления станции и отделов, затраты на содержание, эксплуатацию и ремонт общестанционных зданий и сооружений (контора, склады, гараж и т. д.), затраты на охрану, подготовку кадров и некоторые другие.

По статье «прочие расходы» учитываются затраты по охране труда, стоимость отопления производственных и служебных зданий и помещений, оплата услуг сторонних организаций, стоимость потерь топлива на складах в пределах норм и др.

Затраты на энергию, израсходованную на собственные производственные нужды, как отдельная статья издержек производства в калькуляции не учитывается, но себестоимость единицы энергии рассчитывается не на выработанный, а на отпущенный с шин станции кВт·ч. Поэтому влияние изменения величины расхода энергии на собственные нужды станции полностью отражается на себестоимости единицы энергии. Аналогично при калькулировании себестоимости передачи энергии затраты на собственные нужды и потери в сетях не учитываются, а расчеты ведутся на единицу энергии, полезно доведенной до потребителя.

Таким образом, себестоимость производства 1 кВт·ч энергии на тепловой станции конденсационного типа определяется из следующего выражения:

$$S_{\text{отп}} = \frac{I_{\text{год}}}{\mathcal{E}_{\text{отп}}} = \frac{I_{\text{год}}}{\mathcal{E}_{\text{выр}} - \mathcal{E}_{\text{с.н.}}}, \quad (4.5)$$

где $S_{\text{отп}}$ – себестоимость отпущенной электроэнергии;

$I_{\text{год}}$ – сумма всех затрат;

$\mathcal{E}_{\text{отп}}$ – количество отпущенной с шин электростанции электроэнергии;

$\mathcal{E}_{\text{выр}}$ – количество выработанной электроэнергии;

$\mathcal{E}_{\text{с.н.}}$ – количество электроэнергии, израсходованной на собственные нужды электростанции.

Аналогичным образом определяется себестоимость производства и отпуска энергии на ГЭС, в районных и промышленных котельных.

При расчете затрат на производство тепла в котельных в издержки добавляется элемент затрат на электроэнергию.

4.3. Методика калькуляции себестоимости производства энергии на ТЭЦ

В отличие от конденсационных электростанций и котельных, где все затраты целиком относятся на производство единственного вида продукции – соответственно электрической или тепловой энергии, на ТЭЦ годовые издержки производства должны быть распределены между электрической энергией и теплом.

В энергетике действует физический (балансовый) метод разнесения затрат на электрическую и тепловую энергию, согласно которому все выгоды от их комбинированного производства относятся на электроэнергию.

Расход топлива на отпущенную потребителям теплоэнергию принимается таким, каким он был бы, если бы тепло отпускалось потребителям непосредственно из котельной. Расход топлива на производство электроэнергии определяется как разность между общим расходом условного топлива и его расходом на отпуск тепловой энергии.

Ежегодные расходы, связанные с получением электроэнергии (*машинный зал и электрический цех*), относятся на электроэнергию; по *теплофикационному отделению* – на теплоэнергию; общие расходы на производство обоих видов энергии (*топливно-транспортный и котельный цехи*) распределяются между электрической тепловой энергией пропорционально расходу топлива на каждый из этих видов энергии. *Общестанционные* расходы распределяются пропорционально сумме затрат на каждый из видов энергии.

В смете затрат по топливно-транспортному цеху ($I_{\text{ТТ}}$) отражаются затраты на доставку топлива от станции назначения до топливного склада или на работу разгрузочных устройств котельной, затраты на

содержание складов, расходы по доставке топлива со складов к котельной.

По котельному цеху (I_K) рассчитываются: расход всех видов сжигаемого топлива; затраты на эксплуатацию, ремонт и амортизацию зданий и оборудования котельной; зарплата цехового и обслуживающего персонала; расходы на химводоочистку, в том числе стоимость покупной воды.

В машинном (турбинном) цехе учитываются издержки (I_M) по эксплуатации, ремонту и амортизации зданий и оборудования машинного зала, сооружений, обслуживающих водоснабжение для охлаждения машин и конденсации пара, заработной плате обслуживающего персонала.

В смете затрат по электрическому цеху ($I_{ЭЦ}$) отражаются расходы, связанные с эксплуатацией генераторов, трансформацией электроэнергии; отпуском ее с шин электростанции в сеть и на собственные нужды, а также расходы по содержанию электролаборатории.

Отдельно вычисляются расходы по теплофикационному отделению ТЭЦ ($I_{ТО}$) – на эксплуатацию и обслуживание подогревателей сетевой воды.

Смета общестанционных расходов ($I_{Общ}$) включает затраты на содержание административно-управленческого аппарата, обслуживание и амортизацию основных (непроизводственных) фондов общестанционного назначения. Все затраты по цехам рассчитываются по нормам потребления вспомогательных материалов, топлива, износа инструментов и инвентаря, нормативам трудоемкости отдельных видов работ или на основе штатных расписаний по отдельным категориям работников.

Таким образом, расчетные формулы для разности затрат и определения издержек производства, относимых соответственно на электроэнергию и теплоту, вырабатываемые ТЭЦ, запишутся в виде

$$I_{ЭЭ} = (I_{ТТ} + I_K)(B_{ЭЭ}/B) + I_{ЭЦ} + I_M + I_{ОбщЭЭ}; \quad (4.6)$$

$$I_{ТЭ} = (I_{ТТ} + I_K)(B_{ТЭ}/B) + I_{ТО} + I_{ОбщТЭ}, \quad (4.7)$$

где $I_{ОбщЭЭ}$, $I_{ОбщТЭ}$ – общестанционные затраты, отнесенные на производство электрической и тепловой энергии соответственно;

B , $B_{ЭЭ}$, $B_{ТЭ}$ – общий расход топлива, расход топлива на производство электрической и тепловой энергии соответственно.

В плановых расчетах допускается упрощенная калькуляция себестоимости электрической и тепловой энергии на ТЭЦ по основным статьям затрат – топливу, амортизации, заработной плате и прочим (общестанционным) расходам.

4.4. Себестоимость передачи и распределения энергии

4.4.1. Себестоимость передачи и распределения электрической энергии

Процесс передачи и распределения электроэнергии совпадает во времени с процессом производства, поэтому затраты по предприятиям электрических сетей (ПЭС), осуществляющим транспорт электроэнергии, учитываются в общих затратах энергосистемы (если они не являются автономными предприятиями). В любом случае издержки предприятий электрических сетей ($I_{\text{ПЭС}}$) складываются из затрат по ЛЭП ($I_{\text{ЛЭП}}$) и передающим подстанциям ($I_{\text{пст}}$)

$$I_{\text{ПЭС}} = I_{\text{ЛЭП}} + I_{\text{пст}}. \quad (4.8)$$

В состав электрических сетей входят ЛЭП различных напряжения и назначения: основные сети напряжением 220–750 кВ; распределительные сети напряжением 6–110 кВ.

Функции распределительных сетей сводятся к передаче энергии от опорных подстанций к потребителям. Основные сети, кроме этого, выполняют ряд межсистемных задач: повышение надежности, устойчивости и экономичности энергосистемы.

В издержки на транспорт электроэнергии не включаются затраты на содержание повышающих подстанций и распределительных устройств, находящихся на балансе электростанций. Эти затраты учитываются в составе издержек производства электроэнергии. Расходы на содержание подстанций потребителей также не подлежат учету в составе себестоимости передачи электроэнергии.

Передача и распределение электроэнергии связаны с частичной потерей ее при транспортировке по ЛЭП и при трансформации. Поэтому стоимость потерь электроэнергии включается в состав ежегодных издержек.

Таким образом, издержки на передачу и трансформацию электроэнергии состоят из следующих элементов:

$$I_{\text{ПЭС}} = I_{\text{эксп}} + I_{\text{пот}}, \quad (4.9)$$

где $I_{\text{эксп}}$ – годовые эксплуатационные расходы;

$I_{\text{пот}}$ – затраты, связанные с потерями электроэнергии.

В свою очередь, эксплуатационные затраты складываются из следующих составляющих:

$$I_{\text{эксп}} = I_{\text{ам}} + I_{\text{обс}}, \quad (4.10)$$

где $I_{\text{обс}}$ – затраты на обслуживание, включающие издержки на заработную плату с начислениями, стоимость израсходованных вспомогательных материалов и прочие затраты.

Издержки на обслуживание определяются по нормам затрат на обслуживание, выраженным в процентах от стоимости основных средств ПЭС (воздушных и кабельных линий, трансформаторных подстанций, распределительных пунктов и т. д.). Таким образом,

$$I_{\text{эксп}} = (N_{\text{ам}} + N_{\text{обс}}) \cdot K_{\text{ПЭС}}, \quad (4.11)$$

где $N_{\text{ам}}$ – средняя норма амортизационных отчислений ПЭС;

$N_{\text{обс}}$ – норма затрат на обслуживание ЛЭП и подстанций;

$K_{\text{ПЭС}}$ – стоимость основных средств ПЭС.

Амортизационные отчисления имеют высокий удельный вес в составе эксплуатационных издержек и достигают примерно 60 %.

Стоимость потерь электроэнергии ($I_{\text{пот}}$) оценивается по средней цене потерянному кВт·ч ($C_{\text{э}}$) и количеству потерянной электроэнергии ($\text{Э}_{\text{пот}}$):

$$I_{\text{пот}} = \text{Э}_{\text{пот}} \cdot C_{\text{э}}. \quad (4.12)$$

Количество потерянной электроэнергии может быть определено на основе технических характеристик ЛЭП и подстанций.

4.4.2. Себестоимость передачи и распределения тепловой энергии

Себестоимость транспорта пара и горячей воды складывается из амортизационных отчислений $I_{\text{ам}}$, затрат на капитальный и текущие ремонты $I_{\text{рем}}$; затрат на электроэнергию для перекачки теплоносителя $I_{\text{пт}}$; затрат на покрытие потерь тепла $I_{\text{пот}}$; затрат на заработную плату обслуживающего персонала $I_{\text{зп}}$ с начислениями $I_{\text{соц}}$ и прочих затрат $I_{\text{пр}}$.

1. Амортизационные отчисления $I_{\text{ам}}$ подсчитываются по норме амортизации $N_{\text{ам}}$ и капитальным затратам на тепловые сети $K_{\text{ТС}}$

$$I_{\text{ам}} = N_{\text{ам}} \cdot K_{\text{тс}}. \quad (4.13)$$

2. Затраты на ремонт $I_{\text{рем}}$ рассчитываются в процентах от капитальных затрат.

3. Затраты на перекачку теплоносителя $I_{\text{пт}}$ определяются по формуле

$$I_{\text{пт}} = \mathcal{E}_{\text{год}} \cdot \tau_{\mathcal{E}}, \quad (4.14)$$

где $\tau_{\mathcal{E}}$ – тариф на электрическую энергию в данной энергосистеме;
 $\mathcal{E}_{\text{год}}$ – годовой расход электрической энергии на привод сетевых насосов.

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = \frac{G \cdot H \cdot h \cdot 10^{-3}}{p \cdot \eta_{\text{ну}}}, \quad (4.15)$$

где G – расход воды в сети, кг/с;
 H – напор, Па;
 h – число часов работы системы при напоре H и расходе G , ч/год;
 $\eta_{\text{ну}}$ – к.п.д. насосной установки (0,6–0,7);
 p – плотность воды (в среднем 975 кг/м³).
 $\mathcal{E}_{\text{год}}$ – годовой расход электрической энергии на привод сетевых насосов;

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = \frac{G \cdot H \cdot h \cdot 10^{-3}}{p \cdot \eta_{\text{ну}}}, \quad (4.16)$$

где G – расход воды в сети, кг/с;
 H – напор, Па;
 h – число часов работы системы при напоре H и расходе G , ч/год;
 $\eta_{\text{ну}}$ – КПД насосной установки (0,6–0,7);
 p – плотность воды (в среднем 975 кг/м³).

1. Затраты на покрытие потерь тепла в тепловой сети $I_{\text{пот}}$ определяются из выражения

$$I_{\text{пот}} = \Delta Q_{\text{пот}} \cdot \bar{C}_q, \quad (4.17)$$

где \bar{C}_q – себестоимость тепла, поступающего в тепловую сеть;
 $\Delta Q_{\text{пот}}$ – потери тепла в тепловой сети.

Потери тепла приблизительно можно определить из выражения

$$\Delta Q_{\text{пот}} = M_{\text{ус}} \cdot \pi \cdot \lambda_{\text{ТП}} \cdot (t_{\text{ср}} - t_0) \cdot (1 + \lambda_{\text{МП}}) \cdot h_p \cdot 10^{-6}, \quad (4.16)$$

где $M_{\text{ус}}$ – условная материальная характеристика тепловой сети ($M_{\text{ус}} = M + 0,15 \sum \square$);

$\lambda_{\text{ТП}}$ – коэффициент теплопередачи теплопровода, отнесенный условно к наружной поверхности изоляции трубопровода, кДж/(м² · ч · град);

$t_{\text{ср}}$ – среднегодовая температура теплоносителя, °С;

t_0 – температура грунта или окружающей среды, °С;

h_p – годовое число часов работы тепловой сети, ч/год;

$\lambda_{\text{МП}}$ – коэффициент, учитывающий местные тепловые потери.

2. Затраты на заработную плату $I_{\text{зп}}$ обслуживающего персонала (кроме персонала, занятого ремонтом) определяются из выражения

$$I_{\text{зп}} = \bar{n}_{\text{шт}} \cdot Q_{\text{рч}} \cdot \bar{\Phi}_{\text{зп}}, \quad (4.17)$$

где $\bar{n}_{\text{шт}}$ – штатный коэффициент по тепловым сетям, чел/(ГДж/ч);

$Q_{\text{рч}}$ – расчетная тепловая нагрузка тепловой сети, равная разности количества отпущенного тепла от ТЭЦ или котельной и потерь в тепловой сети, ГДж/ч.

3. Отчисления на социальные нужды $I_{\text{соц}} = 0,26 \cdot I_{\text{зп}}$.

4. Прочие затраты $I_{\text{пр}}$ могут быть оценены в процентах от предыдущих эксплуатационных расходов по тепловым сетям.

Таким образом, суммарные годовые эксплуатационные расходы по тепловым сетям составляют:

$$I_{\text{тс}} = I_{\text{ам}} + I_{\text{рем}} + I_{\text{пт}} + I_{\text{пот}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{соц}} + I_{\text{пр}}, \text{ р./год.} \quad (4.18)$$

Себестоимость передачи 1 ГДж тепла по тепловым сетям равна, р./ГДж,

$$\bar{C}_{\text{тс}} = \frac{I_{\text{тс}}}{Q_{\text{ч}} \cdot h_p}, \quad (4.19)$$

где h_p – годовое число часов использования расчетной тепловой нагрузки тепловой сети, ч/год.

4.5. Деление текущих затрат на условно-постоянные и условно-переменные

В энергетике для анализа себестоимости продукции (тепловой и электрической энергии) широкое применение получило деление текущих затрат на условно-постоянные и условно-переменные (в дальнейшем для краткости – постоянные и переменные).

Основу переменных затрат, размер которых зависит от объема производства электроэнергии и теплоты, составляют топливные издержки, определяемые расходом топлива, затраченного на их производство. В составе переменных затрат учитываются и издержки на воду, и некоторые другие виды материальных затрат.

К постоянным затратам относятся все эксплуатационные расходы, которые практически не зависят от количества производимой энергии. Это амортизационные отчисления, затраты на заработную плату и начисления на нее, ремонтные затраты, прочие текущие расходы. Условно-постоянные затраты могут изменяться в зависимости от влияния других факторов (не объема производства), например: от мощности; типа, состава оборудования; вида используемого топлива; района сооружения; технического состояния оборудования; системы налогообложения; взаимоотношений с поставщиками и потребителями; условий кредитования и др. Деление затрат на условно-постоянные и условно-переменные учитывает характерные для энергетики параметры производственной деятельности энергосистемы: степень ее участия в покрытии единого графика электрической нагрузки; степень использования основных средств производства по мощности и времени; затраченное на производство топливо.

Кроме этого, такое деление затрат используется в системе формирования тарифов на электроэнергию, которые должны обеспечить покрытие затрат производства при любых его объемах, что обуславливает введение двуставочных и многоставочных тарифов. Зависимость постоянных и переменных издержек и себестоимости единицы энергетической продукции от объема производства показана на рис. 4.1 и 4.2.

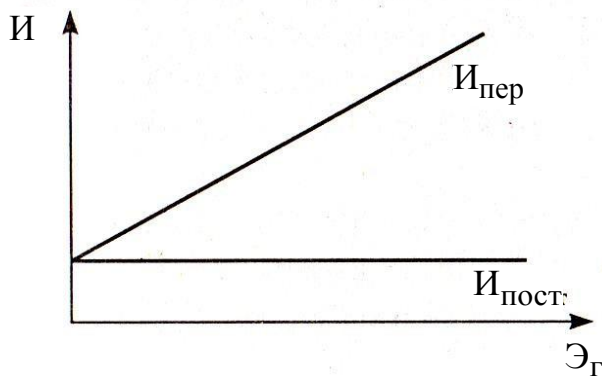


Рис. 4.1. Зависимость издержек от объема производства электроэнергии

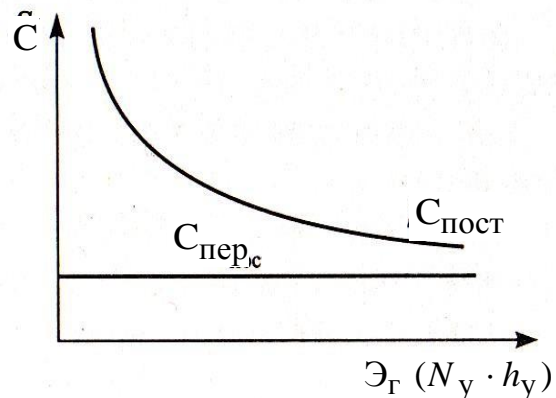


Рис. 4.2. Зависимость себестоимости единицы электроэнергии от объема производства

При увеличении годового объема производства переменные издержки ($I_{\text{пер}}$) растут пропорционально ему, а постоянные ($I_{\text{пост}}$) остаются неизменными. Полные издержки (I) равны

$$I = I_{\text{пост}} + I_{\text{пер}}. \quad (4.20)$$

Себестоимость единицы продукции определяется путем деления издержек на количество произведенной продукции:

$$\bar{C} = I / \mathcal{E}_Г = I_{\text{пост}} / \mathcal{E}_Г + \bar{C}_{\text{пер}}, \quad (4.21)$$

где $\bar{C}_{\text{пер}}$ – переменная составляющая себестоимости единицы энергии ($\bar{C}_{\text{пер}} = \bar{C}_Г = \varphi_{\mathcal{E}} \cdot C_Г$).

Деление затрат на условно-постоянные и условно-переменные позволяет выявить влияние режима работы ТЭС на величину себестоимости 1 кВт·ч электроэнергии. Так как постоянные затраты зависят от установленной мощности, а переменные – от объема производства, то можно записать выражение для издержек производства и себестоимости 1 кВт·ч в следующем виде:

$$I = \alpha \cdot N_y + \beta \cdot \mathcal{E}_Г; \quad (4.22)$$

$$\bar{C}_{\mathcal{E}} = \frac{\alpha}{h_y} + \beta, \quad (4.23)$$

где α и β – коэффициенты пропорциональности;

h_y – число часов использования установленной мощности.

Зависимость себестоимости 1 кВт·ч от числа часов использования установленной мощности (режима работы) называется **эксплуатационной экономической характеристикой тепловой электростанции.**

Из анализа себестоимости единицы энергии видно, что условно-переменная составляющая – это неизменная часть, тогда как условно-постоянная обратно пропорциональна объему производимой энергии. Причем с увеличением их доли в себестоимости снижение становится более резко выраженным.

Таким образом, увеличение объема производства приводит к снижению себестоимости и вследствие этого к росту прибыли на единицу продукции, повышению рентабельности энергетического производства. Ввиду того, что электростанции работают по единому графику электрической нагрузки, снижение условно-постоянной составляющей себестоимости на одних электростанциях приводит к возрастанию ее на других, разгружаемых электростанциях. Для получения более высокой прибыли в энергосистеме выгодно максимально загружать электростанции с высокой долей условно-постоянных затрат и наиболее низкими топливными издержками.

Если учесть, что в затратах ТЭС наибольший удельный вес имеют только три составляющих – топливо, амортизация и заработная плата, то

$$I = (I_T + I_{ам} + I_{з.пл})(1 + \gamma); \quad (4.24)$$

где γ – коэффициент, учитывающий все остальные затраты и равный 0,08–0,1.

На стадиях предпроектной и проектной разработок затраты и себестоимость 1 кВт·ч можно определить по следующим формулам:

$$I = (\epsilon_{\text{э}}^{\text{отп}} \cdot \frac{\text{Э}^{\text{отп}}}{\text{год}} \cdot \frac{\text{Ц}}{\text{т}} + \bar{N}_{\text{ам}} \cdot \frac{\text{К}}{\text{уд}} \cdot \frac{N}{\text{у}} + n_{\text{шт}} \cdot \frac{\Phi}{\text{з.пл}} \cdot \frac{N}{\text{у}})(1 + \gamma), \quad (4.25)$$

где $\epsilon_{\text{э}}^{\text{отп}}$ – средний удельный расход топлива на отпущенную электроэнергию;

$\bar{N}_{\text{ам}}$ – средняя норма амортизации основных фондов ($\Phi_0 = K_{\text{уд}} \cdot N_{\text{у}}$) (см. 5.24 и 4.3);

$K_{\text{уд}}$ – удельные капитальные вложения;

$n_{\text{шт}}$ – штатный коэффициент, чел/мВт;

$\Phi_{\text{з.пл}}$ среднегодовой фонд заработной платы одного работника электростанции с социальными отчислениями;

$$\bar{C}_э = \left(\epsilon_э^{отп} \cdot Ц_т + \bar{N}_{ам} \cdot \frac{K_{уд}}{h_y} + n_{шт} \cdot \frac{\bar{\Phi}_{з.пл}}{h_y} \right) (1 + \gamma). \quad (4.26)$$

Экономический анализ себестоимости энергии позволяет выявить возможности предприятия по снижению затрат и наметить основные пути снижения себестоимости энергетической продукции, которые сводятся к следующим:

- рациональное проектирование энергетических объектов на базе современных достижений;
- выбор района сооружения электростанций, обеспечивающего снижение затрат на доставку топлива, забор воды, передачу электроэнергии;
- повышение уровня автоматизации энергетического производства;
- использование отходов для получения побочной и сопутствующей продукции;
- комбинирование нескольких видов энергетической продукции;
- оптимизация режимов использования мощности энергетического оборудования на электростанциях и в энергосистемах;
- оптимизация состава работающего и резервного энергооборудования;
- снижение уровня потерь электроэнергии на собственные нужды электростанций при передаче и трансформации;
- оптимизация периодичности ремонтов и затрат на их проведение;
- оптимизация состава и структуры промышленно-производственного персонала энергетических объектов;
- формирование тарифов на электрическую энергию, стимулирующих рациональное энергопотребление (сглаживание графика нагрузки).

Контрольные вопросы и задания

1. Что такое структура издержек производства?
2. В каких случаях производится группировка затрат по экономическим элементам и по их производственному назначению?
3. Дайте характеристику основных элементов затрат.
4. Какие факторы определяют уровень себестоимости производства электроэнергии?

5. Чем отличается структура себестоимости на станциях различного типа?
6. Как определяется себестоимость передачи и распределения электроэнергии и теплоэнергии?
7. Как определяется полная себестоимость полезно отпущенного кВт·ч.?
8. Какие факторы влияют на уровень и структуру полной себестоимости электроэнергии?
9. Перечислите пути снижения себестоимости электрической и тепловой энергии.

5. ЦЕНООБРАЗОВАНИЕ, ПРИБЫЛЬ И РЕНТАБЕЛЬНОСТЬ

5.1. Организация потребительских рынков электроэнергии

Потребительские (региональные) рынки представляют собой куплю-продажу электроэнергии на территории отдельных субъектов РК. Организатором потребительского рынка является АО-энерго, расположенное на территории соответствующего субъекта РК. Электростанции потребительского рынка производят 70 % электроэнергии, потребляемой в Казахстане, остальные 30 % электроэнергии, полученной с ФОРЭМ на потребительские рынки, служат дополнением к электроэнергии, производимой собственными электростанциями АО-энерго. После реструктуризации многие АО-энерго стали дефицитными после изъятия у них наиболее экономичных электростанций.

Региональные АО-энерго имеют в своей собственности электростанции (как правило, это средние и небольшие электростанции) и распределительные сети, которые доходят до каждого потребителя. Все ТЭЦ, вырабатывающие наряду с электрической и тепловую энергию, также входят в состав АО-энерго. Общая установленная мощность АО-энерго составляет около 110 млн кВт.

Цены на электроэнергию внутри потребительского рынка устанавливает региональная энергетическая комиссия (РЭК) соответствующего субъекта федерации, контроль над деятельностью которой осуществляет ФЭК.

На потребительском рынке все потребители делятся на следующие основные группы:

1. Промышленные и приравненные к ним потребители с присоединенной мощностью 750 кВА и более.
2. Промышленные и приравненные к ним потребители с присоединенной мощностью до 750 кВА.
3. Оптовые потребители-перепродавцы.
4. Производственные сельскохозяйственные потребители.
5. Электротяга (электрифицированный железнодорожный транспорт);
6. Электрифицированный городской транспорт.
7. Непромышленные предприятия (государственные учреждения, общественные учреждения, учебные заведения, больницы, бытовые учреждения, учреждения религиозного культа и т. д.);

8. Население (городское и сельское).
9. Населенные пункты (городские и сельские, а также гаражные, дачные кооперативы и т.д.).
10. Хозяйственные нужды энергосистемы.

5.2. Принципы построения тарифов на энергию

Тарифы – это дифференцированные цены. Тарифы на энергию занимают среднее положение между тарифами на услуги и ценами на материальные блага. Основой для установления тарифов на энергию служит уровень полной (коммерческой) ее себестоимости в энергосистеме.

Дифференциация цен на энергию производится по следующим признакам:

- по уровню энергопотребления;
- участию потребителя в максимуме нагрузки энергосистемы;
- группам потребителей;
- регионам страны;
- времени суток и др.

Система тарификации энергии в Казахстане базируется на следующих основных принципах:

1. На обеспечении каждой энергетической системе возможности возмещения ее затрат на производство, передачи и реализации энергии, получения прибыли, достаточной для расчетов с государственным бюджетом и образования фондов предприятия.

2. Создании заинтересованности у потребителей в экономном расходовании энергии, улучшении режимных показателей энергопотребления, повышении коэффициента мощности и процента возврата конденсата.

3. Заинтересованности станций, сетей и энергосистем в снижении издержек производства и расхода энергии на собственные нужды.

4. Стимулировании размещения энергоемких потребителей в районах с наименьшими затратами на производство энергии и обеспеченных дешевыми энергоресурсами.

5. Создании экономической заинтересованности у населения, проживающего в районах с низкой себестоимостью производства энергии, в переводе высокотемпературных процессов (пищеприготовления), а в дальнейшем, в некоторых случаях, и отопления на электроэнергию.

6. Обеспечении соответствующих соотношений в уровне тарифов на энергию и цен на энергетическое топливо.

7. Тарифы (поскольку они установлены франко-потребитель) должны строиться с учетом средней дальности передачи энергии и уровня полной себестоимости энергии в системе.

5.3. Классификация и характеристика тарифов на энергию

Тарифы на электрическую и тепловую энергию можно классифицировать следующим образом:

1. **Одноставочные тарифы** – размер платы за фактически потребленную энергию по определенной ставке, которая существенно отличается для разных регионов страны в зависимости от местных условий – цены и качества топлива, технико-экономических показателей электростанций, удельного веса ГЭС в покрытии графика нагрузки, протяженности сетей, различия в режимах работы и др. Она также неодинакова для различных групп потребителей. По одноставочному тарифу расплачиваются все потребители, кроме промышленных потребителей, с присоединенной мощностью более 750 кВА.

Недостатком одноставочного тарифа является то, что он не учитывает изменения необходимых затрат в течение суток. Этот тариф не зависит от режима потребления и не стимулирует более равномерное потребление в течение суток, а также снижение пиков нагрузки и повышение коэффициента мощности.

Но одноставочный тариф очень прост и не требует специальных счетчиков потребленной энергии и мощности.

Тарифы на тепловую энергию по своему экономическому содержанию аналогичны тарифам на электрическую энергию. Они дифференцированы по энергосистемам и качеству тепловой энергии (параметрам теплоносителя). Тариф возрастает пропорционально параметрам теплоносителя, т.к. рост параметров теплоносителя приводит к повышению себестоимости производства энергии на ТЭЦ. Тарифы на тепловую энергию установлены, исходя из требования полного возврата конденсата ТЭЦ. При отпуске тепла в виде горячей воды потребители должны оплачивать полную стоимость использованной воды:

2. **Двухставочные тарифы** состоят из двух частей:

- основной ставки (тарифа) за 1 кВА присоединенной мощности или 1 кВт заявленного максимума нагрузки, независимо от того, используется величина этого максимума или нет;
- дополнительной ставки за фактически потребленную энергию по счетчику.

Такая система расчетов используется для всех промышленных и приравненных к ним потребителей с присоединенной мощностью свыше 750 кВА. Иногда крупные потребители аналогичным образом рассчитываются и за тепловую энергию.

Размер годовой платы Π по двухставочному тарифу определяется по формуле

$$\Pi = a \cdot P'_M + b \cdot \text{Э}, \quad (5.1)$$

где a – основная ставка, р./кВт;

b – дополнительная ставка, р./кВт·ч;

P'_M – нагрузка потребителя, участвующая в максимуме энергосистемы;

Э – количество потребляемой энергии.

Нагрузка, участвующая в максимуме (P'_M), может не совпадать с максимальной нагрузкой потребителя (P_M), цена 1 кВт·ч, определяемая на основе двухставочного тарифа, рассчитывается по формуле

$$\text{Ц}_{\text{ЭЭ}} = a \cdot \frac{P'_M}{P_M \cdot h_M} + b = a \cdot \frac{K_M}{h_M} + b, \quad (5.2)$$

где P_M – максимум нагрузки потребителя;

$K_M = \frac{P'_M}{P_M}$ – коэффициент участия в максимуме системы.

Использование двухставочного тарифа экономически поощряет потребителей к снижению присоединенной мощности и максимума нагрузки за счет уплотнения и выравнивания их графиков.

Недостатком двухставочного тарифа является то, что он усложняет расчеты с потребителями. Кроме того, применение основной платы за мощность, потребляемую во время совмещенного максимума нагрузки энергосистемы, может по-разному влиять на уровень среднего тарифа для разных промышленных потребителей. У электроемких потребителей, характеризующихся почти равномерным режимом потребления электроэнергии (см. кривую 1, рис. 5.1), потребляемая ими мощность будет в подавляющей своей части попадать в зону максимума энергосистемы, в то время как у промышленных потребителей с небольшой сменностью работы коэффициент участия максимальной нагрузки в совмещенном максимуме энергосистемы

$K_{M1} > K_{M2}$; $h_{M1} > h_{M2}$ значительно меньше (см. кривую 2, рис. 5.1). В результате этого средний тариф на электроэнергию, потребляемую электроемкими потребителями с плотным графиком нагрузки, при

выполнении соотношения $\frac{K_{M1}}{h_{M1}} > \frac{K_{M2}}{h_{M2}}$ окажется выше, чем у

промышленных предприятий со значительно менее плотным графиком нагрузки. Это противоречит влиянию этих потребителей на величину себестоимости электроэнергии.

3. **Трехставочные тарифы** – это тарифы, дифференцированные по времени суток. Общий объем электроэнергии, потребляемой каждым потребителем, делится на три слагаемых: базовую, полупиковую, пиковую. Электроэнергия, потребляемая в каждом из режимов, определяется по формулам

$$\mathcal{E}_б = P_б \cdot h_б, \quad (5.3)$$

$$\mathcal{E}_{пп} = (P_{пп} - P_б) \cdot h_{пп}, \quad (5.4)$$

$$\mathcal{E}_п = (P_п - P_{пп}) \cdot h_п, \quad (5.5)$$

где $P_б, P_{пп}, P_п$ – соответственно базовая, полупиковая и пиковая мощности;

$h_б, h_{пп}, h_п$ – число часов использования соответственно базовой, полупиковой и пиковой нагрузок.

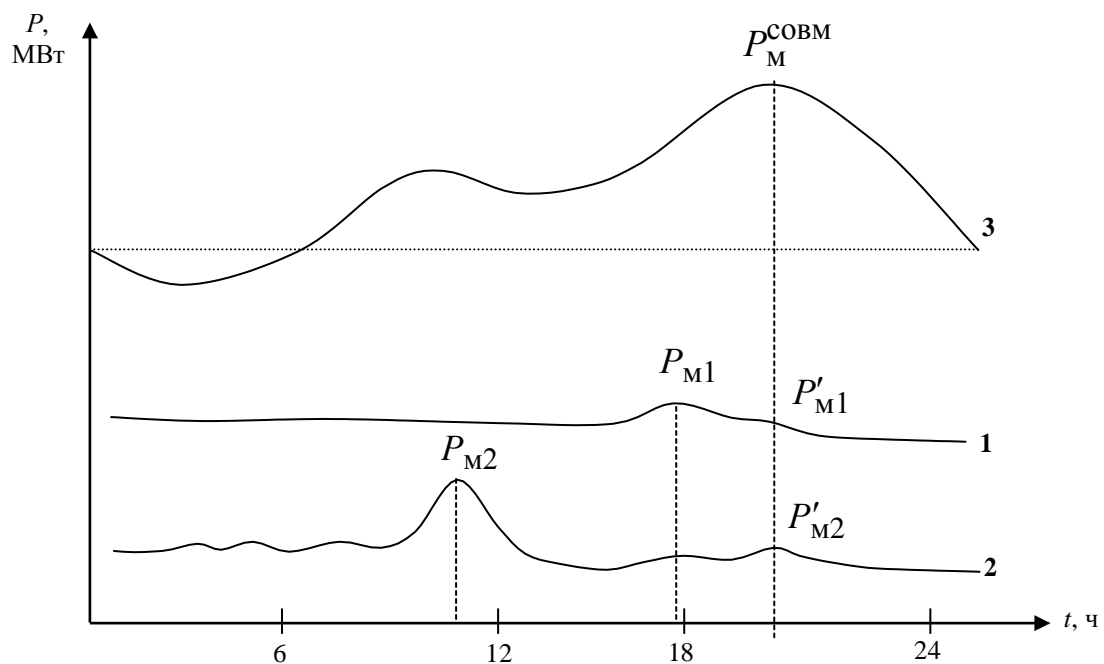


Рис. 5.1. Суточный график нагрузки энергосистемы
1,2 – промышленные потребители;
3 – суммарный совмещенный график нагрузки энергосистемы;

$P_M^{\text{совм}}$ – суммарный максимум нагрузки энергосистемы;
 P_{M1}, P_{M2} – максимумы нагрузки потребителей;
 P'_{M1}, P'_{M2} – нагрузка потребителей, участвующая в максимуме энергосистемы

Стоимость электроэнергии, произведенной в энергосистеме в соответствующем режиме, определяется по формуле

$$\text{Ц}_i = C_i + k_{\text{рен}} \cdot \frac{K_y^i}{h_i}, \quad (5.6)$$

где C_i – себестоимость 1 кВт·ч в i -м режиме ($i = \text{«б»}, \text{«пп»}, \text{«п»}$);
 K_y^i – удельная стоимость генерирующих мощностей;
 $k_{\text{рен}}$ – коэффициент рентабельности.

Плата за электроэнергию, потребляемую в различные временные интервалы суток, может быть определена следующим образом:

$$\text{П}_б = \text{Ц}_б \cdot P_б \cdot h_б, \quad (5.7)$$

$$\text{П}_{\text{пп}} = [\text{Ц}_б \cdot P_б + \text{Ц}_{\text{пп}} \cdot (P_{\text{пп}} - P_б)] \cdot h_{\text{пп}}, \quad (5.8)$$

$$\text{П}_п = [\text{Ц}_б \cdot P_б + \text{Ц}_{\text{пп}} \cdot (P_{\text{пп}} - P_б) + \text{Ц}_п \cdot (P_п - P_{\text{пп}})] \cdot h_п, \quad (5.9)$$

где $\text{П}_б, \text{П}_{\text{пп}}, \text{П}_п$ – размеры платы за всю потребленную энергию в часы прохождения соответственно базовой, полупиковой и пиковой нагрузок (при этом $P_б < P_{\text{пп}} < P_п$).

Для гидротепловых энергосистем в основу ставок пиковых нагрузок должны быть положены стоимостные показатели производства электроэнергии на тепловых электростанциях, вытесняемых из баланса мощности вследствие снижения максимума нагрузки.

Внедрение многоставочных тарифов требует применения специальных счетчиков, обеспечивающих дифференцированный по времени учет потребления электроэнергии.

4. Штрафные тарифы – постоянные или разовые экономические санкции за невыполнение договорных обязательств. Промышленные предприятия платят дополнительно за потребление реактивной мощности и энергии в часы максимальной нагрузки энергосистемы и при генерации реактивной энергии в часы минимальных нагрузок энергосистемы; за недовозврат или порчу конденсата; за искажение синусоидальности кривой; за повышенную температуру сетевой воды в

обратных магистралях и др. Бытовые потребители платят за повышенное потребление энергии; энергоснабжающие организации платят за недоотпущенную энергию потребителям, за несоблюдение ее качественных показателей (отклонения напряжения, частоты).

5. **Льготные тарифы** – это скидки потребителям за работу в часы «провала» графика нагрузки энергосистемы. Промышленные предприятия получают скидку при генерации реактивной мощности в сеть энергосистемы в часы ее максимальной нагрузки и при потреблении реактивной энергии из сети системы в часы ее минимальных нагрузок, если режимы оговорены в договоре.

5.4. Формирование тарифов на оптовом и потребительском рынках

5.4.1. Расчет одноставочных тарифов на оптовом рынке

Тариф на электроэнергию для i -ой электростанции, отпускающей электроэнергию на ФОРЭМ $\tau_{\varepsilon}^{\text{отп}}$, рассчитывается по формуле

$$\tau_{\varepsilon i}^{\text{отп}} = \frac{\Pi_{\text{тов}i}}{\varepsilon_i^{\text{отп}}}, \quad (5.10)$$

где $\Pi_{\text{тов}i}$ – финансовые средства (количество товарной продукции), необходимые i -й электростанции для выработки электроэнергии и получения прибыли;

$\varepsilon_i^{\text{отп}}$ – количество отпущенной энергии i -й станцией на ФОРЭМ в период регулирования тарифа (без учета потерь электроэнергии).

Количество товарной продукции определяется по формуле

$$\Pi_{\text{тов}} = И_i + \text{Пр}_i^{\text{б}}, \quad (5.11)$$

где $И_i$ – суммарные издержки производства i -й электростанции;

$\text{Пр}_i^{\text{б}}$ – балансовая прибыль (до налогообложения) i -й электростанции; вычисляется как сумма прибыли, остающейся в распоряжении электростанции, и налоговых отчислений, уплачиваемых из прибыли (на развитие производства, на образование фонда потребления, налог на прибыль, дивиденды акционерам, проценты по долгосрочным кредитам).

Тариф на электроэнергию, получаемую с оптового рынка, формируется как средневзвешенное значение тарифов всех электростанций, отпускающих электроэнергию на ФОРЭМ:

$$\tau_{\text{форэм}} = \frac{\sum(\tau_{\text{э}i}^{\text{отп}} \cdot \mathcal{E}_i^{\text{отп}})}{\mathcal{E}^{\text{пол}}}, \quad (5.12)$$

где $\mathcal{E}^{\text{пол}}$ – количество электроэнергии, получаемой потребителями с ФОРЭМ в период регулирования тарифа с учетом потерь электроэнергии в электрических сетях .

5.4.2. Расчет двухставочных тарифов на оптовом рынке

Формирование двухставочных тарифов основывается на делении производственных затрат на условно постоянные затраты, независимые от выработки энергии (все затраты, кроме затрат на топливо), и условно переменные, зависящие от выработки энергии (затраты на топливо). Постоянные затраты на электростанциях зависят от типа станции и ее установленной мощности, состава оборудования и вида сжигаемого топлива.

Двухставочный тариф состоит из платы за мощность, которая возмещает станции постоянные затраты и прибыль, относимую на мощность, и платы за отпущенную с шин станции электроэнергию, которая возмещает станции топливные затраты и прибыль за счет продажи электроэнергии. **Среднемесячный тариф на энергию и мощность, отпускаемую на ФОРЭМ i -й станцией,** определяется по формуле

$$\tau_{\text{э}i}^{\text{отп}} = \tau_{N_i}^{\text{отп}} + \tau_{\text{э}i}^{\text{отп}} = \frac{I_{N_i}^{\text{пост}} + \text{Пр}_{N_i}^{\text{б}}}{12N_{y_i}} + \frac{I_{T_i} + \text{Пр}_{\text{э}i}^{\text{б}}}{\mathcal{E}_i^{\text{отп}}}, \quad (5.13)$$

где $I_{N_i}^{\text{пост}}$ – постоянные затраты на содержание установленной мощности i -й станции;

$\text{Пр}_{N_i}^{\text{б}}$ – прибыль i -й станции, относимая на мощность;

I_{T_i} – годовые затраты на топливо i -й станцией;

$\text{Пр}_{\text{э}i}^{\text{б}}$ – прибыль i -й станции за счет продажи электроэнергии;

N_{y_i} – установленная мощность i -й станции.

Тариф на электроэнергию, получаемую с оптового рынка, определяется по формуле

$$\tau_{\text{форэм}} = \tau_N^{\text{ср}} + \tau_{\mathcal{E}}^{\text{ср}} = \frac{\sum(\tau_{N_i}^{\text{отп}} \cdot N_{y_i})}{\sum N_{\text{заяв макс}}} + \frac{\sum(\tau_{\text{э}i}^{\text{отп}} \cdot \mathcal{E}_i^{\text{отп}})}{\mathcal{E}^{\text{потр}}}, \quad (5.14)$$

где $\sum N_{\text{заяв.макс}}$ – среднемесячный заявленный в договоре максимум нагрузки потребителей;

$\mathcal{E}^{\text{потр}}$ – количество потребленной энергии за год, указанное в договоре.

5.4.3. Расчет тарифов на потребительском рынке

Поскольку тарифы на энергию формируются затратным способом, то при формировании тарифов на потребительском рынке необходимо учитывать затраты, связанные с производством энергии собственными станциями АО-энерго, затраты на покупку электроэнергии с ФОРЭМ, затраты на содержание распределительных сетей, энергосбытовых организаций и др.

На потребительском рынке все потребители электрической энергии, кроме крупных промышленных предприятий с присоединенной мощностью > 750 кВА, рассчитываются по одноставочному тарифу, который рассчитывается по формуле

$$\tau_{\text{АО}}^{\mathcal{E}} = \frac{\tau_{\text{ср}}^{\text{св.ст.}} \cdot \mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{св}} + \tau_{\text{форэм}} \cdot \mathcal{E}_{\text{пок}} + \mathcal{Z}_{\text{перед}} + \mathcal{Z}_{\text{АО}}}{(\mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{св}} + \mathcal{E}_{\text{пок}})(1 - \Delta\mathcal{E}_{\text{пот}})}, \quad (5.15)$$

где $\tau_{\text{ср}}^{\text{св.ст.}}$ – средний тариф на производство электрической энергии своими станциями АО-энерго;

$\mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{св}}$ – количество отпущенной электроэнергии с шин станций АО-энерго;

$\tau_{\text{форэм}}$ – тариф покупной энергии на оптовом рынке;

$\mathcal{E}_{\text{пок}}$ – количество покупной электроэнергии с ФОРЭМ;

$\mathcal{Z}_{\text{перед}}$ – затраты на содержание распределительных сетей и подстанций АО-энерго;

$\mathcal{Z}_{\text{АО}}$ – затраты на содержание сбытовых организаций и общесистемные затраты;

$\Delta\mathcal{E}_{\text{пот}}$ – потери в электрических сетях.

Двухставочный тариф за электрическую энергию на потребительском рынке определяется по методике, описанной выше (по

формулам 5.13; 5.14), с разделением затрат на постоянные и переменные с учетом покупной энергии на ФОРЭМ.

Аналогичным способом можно рассчитать двухставочные тарифы за потребление тепловой энергии и мощности для крупных потребителей.

5.5. Прибыль и рентабельность в энергетике

Прибыль (Пр) представляет собой стоимость прибавочного труда или денежное выражение прибавочной стоимости, полученной в процессе производства. Она исчисляется как разность между объемом реализуемой продукции (или выручкой П) и затратами на ее производство (И) или как разность между ценой (Ц) и себестоимостью (\bar{C}), умноженной на объем производства (V)

$$\text{Пр} = \text{П} - \sum \text{И} = (\text{Ц} - \bar{\text{C}}) \cdot V. \quad (5.16)$$

Главная функция прибыли – мера экономии затрат общественного труда: повышения его производительности, снижение себестоимости выпускаемой продукции, повышение фондоотдачи. На размер получаемой прибыли влияют не только экономия общественного труда, но и объемы производимой и реализуемой продукции (более высокие темпы роста прибыли обеспечиваются за счет увеличения производительности труда как вследствие увеличения объема производимой продукции, так и за счет снижения ее себестоимости). Прибыль выполняет и стимулирующую функцию, поскольку является источником доходов государства (доходы бюджета), предприятий (фонды экономического стимулирования) и отдельных работников (премии из поощрительных фондов).

Различают общую, или балансовую, (Пр^0) и чистую прибыль (Пр^1). **Общая прибыль** – это сумма прибыли от реализации продукции Пр и доходов от внереализационных операций (сдача имущества в аренду, доходы по акциям и облигациям и пр.), уменьшенных на сумму расходов по этим операциям ($\text{Пр}_{\text{доп}}$):

$$\text{Пр}^0 = \text{П} - \sum \text{И} + \text{Пр}_{\text{доп}}. \quad (5.17)$$

Балансовая прибыль – это прибыль, показанная в балансе предприятия на определенную дату.

В энергетике общая (валовая) прибыль определяется по формуле

$$\text{Пр}^0 = \tau_{\text{э}} \cdot \text{Э}_{\text{потр}} + \tau_q \cdot Q \pm A + \text{КР} + Y - \sum \text{И} + \text{Пр}_{\text{доп}}, \quad (5.18)$$

где $\tau_{\text{э}}, \tau_q$ – тарифы на электрическую и тепловую энергию соответственно;

$\text{Э}_{\text{потр}}, Q$ – количество потребляемой электрической и тепловой энергии соответственно;

A – изменение остатков абонентской задолженности на начало и конец года;

КР – стоимость капитального ремонта, выполненного хозяйственным способом;

Y – стоимость работ и услуг, выполняемых для других организаций.

Чистая прибыль – это разность между общей (балансовой прибылью) Пр^0 и уплаченными налогами:

$$\text{Пр}^{\text{ч}} = \text{Пр}^0 - \sum \text{Н}_1 - \text{Н}_2, \quad (5.19)$$

где $\sum \text{Н}_1$ – сумма налогов и обязательных платежей;

Н_2 – налог на прибыль.

В настоящее время часть налогов включается в себестоимость [единый социальный налог, экологические платежи в пределах ПДВ (предельно-допустимых выбросов), налог за пользование автодорогами, отчисления в местный бюджет на содержание городской инфраструктуры); часть налогов выплачивается из общей прибыли (имущественный налог, проценты по долгосрочному банковскому кредиту); налог на прибыль выплачивается из общей прибыли, но его величина зависит от величины налогооблагаемой прибыли; если она равна нулю, то налог на прибыль не выплачивается.

Для исчисления налога на прибыль рассчитывается прибыль, облагаемая налогом, называемая **расчетной** ($\text{Пр}_{\text{расч}}$), которая определяется как общая прибыль, уменьшенная на сумму отчислений в резервный фонд предприятия, налоговых льгот, (прибыль, не подлежащая налогообложению $\text{Пр}_{\text{необл}}$), а также уменьшенная на сумму рентных платежей (имущественный налог, налог на землю, на транспортные средства, экологический налог, целевые сборы на содержание милиции, уборку улиц, проценты по банковскому кредиту и т. д.):

$$\text{Пр}_{\text{расч}} = \text{Пр}^0 - \sum H_1 - \text{Пр}_{\text{необл.}} \quad (5.20)$$

Схема формирования чистой прибыли и ее распределения представлена на рис. 8.2.

Из формулы 5.16 видно, что величина прибыли зависит от продажной цены, себестоимости и объема производства, но в энергетике цены на электрическую и тепловую энергию регулируются государством; объем производства определяется режимом потребления и техническими возможностями электростанций; следовательно, основным способом повышения прибыли является снижение себестоимости производства и распределения энергии, т.е. повышение эффективности производства.

Для анализа финансово-хозяйственной деятельности предприятия применяются показатели рентабельности (прибыльности) продукции, продаж, активов и капитала, которые рассчитываются на основе общей прибыли, прибыли от реализации или чистой прибыли.

Рентабельность продукции (R_c) рассчитывается как отношение чистой прибыли к себестоимости по формулам

$$R_c = \frac{\text{Пр}^ч}{И} \quad \text{или} \quad R_c = \frac{\Pi - \bar{C}}{\bar{C}} \cdot 100 \% \quad (5.21)$$

Рентабельность продаж (R_{Π}) определяется как отношение прибыли к выручке от реализации (Π)

$$R_{\Pi} = \frac{\text{Пр}^ч}{\Pi} \cdot 100 \% \quad (5.22)$$

Рентабельность активов (R_{Φ}) определяется как отношение прибыли к стоимости всех производственных фондов (основных Φ_{oc} и оборотных $\Phi_{об}$):

$$R_{\Phi} = \frac{\text{Пр}^ч}{\Phi_{oc} + \Phi_{об}} \quad (5.23)$$

Рентабельность капитала (R_K) рассчитывается как отношение прибыли к капиталу (K) (инвестированному, собственному, заемному, акционерному):

$$R_K = \frac{\text{Пр}^ч}{K} \quad (5.24)$$

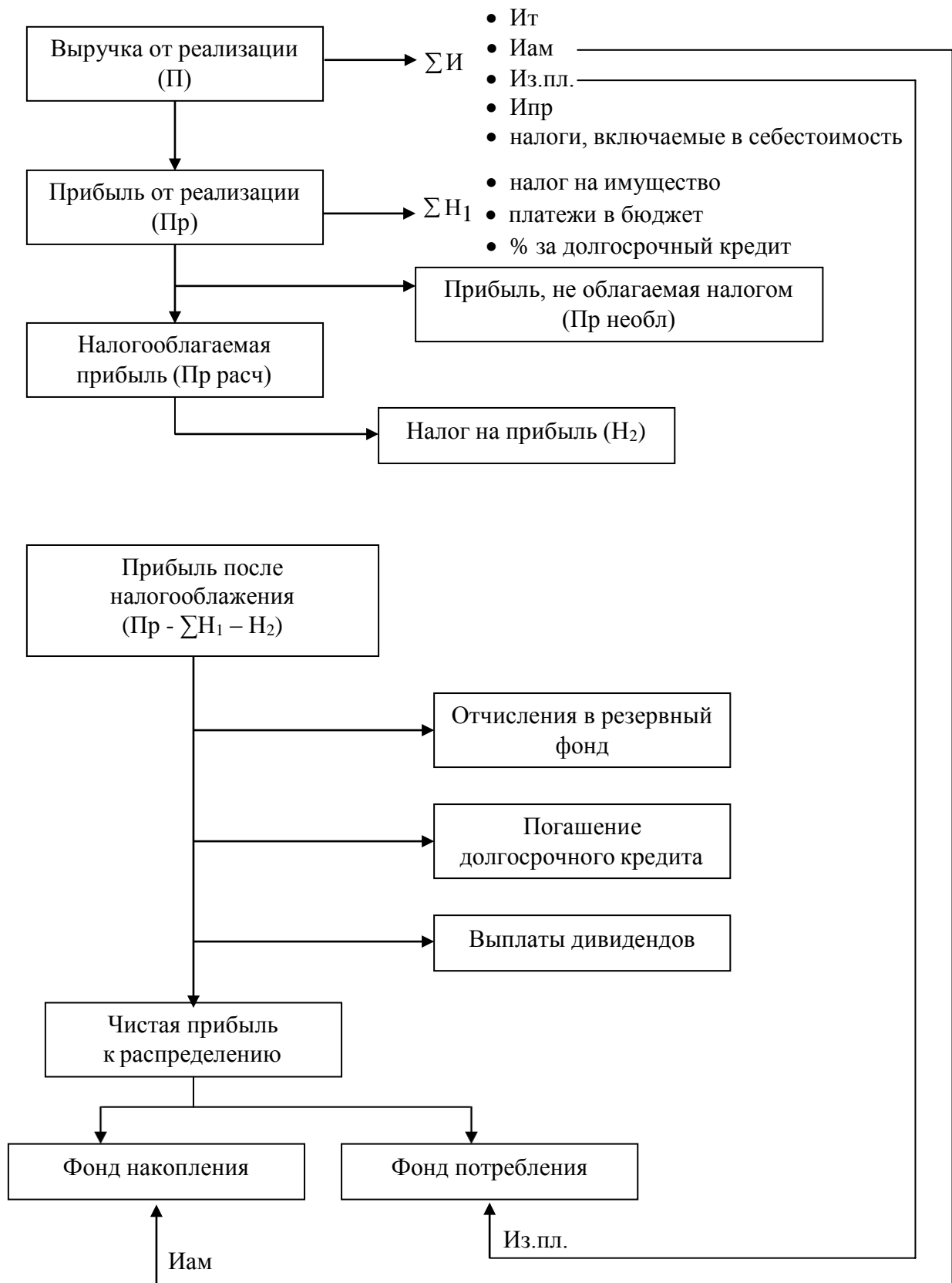


Рис. 5.2. Схема распределения прибыли

Контрольные вопросы и задания

1. В чем заключается и чем вызвана реструктуризация энергетики в рыночных условиях?
2. Охарактеризуйте оптовый и потребительский рынки энергии и мощности.
3. Перечислите основные группы потребителей на потребительском рынке.
4. Что такое тарифы на энергию?
5. Кто устанавливает тарифы на федеральном и оптовом рынках энергии?
6. Каковы особенности ценообразования в энергетике?
7. Каковы принципы построения тарифов?
8. Что представляют собой одноставочные тарифы, каковы их достоинства и недостатки?
9. Перечислите виды двухставочных тарифов, их достоинства и недостатки.
10. Что представляют собой трехставочные тарифы?
11. Что такое штрафные и льготные тарифы, за что они устанавливаются?
12. Каковы особенности построения тарифов на тепловую энергию?
13. Какие существуют пути совершенствования тарифов на электрическую и тепловую энергию?
14. Что такое общая, балансовая и чистая прибыль?
15. Каковы основные направления использования прибыли предприятий?
16. Что называется рентабельностью продукции и производства?

6. ОСНОВЫ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ

6.1. Инвестиционные проекты и их классификация

В общем виде под инвестиционным проектом понимается план вложения капитала в любые мероприятия, направленные на достижение определенных целей. По своему содержанию такой план включает систему технико-технологических, организационных, расчетно-финансовых, экономических, аналитических и правовых документов, необходимых для обоснования и проведения соответствующих работ по реализации проекта.

С помощью инвестиционного проекта решается важная задача по обоснованию технической возможности и экономической целесообразности осуществления какого-либо мероприятия.

Общественная значимость проекта определяется влиянием результатов его реализации на хотя бы один из рынков (внутренних или внешних): финансовых, продуктов и услуг, труда и т.д., а также на экологическую и социальную обстановку.

Разнообразные инвестиционные проекты классифицируются по следующим различным признакам:

- **тип проекта** – в зависимости от сферы деятельности, в которой осуществляется реализация проекта (организационные, технологические, экономические, экологические, социальные, смешанные);

- **масштаб проекта** – в зависимости от значимости (глобальные, народнохозяйственные, крупномасштабные, локальные);

- **вид проекта** – по характеру предметной области проекта (инновационные, учебно-образовательные, конверсионные, реабилитационные, смешанные и др.);

- **длительность проекта** – по продолжительности периода реализации цикла проекта (краткосрочные – до 1 года, среднесрочные – 1-3 года, долгосрочные – свыше 3 лет).

В зависимости от **типа** проекты могут быть следующие:

- социально-технические, направленные на повышение производительности труда работающих и улучшение условий на рабочих местах;

- организационно-управленческие, способствующие совершенствованию организации производства;

- информационные, связанные с совершенствованием информационных потоков и их автоматизацией;
- экологические, направленные на снижение ущербов, причиняемых окружающей среде;
- экономические, увеличивающие доходы предприятия;
- другие.

По **значимости** (масштабу) проекты подразделяются на:

- глобальные, реализация которых существенно влияет на экономическую, социальную или экологическую ситуацию в мире;
- народно-хозяйственные, реализация которых существенно влияет на экономическую, социальную или экологическую ситуацию в стране;
- крупномасштабные проекты по развитию регионов и отраслей, существенно изменяющие экономическую, социальную или экологическую ситуацию в отдельном регионе или отрасли;
- локальные, имеющие значение для предприятия, организации, фирмы и т.д. с целью получения максимальных результатов в соответствии с поставленными целями и задачами.

В зависимости **от вида** проекты подразделяются на:

- инновационные – это система инновационных мероприятий, направленных на достижение поставленных целей, включающих проведение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, производственных, организационных, экономических и финансовых расчетов;
- конверсионные – комплекс мероприятий, предназначенных для перестройки всей системы управления, включающей техническую и технологическую часть, на выпуск иной продукции;
- реабилитационные – совокупность действий, направленных на «оздоровление» существующих «убыточных» организаций в целях повышения эффективности их деятельности и сохранения в качестве самостоятельных хозяйствующих субъектов;
- реинжиниринг бизнес-процессов – программы, направленные на фундаментальное переосмысливание и радикальное перепроектирование технологических и организационно-деловых бизнес-процессов для достижения резкого улучшения показателей деятельности организации;
- всеобщее управление качеством – пути повышения качества труда каждого сотрудника с целью полного удовлетворения клиентов за минимально возможную стоимость;

- другие проекты – проекты, связанные с проведением оригинальных работ, модернизацией оборудования, совершенствованием технологических процессов и т.д.

6.2. Этапы разработки и реализации инвестиционного проекта

Проекты должны быть такими, чтобы успешно справляться с будущими изменениями во внешней и внутренней среде, т.к. инвестиционные проекты нельзя рассматривать в отрыве от социально-экономических, технологических, информационных и экологических проблем, возникающих во внутренней и внешней среде организации.

Взаимосвязь организации с внешней средой проявляется в том, что, с одной стороны, организация должна адаптироваться к изменениям в этих средах, с другой стороны, организация должна повлиять на эти изменения.

Во времени инвестиционный проект охватывает период от момента зарождения идеи до ее реализации. Этот период называется жизненным циклом инвестиционного проекта (Т) и состоит из трех фаз: прединвестиционной, инвестиционной и эксплуатационной (рис. 6.1).

Каждая из приведенных фаз инвестиционного цикла состоит из стадий (этапов), которые содержат такие важные виды деятельности, как консультирование, маркетинговые исследования, научные исследования, проектирование, строительство и производство.

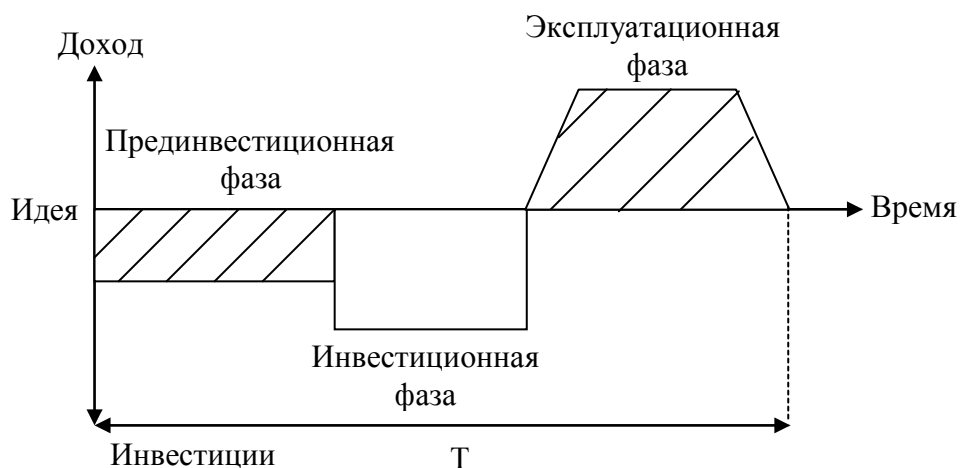


Рис. 6.1. Жизненный цикл инвестиционного проекта

В прединвестиционной фазе осуществляется детальная проработка инвестиционной идеи на стадиях предварительного технико-экономического обоснования (ПТЭО) и окончательного (ТЭО).

По концептуальному содержанию ПТЭО и ТЭО близки, отличие состоит в степени детализации рассматриваемой информации и глубине проработки проекта. Стадийность в проработке проекта дает возможность увереннее принимать решения об инвестировании или, наоборот, о прекращении дальнейшей работы над проектом.

ПТЭО и ТЭО представляют собой комплекс расчетно-аналитических документов, которые должны содержать оценку инвестиционных возможностей, предпроектную проработку инженерно-конструкторских, технологических, организационных, управленческих решений, выбор альтернативных материалов. Стадии реализации прединвестиционной фазы приведены на рис. 6.2.

Выполнение необходимых работ на прединвестиционной фазе требует значительных затрат, при этом наблюдается тенденция к их росту, т.к. от качества проекта зависит уровень конкурентоспособности производства, а также сокращение риска отклонения фактических экономических показателей от предусмотренных в проекте.

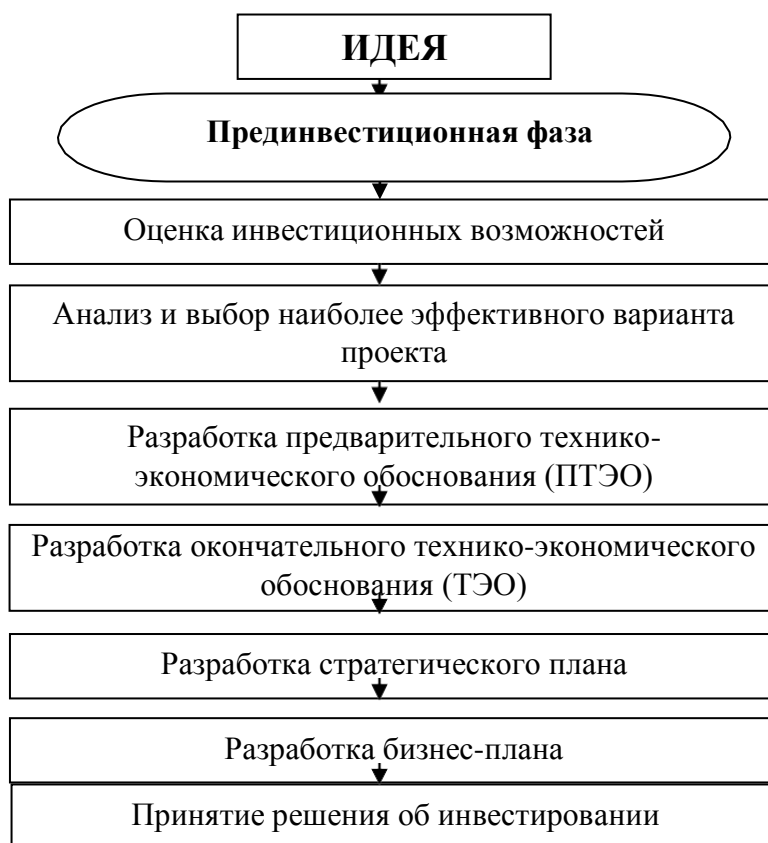


Рис. 6.2. Стадии реализации прединвестиционной фазы

Анализ возможных альтернатив должен иметь место на стадии ПТЭО, т.к. на стадии ТЭО его выполнение будет более длительным и

дорогим. Такой анализ должен охватить самые различные альтернативы в следующих областях исследования:

- стратегия проекта и его рамки;
- концепция маркетинга и рынок;
- сырье, материалы, комплектующие изделия;
- окружающая среда и месторасположение;
- методы проектирования и разработки технологических процессов;
- организационное построение и функции управления организацией;
- график реализации проекта и формирование бюджета.

Обобщение мирового опыта инвестиционного проектирования, проведенное ЮНИДО, позволило выработать основные направления разработки ТЭО, согласно которым структура ПТЭО (ТЭО) может выглядеть следующим образом (рис. 6.3):



Рис. 6.3. Основные направления разработки ТЭО

1. Обобщенные выводы делаются после выполнения девяти нижеследующих этапов с учетом целей, предполагаемых рисков, инфляционных процессов, затрат и будущих доходов при условии, что определены источники и методы финансирования с достаточной степенью точности.

2. История проекта:
 - предыстория проекта и возникновение инвестиционной идеи;
 - определение стоимости проводимых исследований;
 - инвесторы проекта;
 - льготы по налогообложению.
3. Анализ рынка и стратегия маркетинга:
 - идея, цель и стратегия реализации проекта;
 - разработка стратегии маркетинга;
 - анализ спроса и предложения на выпускаемую продукцию;
 - анализ каналов сбыта продукции;
 - анализ конкурентов;
 - предварительное определение цены единицы будущей продукции;
 - расчет производственной программы выпуска продукции.
4. Определение потребности в материальных ресурсах (сырье и материалы, комплектующие изделия, вспомогательные производственные материалы).
5. Выбор будущего месторасположения производства продукции (на существующих производственных площадях или строительство новых зданий и сооружений на новом участке земли с учетом его стоимости). Оценка воздействия проекта на окружающую среду.
6. Выполнение проектно-конструкторских работ:
 - расчет производственных мощностей, необходимых для производства продукции;
 - определение рамок проекта;
 - определение технологических процессов и расчет необходимого количества производственного и вспомогательного оборудования;
 - проектирование новых зданий и сооружений, необходимых для производства продукции.
7. Организация процесса производства и управления:
 - описание производственной структуры и производственного процесса изготовления продукции;
 - построение организационной структуры управления проектом;
 - определение каналов сбыта продукции и стоимости транспортных расходов.
8. Набор необходимого персонала:
 - предварительный расчет потребности персонала по категориям;

- предварительный расчет затрат на основной и обслуживающий персонал в расчете на год.

9. Формирование графика реализации проекта:

- предварительные расчеты реализации проекта по фазам и стадиям во времени;

- предварительные расчеты полных затрат на проект по фазам и стадиям.

10. Инвестиции, экономический и финансовый анализ:

- источники финансирования проекта;

- методы финансирования;

- расчет графика безубыточности;

- оценка эффективности проекта;

- расчет основных финансовых показателей.

Завершается прединвестиционная фаза разработкой стратегического плана, бизнес-плана и принятием решения об инвестировании проекта. Бизнес-план в условиях рыночной экономики имеет первостепенное значение для организаций, желающих получить статус акционерных обществ, а также организаций, желающих получить инвестиции для своего развития. На основании анализа и оценки бизнес-плана и других факторов потенциальные инвесторы принимают окончательное решение о выделении необходимых инвестиций.

Не надо отождествлять ТЭО проекта с бизнес-планом. Бизнес-план инвестиционного проекта – это концентрированное выражение его ТЭО. Он предназначен для внешнего окружения – потенциальных инвесторов. По этой причине бизнес-план строго структурирован, требования к нему формализованы, он ограничен по объему.

В **инвестиционной фазе** проекта осуществляется процесс формирования производственных активов (рис. 6.4) в этой фазе идет процесс формирования правовой, финансовой и организационной основы для достижения поставленной цели и решения поставленных задач. Одним из весьма важных вопросов в данном случае является тщательная проработка рынка на предмет приобретения высококачественного оборудования, технологий, земли по приемлемым ценам. Здесь же решаются вопросы по срокам и стоимости строительства зданий и сооружений, на базе которых будет реализован определенный инвестиционный проект.

Одним из важных вопросов инвестиционной фазы является набор и обучение персонала с целью создания высокопрофессионального, сплоченного коллектива, способного гибко реагировать на постоянно изменяющиеся условия во внутренней и внешней среде организации.

Особенность этой фазы состоит в том, что затраты здесь имеют необратимый характер, а так как проект незавершен, он пока не приносит доходов. Качественное и эффективное управление реализацией проекта должно гарантировать, что размеры затрат, предусмотренные сметой, будут неуклонно выполняться, а все работы по строительству, поставке и монтажу оборудования, набору и обучению персонала будут произведены своевременно до запуска организации в действие. Для этого следует постоянно сравнивать прогнозируемые величины с данными о реальных инвестиционных затратах, которые накапливаются в течение инвестиционной фазы. Превышение временных рамок и сметы чревато весьма серьезными негативными последствиями.



Рис. 6.4. Стадии инвестиционной фазы

Эксплуатационная фаза проекта характеризуется началом производства продукции или оказания услуг и соответствующими поступлениями всех видов ресурсов. Структурный состав стадий в этой фазе приведен на рис. 6.5.

Общая продолжительность эксплуатационной фазы оказывает влияние на показатели экономической эффективности проекта, поэтому она устанавливается в ходе проектирования. Обычно ее принимают на уровне нормативного срока службы технологического оборудования, в

ряде случаев – в зависимости от темпов обновления продукции, если последнее вызывает необходимость в существенном техническом перевооружении.

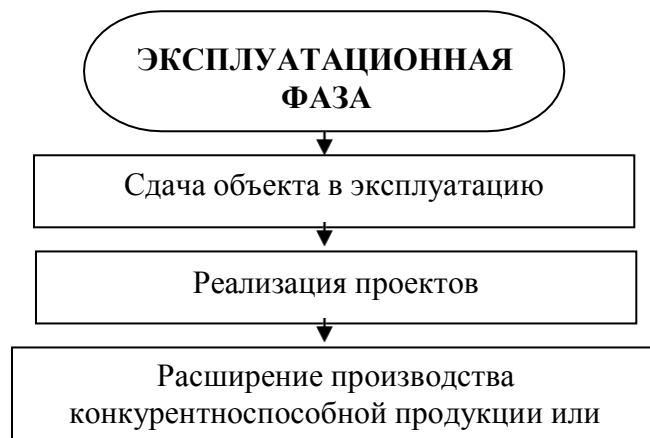


Рис. 6.5. Стадии эксплуатационной фазы

6.3. Бизнес-план инвестиционного проекта

Бизнес-план – это документ, призванный высветить курс предприятия, как правило, на ближайший год в развитии его стратегии.

Бизнес-план выполняет 4 основные функции:

- является инструментом оценки деятельности предприятия за определенный период;
- используется для разработки концепции перспективного развития предприятия;
- является инструментом добывания средств;
- является инструментом реализации стратегии предприятия.

Инвестор не вложит деньги в бизнес, не увидев качественного бизнес-плана, при этом особое внимание обращается на 4Д предпринимателя:

- деловую репутацию;
- денежный поток по обслуживанию долга;
- дополнительное обеспечение гарантий;
- долю собственного капитала ($\geq 50\%$).

Бизнес-план инновационного проекта по форме является его технико-экономическим обоснованием, позволяющим оценить

преимущества производственного и рыночного, финансового и технического характера, учесть влияние на процесс его разработки и реализации факторов внешней и внутренней среды. С другой стороны, бизнес-план выполняется как заявка на финансирование, ориентируясь на типовую структуру, и содержит следующую информацию:

- общие сведения о заявителе;
- научно-технический задел по проекту (публикации, диссертации, изобретения и др.);
- сроки выполнения проекта;
- объем финансирования;
- описание продукции, ее преимущества перед аналогами в стране и за рубежом;
- возможные области применения; перспективы совершенствования продукта (при эксплуатации и гарантийном обслуживании);
- оценку рынков сбыта, их насыщенности;
- анализ конкурентоспособности продукции и оценку конкурентов;
- цены на новую продукцию и аналогичную продукцию у конкурентов;
- каналы товародвижения (персональные продажи, наличие посредников);
- организацию рекламы;
- сервис и гарантии после реализации продукции;
- наличие технической документации;
- наличие опытных образцов;
- календарный план выполнения основных этапов проекта;
- прогнозируемый объем производства продукции;
- описание имеющихся и требуемых для производства продукции оборудования и помещений;
- сведения о количестве и квалификации производственного персонала;
- о необходимой кооперации при производстве;
- о необходимости поставок комплектующих изделий и материалов;
- об охране интеллектуальной собственности;
- о наличии сертификатов (соответствия, качества, экономических и др.).

Перед составлением бизнес-плана надо убедиться в перспективности бизнес-идеи. Разработка даже самого маленького локального бизнес-плана, сбор необходимых документов, оформление занимают около двух недель довольно напряженной работы, а крупный бизнес-план – несколько месяцев.

Серьезные инвесторы требуют, чтобы бизнес-план им представлялся лично руководителем организации, что требует его активного участия в разработке бизнес-плана даже в случае привлечения внешних разработчиков. Повышает шансы в поиске партнеров и инвесторов наличие в составе организации команды, разрабатывающей бизнес-план и готовой его реализовать.

Структура разделов бизнес-плана как официального документа и последовательность его разработки не совпадают (рис. 6.6).

Перспективная бизнес-идея (замысел)	
1. Сбор и анализ информации о продукции (услуге)	Раздел 3. Описание продукции
2. Сбор и анализ информации по рынку сбыта	Раздел 4. Маркетинг и сбыт продукции
3. Анализ состояния и возможностей предприятия и перспективности отрасли	Раздел 2. Описание предприятия и отрасли
4. Возможности инноватора, план проведения НИОКР	
5. Определение потребности и путей обеспечения площадями, оборудованием, кадрами и другими ресурсами	Раздел 5. Производственный план
6. Расчет потребного капитала и источников финансирования	Раздел 7. Финансовый план. Отчет о прибылях и убытках; отчет о движении денежных средств; финансовые результаты; налоги
7. Определение направленности и масштабности проекта, расчет эффективности	Раздел 8. Эффективность проекта. Анализ чувствительности проекта: индекс доходности; срок окупаемости; чистый приведенный доход; внутренняя норма доходности
8. Разработка организационной структуры, правового обеспечения и графика реализации проекта	Раздел 6. Организационный план
9. Решение вопроса рисков и гарантий	Раздел 9. Риски и гарантии
10. Подбор материалов и составление приложений	Приложения
11. Составление краткого содержания проекта	Раздел 1. Резюме
12. Составление аннотации на проект	Аннотация

13. Оформление титульного листа	Титульный лист
---------------------------------	----------------

Рис. 6.6. Структура и последовательность разработки бизнес-плана

6.4. Источники финансирования

Для финансирования конкретных инвестиционных проектов используется состав источников финансирования как на государственном уровне, так и на уровне организации (рис. 6.7).



Рис. 6.7. Основные источники финансирования инвестиционных проектов

В зависимости от отношения к собственности источники финансирования делятся на три вида:

- собственные (внутренние);
- привлеченные (внешние);
- заемные (внешние).

Принцип такого разделения довольно прост: выполнение обязательств по заемным средствам непреложно, оно зависит от предпринимательской деятельности. Привлеченные средства предполагают выплату дивидендов, однако последнее не является обязательным даже в случае, если предприятие рентабельно. В этом плане привлеченные средства близки к внутренним источникам, ими можно свободно управлять и в бухгалтерской практике они объединяются понятием «собственный капитал».

Собственные источники, и прежде всего амортизация, имеют преимущества в сравнении с другими. Амортизация является самым надежным и самым дешевым источником, т.к. налог на имущество в несколько раз меньше амортизационных отчислений. В числе важнейших внешних источников являются банковские кредиты, которые могут расходоваться на инвестиционные (долгосрочные кредиты) и хозяйственные (краткосрочные кредиты) цели. Проценты по краткосрочным кредитам включаются в себестоимость в пределах, установленных законодательством РК.

Проценты за долгосрочные кредиты относятся на результаты производственно-финансовой деятельности, т.е. выводятся из налогообложения.

Для инвестиционных проектов существуют различные схемы погашения кредитов:

- периодическое погашение основной суммы долга равными долями с постепенным сокращением процентов;
- периодическое погашение основного долга и процентов равными долями;
- погашение по гибкому графику исходя из наличия свободных денежных средств.

Первая схема требует меньших общих финансовых затрат, однако довольно значительных общих сумм погашения с начала ввода проекта в строй.

Вторая схема, хотя и влечет за собой более высокие общие финансовые издержки, менее обременительна для нового предприятия, поскольку первоначальные суммы погашения задолженности меньше, чем в первом случае.

Третья схема предотвращает капитализацию процентов и способствует скорейшему погашению долга, но при этом резко снизится показатель ликвидности проекта, т.е. способность предприятия погасить свои внешние обязательства за счет собственных активов.

Эффективность проекта может быть существенно повышена за счет выбора оптимальной схемы финансирования.

Мировой опыт показывает, что обычно доля кредитования новых проектов колеблется в пределах 20–30%, в связи с чем от 70 до 80% финансовых потребностей должно быть покрыто из других источников.

Акционерный капитал может быть получен за счет эмиссии простых или привилегированных акций. Различие между ними заключается в возможности участия акционера в управлении компанией, а также в схеме выплаты дивидендов.

Доходы по привилегированным (неголосующим) акциям представляют собой фиксированный процент от их номинала и выплачиваются вне зависимости от прибыльности компании.

Дивиденды по обыкновенным акциям определяются делением направляемой на эти цели чистой прибыли на общее количество акций.

Выбор каждого из внешних источников должен быть строго обоснован, инвестор должен уметь предвидеть последствия погашения обязательств по каждому из них и их влияние на конечные результаты своей деятельности.

Одним из важных источников финансирования инвестиционной деятельности являются средства государственного бюджета и внебюджетных фондов. Средства государственного бюджета в основном направляются на финансирование федеральных целевых программ и другие федеральные потребности, определяемые законодательством Республик Казахстан.

6.5. Методы экономической оценки эффективности инвестиционных проектов

В условиях рынка в нашей экономической науке и практике наряду с **традиционными** методами экономических оценок находят все

большее применение новые, **современные** методы, основанные на методологии развитых стран. Они более точно оценивают финансовые последствия инвестиционных процессов и особенно необходимы при привлечении зарубежных инвесторов и кредиторов.

Все методы, как традиционные, так и современные подразделяются на методы **без учета фактора времени** и **с учетом фактора времени** – без учета продолжительности процесса инвестирования и времени действия инвестиций и с учетом этого.

6.5.1. Традиционные методы

Традиционные методы делятся на **методы сравнительной и общей (абсолютной) эффективности**.

К традиционным методам **сравнительных экономических оценок инвестиций** относятся:

1. Метод сравнительного срока окупаемости T_{cp} дополнительных капиталовложений (инвестиций), сделанных в более капиталоемкий вариант по сравнению с менее капиталоемким, окупающихся за счет экономии годовых эксплуатационных расходов $\Delta И$, достигаемой за счет этих дополнительных капиталовложений $\Delta К$:

$$T_{cp} = \frac{K_1 - K_2}{I_2 - I_1} = \frac{\Delta K}{\Delta И} > < T_n. \quad (6.1)$$

Если сравнительный срок окупаемости T_{cp} меньше нормативного срока окупаемости T_n , то выбирается более капиталоемкий вариант, если больше – то менее капиталоемкий.

2. Метод сравнительной эффективности E_{cp} тех же дополнительных капиталовложений, показывающей величину экономии издержек производства на каждый дополнительно вложенный рубль инвестиций, что приводит к увеличению прибыли $\Delta Пр$:

$$E_{cp} = \frac{\Delta И}{\Delta К} = \frac{\Delta Пр}{\Delta К} > < E_n. \quad (6.2)$$

Если $E_{cp} > E_n$, то выбирается более капиталоемкий вариант, и наоборот.

3. Метод приведенных затрат $Z_{пр}$ – суммы издержек производства и приведенных капиталовложений. Критерием выбора варианта является минимум приведенных затрат

$$Z_{\text{пр}} = И + E_{\text{н}} \cdot K \rightarrow \min. . \quad (6.3)$$

4. Метод оценки экономического эффекта $\mathcal{E}_{\text{ож}}$, получаемого от предполагаемых инвестиций

$$\mathcal{E}_{\text{ож}} = \Delta И - E_{\text{н}} \cdot \Delta K. \quad (6.4)$$

Если экономия издержек больше приведенных капиталовложений, эффект положительный, капиталовложения оправданы; если меньше – инвестирование нецелесообразно.

При применении методов сравнительной экономической оценки инвестиций все рассматриваемые варианты должны отвечать определенным условиям сопоставимости либо, если они по каким-либо техническим или другим причинам неравнозначны, должны быть **приведены к сопоставимому виду.**

К традиционным методам **общей или абсолютной эффективности** относятся:

1. Метод абсолютного срока окупаемости инвестиций за счет прибыли балансовой $\text{Пр}^{\text{б}}$ (без учета налогов и обязательных платежей H) или чистой прибыли $\text{Пр}^{\text{ч}}$

$$\text{Пр}^{\text{ч}} = \text{Пр}^{\text{б}} - H. \quad (6.5)$$

Соответственно этим прибылям и рассчитывается срок окупаемости каждого из рассматриваемых вариантов. В первом случае рассматривается государственная эффективность

$$T_{\text{а}} = \frac{K}{\text{Пр}^{\text{б}}} \gg T_{\text{н}}, \quad (6.6)$$

а во втором случае – для конкретного предприятия

$$T_{\text{а}} = \frac{K}{\text{Пр}^{\text{ч}}} \gg T_{\text{н}}. \quad (6.7)$$

Выбирается вариант с меньшим сроком окупаемости.

2. Метод оценки по рентабельности капиталовложений (инвестиций) или рентабельности производственных фондов действующего предприятия, показывающей какую прибыль дает каждый вложенный рубль

$$E_{\text{а}} = \frac{\text{Пр}^{\text{б}}}{K} \gg R_{\text{н}} \quad (6.8)$$

или
$$E_a = \frac{\text{Пр}^{\text{ч}}}{K} \gg R_H, \quad (6.9)$$

где R_H – нормативная рентабельность.

Все традиционные методы можно применять и в рыночных условиях на предпроектной и проектной стадиях исследований, если за нормативы принимать величину банковского процента по кредитам или процент средней доходности по ценным бумагам.

6.5.2. Современные методы

В современных методах экономической оценки инвестиций применяются такие новые понятия, как инвестиционный период (горизонт расчета), поток наличности, дисконтирование и т.д.

Для оценки инвестиций, когда капиталовложения осваиваются за один год, применимы методы без учета фактора времени, включающие оценку по показателям текущих затрат и по прибыли, а также определение так называемого «прибыльного порога» (построение «графика безубыточности»).

К современным методам экономической оценки эффективности инвестиций с учетом фактора времени относятся:

- метод экономической оценки инвестиций по чистому дисконтированному доходу ЧДД по начальному и конечному финансовому состоянию (метод капитализированной ренты (аннуитет), метод чистой текущей стоимости NPV);
- метод экономической оценки по динамическому сроку окупаемости $T_{ок}$, который является критерием для оценки степени риска инвестора;
- метод оценки инвестиций по индексу доходности ИД, характеризующему рентабельность капиталовложений;
- метод экономической оценки инвестиций по внутренней норме доходности ВНД, этот метод используется при отсутствии информации о величине процентных ставок на рынке капитала и с его помощью определяется минимально допустимая величина доходности, при которой покрываются все расходы инвестора в течение инвестиционного периода.

Современная методика расчета экономической эффективности инвестиций

Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования [6] установлены следующие показатели эффективности инновационного проекта:

1. Показатели коммерческой (финансовой) эффективности, учитывающие финансовые последствия реализации проекта для его непосредственных участников. Коммерческая эффективность определяется соотношением финансовых затрат и результатов, обеспечивающих требуемую норму доходности. Рассчитывается поток **реальных денег** как разность между притоком и оттоком денежных средств от инвестиционной и операционной деятельности.

2. Показатели бюджетной эффективности, отражающие финансовые последствия осуществления проекта для федерального, регионального или местного бюджета. Бюджетный эффект определяется как превышение доходов соответствующего бюджета (D_t) над расходами (P_t) в связи с осуществлением данного проекта.

Годовой эффект рассчитывается как

$$B_t = D_t - P_t . \quad (6.10)$$

Интегральный бюджетный эффект рассчитывается как сумма дисконтированных годовых бюджетных эффектов.

3. Показатели народно-хозяйственной экономической эффективности отражают эффективность проекта с точки зрения интересов народного хозяйства в целом, а также для участвующих в осуществлении проекта регионов, отраслей, организаций. Социальные, политические, экологические и др. результаты рассматриваются как дополнительные показатели народно-хозяйственной эффективности и учитываются при принятии решения о реализации и государственной поддержке проектов.

Оценка экономических результатов инновационного проекта производится на основании годовых показателей, рассчитанных по годам жизненного цикла реализации проекта.

В связи с тем, что длительность инновационного процесса составляет несколько лет (в среднем 3–5), необходимо при расчете экономической эффективности учитывать изменение стоимости денег со временем. Процесс приведения к сопоставимости по времени **разновременных затрат и результатов называется дисконтированием.**

Обеспечение сопоставимости по времени осуществляется, исходя из посылки, что «сегодняшний рубль дороже завтрашнего». Например, имея сегодня 100 у. е. и положив их в банк на депозит, через год вкладчик будет иметь при банковской процентной ставке, равной 10% годовых, 110 у. е., через 2 года – 121 у. е., через 3 года – 133,1 у. е. и т.д. (по сложным процентам).

Для учета фактора времени прошлые затраты приводятся к будущему году

$$Z_{п'} = Z_{н} \cdot K_{н}, \quad (6.11)$$

где $Z_{п'}$ – приведенные к будущему периоду текущие затраты;

$Z_{н}$ – текущие затраты;

$K_{н}$ – коэффициент накопления. Его значение вычисляется по формуле

$$K_{н} = (1 + E)^t, \quad (6.12)$$

где E – ставка накопления, доли единицы;

t – любой расчетный год.

Приведенные к текущему периоду будущие затраты ($Z_{п'}$) определяются по формуле

$$Z_{п'} = \frac{Z_{н}}{K_{н}}, \quad (6.13)$$

где $\frac{1}{K_{н}}$ – называется коэффициентом дисконтирования K_d ;

$$K_d = \frac{1}{(1 + E)^t}, \quad (6.14)$$

где E – ставка дисконта, доли единицы.

При оценке эффективности проекта все разновременные затраты, результаты и эффекты приводятся к единому моменту времени τ (точке приведения). Для приведения выбирается расчетный период T – горизонт расчета, инвестиционный период, равный, как правило, сроку службы объекта (периоду использования новой технологии, оборудования, методики и т.д.); t – шаг дисконтирования (год, неделя, месяц, день); τ – год приведения, который может быть любым наперед заданным годом (годом зарождения идеи, появления результатов в виде объема продаж и прибыли, окончания производства и т.д.), и E – норма

дисконта, которая представляет собой приемлемую для инвестора норму дохода на капитал. Величина дисконта определяется исходя из депозитного процента по вкладам с учетом инфляции и риска.

Если принять норму дисконта ниже депозитного процента, инвесторы предпочтут класть деньги в банк, а не в производство. Если норма дисконта станет выше депозитного процента на величину, большую, чем та, которая оправдывается инфляцией и ее инвестиционным риском, возникнет перетекание денег в инвестиции; повышенный спрос на деньги приведет к повышению их цены, т.е. банковского процента.

Для оценки народнохозяйственной эффективности норма дисконта должна быть социально-экономическим нормативом, устанавливаемым государством, учитывающим не только чистые финансовые интересы государства, но и социальные, экологические и другие последствия для всех членов общества.

Для оценки коммерческой эффективности сам инвестор оценивает цену денег, т.е. определяет норму годового дохода на вложенный капитал.

Цена денег (капитала) представляет собой ту общую величину средств, которую следует уплатить за использование определенного объема финансовых ресурсов, выраженную в процентах к этому объему. Сумма затрат на обслуживание привлеченных финансовых ресурсов оптимизируется с учетом источников инвестиций (дивиденды акционерам, проценты по облигациям, проценты по банковским кредитам).

Средневзвешенная стоимость капитала ($E_{\text{ср}}$) представляет собой минимальную норму прибыли, которую ожидает инвестор от своих вложений:

$$E_{\text{ср}} = \sum_{i=1}^n (E_i \cdot d_i), \quad (6.15)$$

где E_i – цена i -го источника средств, % ;

d_i – удельный вес i -го источника средств в их общем объеме, доли единицы.

При выборе инновационного проекта **норма доходности инвестиционного капитала (цена капитала) должна быть такой, чтобы не снизить рыночную стоимость предприятия.**

Следует различать два понятия: цена капитала предприятия и цена самого предприятия. Цена капитала данного предприятия – это относительные годовые расходы по обслуживанию долга перед

собственниками (акционерами) и кредиторами. **Цена действующего предприятия в целом как хозяйствующего субъекта на рынке капитала** определяется различными параметрами, такими, как стоимость активов, объем собственного капитала, прибыль и т.д. Оба понятия количественно взаимосвязаны, так, если организация участвует в реализации инновационного проекта, рентабельность которого ниже «цены» капитала, то «цена» организации после завершения данного проекта понизится.

При выборе дисконтной ставки необходимо учитывать:

- среднюю реальную дисконтную ставку E_{cp} ;
- темп инфляции (инфляционную премию) E_i ;
- премии за низкую ликвидность инвестиций E_t ;
- премии за инвестиционный риск E_p .

Для проектов с большим риском и (или) с более длительным сроком реализации применяется более высокая дисконтная ставка

$$E = (1 + E_{cp}) \cdot (1 + E_i) - 1 + E_t + E_p. \quad (6.16)$$

6.6. Выбор инновационного проекта для реализации

Всякий проект характеризуется несколькими видами показателей. В каждый из видов показателей входят несколько конкретных показателей, дополняя друг друга. Нередко для отбора инновационных проектов приходится использовать **экспертные (неформальные) процедуры** для учета значений всех факторов и их взаимосвязей. Выбор проекта должен осуществляться с учетом множества различных, зачастую противоречащих друг другу характеристик проекта и его участников, носящих количественный или качественный характер.

Критерии отбора инвестиционных проектов условно подразделяются на следующие группы:

- **целевые критерии** (связаны с социально-экономической ситуацией в стране);
- **внешние и экологические критерии** (правовая обеспеченность проекта; возможная реакция общественного мнения; воздействие на уровень занятости; экологические последствия);
- **критерии реципиента**, осуществляющего проект (навыки управления; качество и компетентность руководства; стратегия в области маркетинга; опыт работы на внешнем рынке; финансовая состоятельность; потенциал роста; показатели диверсификации);

- **критерии научно-технической перспективности** (патентная чистота изделий; патентоспособность технических решений; положительное воздействие на другие проекты и др.);

- **коммерческие критерии** (размер инвестиций; стартовые затраты; размер прибыли; ожидаемая норма чистой дисконтированной прибыли; значение внутренней нормы доходности, удовлетворяющей инвестора; срок окупаемости и сальдо реальных денежных потоков; стабильность поступления доходов от проекта; возможность использования налоговых льгот; необходимость привлечения заемного капитала; финансовый риск, связанный с осуществлением проекта);

- **производственные критерии** (доступность сырья, материалов, оборудования; необходимость технологических нововведений; наличие производственного персонала; возможность использования отходов производства; потребность в дополнительных производственных мощностях);

- **рыночные критерии** (соответствие проекта потребностям рынка, оценка общей емкости рынка; оценка вероятности коммерческого успеха; эластичность цены на продукцию; необходимость маркетинговых исследований и рекламы для продвижения предлагаемого продукта на рынок; оценка ожидаемого характера конкуренции);

- **критерии региональных особенностей реализации проекта** (ресурсные возможности регионов; степень социальной нестабильности; состояние инфраструктуры и т.д.).

Для всех групп критериев, кроме коммерческой, определяется средний балл и критерий проходного балла на основе обработки индивидуальных оценок проекта независимыми экспертами (метод экспертных оценок).

Для проектов, прошедших по некоммерческим критериям, рассчитываются **показатели экономического эффекта, или эффективности: чистый дисконтированный доход (ЧДД), индекс доходности (ИД), внутренняя норма доходности (ВНД) и окупаемость инвестиций ($T_{ок}$).**

Чистый дисконтированный доход ЧДД (по международной терминологии NPV), или интегральный эффект \mathcal{E}_t , равен

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T (R_t - Z_t) \frac{1}{(1+E)^t}, \quad (6.17)$$

где R_t – результаты, достигнутые на t -ом шаге расчета;

Z_t – затраты, осуществляемые на этом шаге, включая капитальные вложения;

T – горизонт расчета;

E – норма дисконта.

Чем больше ЧДД, тем эффективнее проект.

При отрицательном ЧДД проект неэффективен.

На практике пользуются модифицированной формулой для определения ЧДД. Для этого из состава затрат Z_t исключают капиталовложения и обозначают K_t – капиталовложения в t – год.

Приведение денежных потоков (затрат и результатов) можно осуществлять к любому моменту времени. Тогда сумма дисконтированных, или приведенных, капиталовложений

$$K_{\Sigma} = \sum_{t=0}^T K_t (1 + E)^{\tau-t}, \quad (6.18)$$

где τ – год приведения;

t – год вложения средств.

Суммарный дисконтированный доход

$$ДД_{\Sigma} = \sum_{t=0}^T (\text{Пр}_t^{\text{ч}} + A_t)(1 + E)^{\tau-t}, \quad (6.19)$$

где $\text{Пр}_t^{\text{ч}}$ – чистая прибыль, полученная в данном году;

A_t – амортизационные отчисления данного года.

Чистый дисконтированный доход определяется как разность между дисконтированными доходом и капиталовложениями:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T (\text{Пр}_t^{\text{ч}} + A_t)(1 + E)^{\tau-t} - \sum_{t=0}^T K_t (1 + E)^{\tau-t}. \quad (6.20)$$

Индекс доходности ИД (PI), или индекс рентабельности капвложений, рассчитывается как

$$\text{ИД} = \frac{\sum_{t=0}^T (\text{Пр}_t^{\text{ч}} + A_t)(1 + E)^{\tau-t}}{\sum_{t=0}^T K_t (1 + E)^{\tau-t}}. \quad (6.21)$$

Если $\text{ИД} < 1$, то проект отвергается.

Окупаемость инвестиций $T_{ок}(PP)$, или срок возврата средств, находится из равенства

$$\sum_{t=0}^T (\text{Пр}_t^ч + A_t)(1 + E)^{\tau-t} = \sum_{t=0}^T K_t (1 + E)^{\tau-t}. \quad (6.22)$$

Срок окупаемости – минимальный временной интервал (от начала осуществления проекта), за пределами которого ЧДД становится и в дальнейшем остается положительным.

Внутренняя норма доходности ВНД (IRR) равна ставке дисконтирования $E_{ВН}$, при которой чистый дисконтированный доход (ЧДД) проекта равен нулю.

Если весь проект выполняется только за счет заемных средств, то ВНД равна максимальному проценту, под который можно взять заем, с тем, чтобы суметь расплатиться из доходов от реализации проекта за расчетный период.

ВНД вычисляется из равенства

$$\sum_{t=0}^T (\text{Пр}_t^ч + A_t)(1 + E_{ВН})^{\tau-t} = \sum_{t=0}^T K_t (1 + E_{ВН})^{\tau-t}. \quad (6.23)$$

При использовании любого метода оценки эффективности инвестиций должно выполняться условие, что для всех вариантов рынок капитала открыт и неограничен, т.е. инвестор может в любой момент времени на любую сумму взять кредит в банке или при наличии свободного капитала поместить его в банке с процентной ставкой E .

6.7. Учет фактора риска и неопределенности при оценке эффективности проектов

6.7.1. Виды неопределенности и инвестиционных рисков

Под неопределенностью понимается неполнота или неточность информации об условиях реализации проекта (решения), в т.ч. связанных с ними затратах и результатах. Неопределенность, связанная с возможностью возникновения в ходе реализации проекта неблагоприятных ситуаций и последствий, характеризуется понятием риска.

Факторы риска и неопределенности подлежат учету в расчетах эффективности, если при разных возможных условиях реализации затраты и результаты по проекту различны.

При оценивании проектов наиболее существенными представляются **следующие виды неопределенности и инвестиционных рисков:**

- риск, связанный с нестабильностью экономического законодательства и текущей экономической ситуации, условий инвестирования и использования прибыли;
- внешнеэкономический риск (возможность введения ограничений на торговлю и поставки, закрытия границ и т.п.);
- неопределенность политической ситуации, риск неблагоприятных социально-политических изменений в стране или регионе;
- неполнота или неточность информации о динамике технико-экономических показателей, параметрах новой техники и технологии;
- колебания рыночной конъюнктуры, цен, валютных курсов и т.п.;
- неопределенность природно-климатических условий, возможность стихийных бедствий;
- производственно-технологический риск (аварии и отказы оборудования, производственный брак и т.п.);
- неопределенность целей, интересов и поведения участников;
- неполнота или неточность информации о финансовом положении и деловой репутации предприятий-участников (возможность неплатежей, банкротств, срывов договорных обязательств).

Организационно-экономический механизм реализации проекта, сопряженного с риском, должен включать специфические элементы, позволяющие снизить риск или уменьшить связанные с ним неблагоприятные последствия.

В этих целях используются:

- разработанные заранее правила поведения участников в определенных «нештатных» ситуациях (например, сценарии, предусматривающие соответствующие действия участников при тех или иных изменениях условий реализации проекта);
- управляющий (координационный) центр, осуществляющий синхронизацию действий участников при значительных изменениях условий реализации проекта.

В проектах могут предусматриваться также специфические механизмы стабилизации, обеспечивающие защиту интересов участников при неблагоприятном изменении условий реализации проекта (в т.ч. в тех случаях, когда цели проекта будут достигнуты не полностью или не достигнуты вообще) и предотвращающие возможные

действия участников, ставящие под угрозу его успешную реализацию. В одном случае может быть снижена степень самого риска (за счет дополнительных затрат на создание резервов и запасов, совершенствование технологий, уменьшение аварийности производства, материальное стимулирование повышения качества продукции). В другом – риск перераспределяется между участниками (индексирование цен, предоставление гарантий, различные формы страхования, залог имущества, система взаимных санкций).

Как правило, применение в проекте стабилизационных механизмов требует от участников дополнительных затрат, размер которых зависит от условий реализации мероприятия, ожиданий и интересов участников, их оценок степени возможного риска. Такие затраты подлежат обязательному учету при определении эффективности проекта.

Неопределенность условий реализации инвестиционного проекта не является заданной. По мере осуществления проекта участникам поступает дополнительная информация об условиях реализации, и ранее существовавшая неопределенность «снимается».

С учетом этого система управления реализацией инвестиционного проекта должна предусматривать сбор и обработку информации о меняющихся условиях его реализации и соответствующую корректировку проекта, графиков совместных действий участников, условий договоров между ними.

6.7.2. Методы учета факторов неопределенности и риска

Для учета факторов неопределенности и риска при оценке эффективности проекта используется вся имеющаяся информация об условиях его реализации, в т.ч. и не выражающаяся в форме каких-либо вероятностных законов распределения. При этом могут использоваться следующие три метода (в порядке повышения точности):

- проверка устойчивости;
- корректировка параметров проекта и экономических нормативов;
- формализованное описание неопределенности.

1. Метод проверки устойчивости предусматривает разработку сценариев реализации проекта в наиболее вероятных или наиболее «опасных» для каких-либо участников условиях. По каждому сценарию исследуется, как будет действовать в соответствующих условиях организационно-экономический механизм реализации проекта, каковы будут при этом доходы, потери и показатели эффективности у

отдельных участников, государства и населения. **Влияние факторов риска на норму дисконта при этом не учитывается.**

Проект считается **устойчивым и эффективным**, если во всех рассмотренных ситуациях интересы участников соблюдаются, а возможные неблагоприятные воздействия устраняются за счет созданных запасов и резервов или возмещаются страховыми выплатами.

Проверка устойчивости проекта осуществляется по анализу чувствительности или расчета предельных значений.

Анализ чувствительности показывает насколько изменится критериальный показатель (ЧДД) в ответ на изменение одной из переменных (цены, затрат, объема производства, ставки дисконтирования и т.д.) при неизменности остальных.

На рис. 6.8 приведен обобщающий график анализа чувствительности.

Наклон линий показывает, насколько чувствителен ЧДД к изменениям ключевых переменных. Проект с более крутыми кривыми чувствительности считается более рисковым. Варьируя ключевыми переменными, можно установить условия, при достижении которых обеспечивается результативность проекта.

Степень устойчивости проекта по отношению к возможным изменениям может быть охарактеризована показателями предельного уровня объемов производства, цен производимой продукции и других параметров проекта.

Предельное значение параметра проекта для некоторого t -го года его реализации определяется как такое значение этого параметра в t -м году, при котором чистая прибыль участника в этом году становится нулевой.

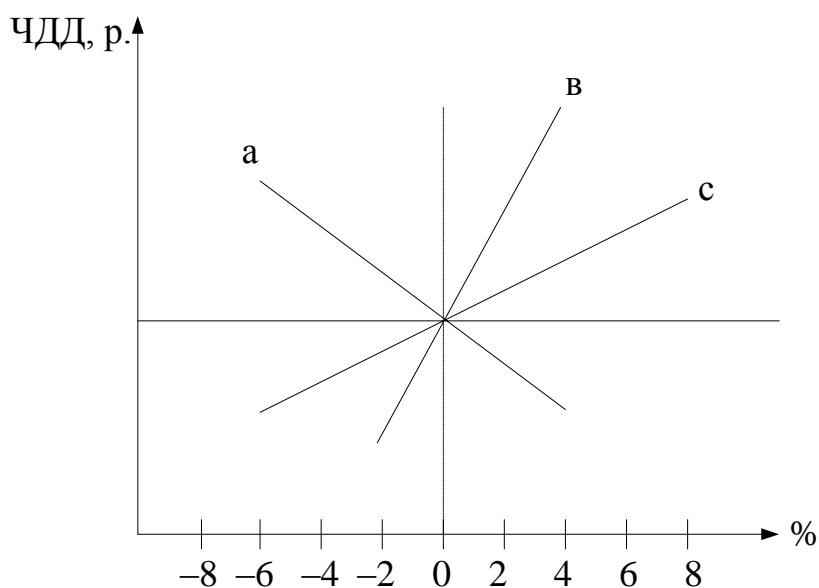


Рис. 6.8. Зависимость ЧДД от изменения параметров (а, в, с)

Одним из наиболее важных показателей этого типа является точка безубыточности, характеризующая объем продаж, при котором выручка от реализации продукции совпадает с издержками производства.

2. Возможная неопределенность условий реализации проекта может учитываться также **путем корректировки параметров проекта** и применяемых в расчете экономических нормативов, замены их проектными значениями на ожидаемые. В этих целях:

- сроки строительства и выполнения других работ увеличиваются на среднюю величину возможных издержек;

- учитывается среднее увеличение стоимости строительства, обусловленное ошибками проектной организации, пересмотром проектных решений в ходе строительства и непредвиденными расходами;

- учитываются запаздывание платежей, неритмичность поставок сырья и материалов, внеплановые отказы оборудования, допускаемые персоналом нарушения технологии, уплачиваемые и получаемые штрафы и иные санкции за нарушения договорных обязательств;

- в случае если проектом не предусмотрено страхование участника от определенного вида инвестиционного риска, в состав его затрат включаются ожидаемые потери от этого риска.

Аналогично в составе косвенных финансовых результатов учитывается влияние инвестиционных рисков на сторонние предприятия и население, а именно **увеличивается норма дисконта и требуемая внутренняя норма доходности (ВНД)**.

С учетом поправки на риск ставка дисконта E равна

$$E = E_i + \frac{P}{100}, \quad (6.24)$$

где E_i – ставка дисконта без учета риска;

P – поправочный коэффициент, учитывающий риск, % (табл. 6.1).

Таблица 6.1

Значения поправочного коэффициента (P),
учитывающего вид риска

Риск	Пример цели проекта	P , %
Низкий	Вложения при интенсификации производства на базе освоенной технологии	3 – 5
Средний	Увеличение объема продаж существующей продукции	8 – 10

Высокий	Производство и продвижение на рынок новой продукции	13 – 15
Очень высокий	Вложения в исследования и инновации	18 – 20

3. Наиболее точным (но и наиболее сложным с технической точки зрения) является **метод формализованного описания неопределенности** (вероятностный анализ). Метод позволяет оценить изменения одновременно нескольких параметров.

Применительно к видам неопределенности, наиболее часто встречающимся при оценке инвестиционных проектов, этот метод включает следующие этапы:

- описание всего множества возможных условий реализации проекта (либо в форме соответствующих сценариев, либо в виде системы ограничений на значения основных технических, экономических и т. п. параметров проекта) и отвечающих этим условиям затрат (включая возможные санкции и затраты, связанные со страхованием и резервированием), результатов и показателей эффективности;

- преобразование исходной информации о факторах неопределенности в информацию о вероятностях отдельных условий реализации и соответствующих показателях эффективности или об интервалах их изменения;

- определение показателей эффективности проекта в целом с учетом неопределенности условий его реализации – показателей ожидаемой эффективности.

Основными показателями, используемыми для сравнения различных инвестиционных проектов (вариантов проекта) и выбора лучшего из них, являются показатели ожидаемого интегрального эффекта (экономического – на уровне народного хозяйства, коммерческого – на уровне отдельного участника).

Эти же показатели используются для обоснования рациональных размеров и форм резервирования страхования.

Существуют различные подходы оценки риска с использованием вероятностного анализа. К их числу можно отнести анализ сценариев, который предполагает расчет ЧДД по каждому из трех возможных вариантов – пессимистическому, оптимистическому и наиболее вероятному.

Если вероятности различных условий реализации известны точно, ожидаемый интегральный эффект $ЧДД_{ож}$ рассчитывается по формуле математического ожидания

$$\text{ЧДД}_{\text{ож}} = \sum_{i=1}^n (\text{ЧДД}_i \cdot P_i), \quad (6.25)$$

где $\text{ЧДД}_{\text{ож}}$ – ожидаемый интегральный эффект проекта;
 ЧДД_i – интегральный эффект по i -му сценарию;
 P_i – вероятность i -го сценария;
 n – число ситуаций (сценариев).

Риск проекта оценивается на основе расчета трех показателей: размаха вариации ЧДД, среднего квадратичного отклонения от $\text{ЧДД}_{\text{ож}}$ и коэффициента вариации ЧДД.

Размах вариации определяется по разности ЧДД для оптимистической и пессимистической ситуации.

Среднеквадратическое отклонение σ является показателем риска и рассчитывается по формуле:

$$\sigma_{\text{ЧДД}} = \sqrt{\sum_{i=1}^n (\text{ЧДД}_i - \text{ЧДД}_{\text{ож}})^2 \cdot P_i}. \quad (6.26)$$

Чем выше σ , тем выше риск.

Относительным показателем риска является коэффициент вариации:

$$K_{\text{ЧДД}}^{\text{var}} = \frac{\sigma_{\text{ЧДД}}}{\text{ЧДД}_{\text{ож}}}. \quad (6.27)$$

Если вероятности различных условий реализации проекта оценить не представляется возможным, расчет ожидаемого интегрального эффекта осуществляется с помощью показателя пессимизма-оптимизма Гурвица:

$$\text{ЧДД}_{\text{ож}} = \lambda \cdot \text{ЧДД}_{\text{max}} + (1 - \lambda) \cdot \text{ЧДД}_{\text{min}}, \quad (6.28)$$

где ЧДД_{max} и ЧДД_{min} – соответственно наибольший (оптимистический вариант) и наименьший (пессимистический вариант) интегральный эффект;

$0 \leq \lambda \leq 1$ – норматив, отражающий систему предпочтений проекта в условиях неопределенности. При определении ожидаемого интегрального экономического эффекта его рекомендуется принимать равным 0,3 [4].

6.8. Финансовая оценка инвестиционных проектов

Для финансовой оценки инвестиционного проекта используются следующие показатели:

- **ликвидности**, позволяющие определить способность предприятия в течение года оплатить свои краткосрочные обязательства (коэффициент текущей ликвидности, срочной ликвидности и чистые оборотные средства);

- **деловой активности**, позволяющие анализировать эффективность использования ресурсов (оборачиваемость активов, дебиторской задолженности, собственного капитала);

- **рентабельности**, отражающие прибыльность деятельности фирмы (рентабельность всех активов, рентабельность реализации, рентабельность собственного капитала);

- **структуры капитала**, отражающие способность предприятия погашать долгосрочную задолженность (коэффициенты собственности, финансовой зависимости, защищенности кредиторов);

- **рыночной активности**, характеризующие стоимость и доходность акций компании (прибыль на одну акцию, соотношение рыночной цены акции и прибыли на одну акцию, доходность акции, доля выплаченных дивидендов).

В качестве примера в табл. 6.2 и 6.3 приведены анализ финансового состояния организации по балансу и ее основные технико-экономические показатели в результате осуществления проекта.

Таблица 6.2

Анализ финансового состояния организации (по балансу)

Показатели	Способ расчета
Коэффициент независимости	$\frac{\text{Источники собственных средств (разд. 1 пассива)}}{\text{Валюта баланса}}$
Коэффициент финансовой устойчивости	$\frac{\text{Источники собственных средств} + \text{долгосрочные заемные средства}}{\text{Валюта баланса}}$
Коэффициент деловой активности	$\frac{\text{Выручка от реализации продукции (работ, услуг)}}{\text{Валюта баланса}}$

Коэффициент эффективности использования финансовых ресурсов	$\frac{\text{Балансовая прибыль}}{\text{Валюта баланса}}$
Коэффициент эффективности использования собственных средств	$\frac{\text{Балансовая прибыль} - \text{налоги}}{\text{Источники собственных средств}}$
Коэффициент абсолютной ликвидности	$\frac{\text{Денежные средства} + \text{ценные бумаги}}{\text{Краткосрочная задолженность}}$
Коэффициент покрытия по балансу	$\frac{\text{Валюта баланса} - \text{итог (разд. 1 актива баланса)}}{\text{Краткосрочные ссуды} + \text{краткосрочные заемные средства} + \text{расчеты с кредиторами}}$

Таблица 6.3

Технико-экономические показатели организации

Показатели	Значение показателя
1. Выручка от реализации продукции (работ, услуг), тыс. р.	
2. Балансовая прибыль, тыс. р.	
3. Чистая прибыль, тыс. р.	
4. Активы предприятия (итог баланса), тыс. р.	
5. Собственные средства, тыс. р.	
6. Заемные средства, тыс. р.	
7. Удельный вес собственных средств в совокупных источниках средств, %	(строка 6: строка 5)
8. Рентабельность предприятия (отношение чистой прибыли к активам предприятия), %	(строка 4: строка 5)
9. Коэффициент прибыльности продукции (рентабельность продажи)	(строка 4: строка 2)
10. Капиталоотдача р./год/р.	(строка 2: строка 5)
11. Рентабельность собственных средств, %	(строка 4: строка 6)
12. Оборачиваемость оборотных средств (отношение выручки от реализации к сумме оборотных средств)	

Контрольные вопросы и задания

1. Что такое инвестиционный проект?
2. По каким признакам классифицируются проекты?

3. Перечислите основные этапы разработки инвестиционного проекта.
4. Что такое бизнес-план инвестиционного проекта?
5. Чем отличается бизнес-план от ТЭО проекта?
6. Дайте понятие коммерческой, бюджетной и экономической эффективности.
7. Что такое дисконтирование затрат?
8. Дайте понятие нормы дисконта, коэффициента дисконтирования, расчетного периода.
9. Как рассчитывается чистый дисконтированный доход?
10. Что такое индекс доходности и внутренняя норма доходности проекта?
11. Как определить период возврата инвестиций?
12. По каким критериям выбирается вариант решения какой-либо проблемы?
13. Что такое поток реальных денег?
14. Перечислите основные виды неопределенностей и инвестиционных рисков.
15. Какие имеются способы учета фактора риска?
16. Что такое «устойчивость» проекта?
17. Что такое социальные последствия проекта.
18. Какие социальные результаты проекта являются обязательными условиями его реализации и самостоятельной оценке не подлежат?

7. ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА

7.1. Особенности энергетического производства

Задачей энергетики как отрасли народного хозяйства является энергоснабжение, т.е. обеспечение электрической и тепловой энергией всех ее потребителей: промышленности, транспорта, сельского хозяйства, городского хозяйства и сферы обслуживания, науки и искусства, управления и здравоохранения и т. д. Энергетическое производство осуществляется в комплексном энергетическом процессе, включающем три основные фазы: производство энергии, ее распределение и потребление. Первые две фазы энергетического процесса составляют процесс энергоснабжения, который и является задачей энергетики. Производство энергии осуществляется электрическими станциями; распределение энергии осуществляют электрические и тепловые сети. Процесс энергоснабжения в целом осуществляется энергетическими системами, объединяющими в единый производственно-транспортный комплекс электростанции и сети. Специфика энергетического производства выдвигает ряд основных требований к организации эксплуатации энергетических предприятий. Наличие в энергетическом процессе одновременно осуществляемых фаз производства и потребления электрической энергии требует точного совпадения в любой момент времени величины производимой электростанциями и потребляемой потребителем установками электрической мощности. Следовательно, потребление и производство электроэнергии в энергосистеме должно происходить по одному и тому же суточному графику нагрузки. Поэтому управление всеми электростанциями системы и регулирование их нагрузок, составляющих в целом нагрузку энергетической системы, должно быть полностью централизовано в аппарате районной энергосистемы. В связи с тем, что энергоснабжение потребителей должно быть максимально надежным (бесперебойным), характерной особенностью энергетического процесса является одновременность производства, распределения и потребления энергии, что является основной причиной четкого разграничения вопросов организации производственного процесса (и административно-технического руководства им) и оперативного управления производственным процессом в энергетической системе.

Для организации энергетического производства необходимо:

- определение наиболее целесообразных режимов работы энергетического оборудования, его текущее эксплуатационное

обслуживание, обеспечение его максимальной эксплуатационной готовности;

- бесперебойное снабжение станций, промышленных и районных котельных топливом, водой, вспомогательными эксплуатационными и ремонтными материалами, запасными частями к оборудованию и их нормирование;

- подбор эксплуатационного персонала станций и сетей, нормирование и организация труда, инструктаж и наблюдение за качеством его работы, экономическое стимулирование;

- организация заработной платы работников электростанций и сетей и соответствующей премиальной системы, стимулирующей повышение производительности их труда.

7.2. Основное оборудование тепловой электростанции, его мощность и эксплуатационные свойства

Основным оборудованием тепловой электростанции являются *паровые котлы* (котельные агрегаты), *паровые турбоагрегаты* (паровые турбины и электрические генераторы), *электрические трансформаторы* (повысительной подстанции); элементы теплофикационных устройств (на ТЭЦ): сетевые подогреватели (бойлеры), паропреобразователи и др. Основным показателем каждого энергетического агрегата или его части является его производственная мощность. Следует различать номинальную производственную мощность (максимально длительную мощность в проектных условиях, мощность по паспорту) и эксплуатационную производственную мощность (максимально длительную мощность в конкретных условиях эксплуатации).

Для электростанции в целом соответственно различают: *установленную мощность* (сумма номинальных мощностей генераторов всех станционных турбоагрегатов); *эксплуатационную мощность* (сумма эксплуатационных мощностей всех турбоагрегатов станции с поправками на влияние всех факторов, ограничивающих производственную мощность станции в целом); *диспетчерскую мощность* (сумма эксплуатационных мощностей агрегатов, которые работают или могут работать).

К *эксплуатационным свойствам* оборудования относятся:

1. Нижний предел рабочей зоны паровых турбоагрегатов и паровых котлов – это технический минимум нагрузки. Для турбин он определяется минимальным пропуском пара через проточную часть, необходимым для их устойчивой работы и регулирования. Для котлов

технический минимум нагрузки определяется минимальным часовым расходом сжигаемого топлива, необходимым для устойчивого режима его горения в топке. Технический минимум нагрузки паровых турбин и котлов среднего давления составляет 15 – 25 % их номинальной мощности. Для турбин, котлов и блоков высокого и сверхвысокого давления технический минимум значительно выше (до 60 % номинальной мощности).

2. Верхний предел рабочей зоны агрегата – это максимально длительная мощность, которая может быть равна номинальной мощности или превышать ее (при возможности перегрузки). Допустимая перегрузка определяется для каждого агрегата соответствующими заводскими расчетами и стационарными испытаниями и фиксируется в эксплуатационных инструкциях. Возможности перегрузки для различных агрегатов различны и зависят от типа, начальных параметров и единичной мощности.

3. Маневренность агрегата – это большая или меньшая скорость его пуска и изменение его нагрузки. Длительность пуска турбоагрегата от подготовительных операций (прогрев паропровода, пуск циркуляционных насосов и пр.) до синхронизации и включения генератора в сеть колеблется в широких пределах в зависимости от начальных параметров, единичной мощности и конструкции турбины. Общая длительность пуска и подъема нагрузки до номинальной величины для турбин среднего давления находится в пределах двух часов. С повышением начальных параметров пара длительность пусковых операций резко возрастает, т.к. необходимо точно выдерживать расчетные условия и нагрузки во всех переходных режимах пуска и нагружения в связи с работой деталей и узлов агрегата в условиях высоких температур и давлений. Длительность пуска (растопки) котла от холодного состояния до включения в паропровод находится в пределах от двух до шести часов, в зависимости от типа, параметров и производительности котла, вида топлива и конструкции топки. Подъем нагрузки котла от 0 до ее номинальной величины занимает около одного часа.

4. Оперативная надежность оборудования тепловых электростанций, обеспечивающая бесперебойность их работы, зависит в первую очередь от качества изготовления стационарных агрегатов, их монтажа и эксплуатационного обслуживания, а также от вида и качества используемого топлива, от бесперебойности его поступления в бункера котельной, от качества конструктивного и технологического исполнения вспомогательного оборудования станции.

5. Длительность ремонтного простоя большое значение имеет при напряженном балансе мощности в энергетике, определяется периодичностью ремонтов и продолжительностью каждого ремонта. Длительность ремонтного простоя возрастает с возрастанием единичной мощности агрегатов и сложности их конструкции.

7.3. Расходные характеристики и показатели экономичности основного оборудования тепловой электростанции

Показатели экономичности агрегатов могут быть абсолютными, удельными и относительными.

Связь между нагрузкой энергетического агрегата (часовым производством вторичной энергии) и часовым расходом первичной энергии (или энергоносителя) определяется **расходной характеристикой** агрегата, которая является **абсолютным показателем** экономичности агрегата. Расходная характеристика является криволинейной или прямолинейной зависимостью расхода от нагрузки, построенной по результатам стационарных испытаний данного агрегата.

Зависимость часового расхода энергоносителя от величины нагрузки агрегата называется **весовой** расходной характеристикой. Весовыми характеристиками являются:

1) $B_{\text{час}} = f_1(D_{\text{кот}})$ – зависимость часового расхода натурального топлива от производительности котла;

2) $D_{\text{тур}} = f_2(N)$ – зависимость часового расхода пара турбиной от электрической нагрузки турбоагрегата.

Весовые расходные характеристики применяются для расчетов **абсолютной величины** расхода энергоносителя и определения производственной мощности агрегатов первичной энергии.

Зависимость часового расхода первичной энергии от величины нагрузки агрегата называется **энергетической** расходной характеристикой. Энергетическими характеристиками являются:

1) $B_{\text{час}}^{\text{кот}} = f_3(Q_{\text{ч}}^{\text{кот}})$ – зависимость часового расхода условного топлива котлом от часового производства тепла;

2) $Q_{\text{час}}^{\text{тур}} = f_4(N)$ – зависимость часового расхода тепла турбиной от электрической нагрузки турбоагрегата.

Энергетические расходные характеристики применяются для расчетов **относительной величины** расхода первичной энергии и определения экономичности работы агрегата.

Основным документом, характеризующим экономичность работы энергооборудования с различной постоянной нагрузкой, является энергетическая характеристика. Для проектируемого оборудования энергетическую характеристику можно получить как расчетом, так и по результатам испытаний модели (для гидротурбин). Для действующего оборудования ее получают по данным специальных эксплуатационных испытаний. Энергетическая характеристика, каким бы путем она не была получена, выявляет экономичность работы оборудования только в том случае, если оно эксплуатируется в условиях, полностью соответствующих тем, при которых была получена энергетическая характеристика.

Все многообразие факторов, характеризующих условия эксплуатации энергетического оборудования и влияющих на его энергетические характеристики можно условно разделить на:

- 1) внешние условия - температура наружного воздуха и охлаждающей воды;
- 2) параметры подведенной и полезной энергии - характеристика топлива, температура и давление перегретого и отборного пара, КПД мощности генераторов и т. д.;
- 3) состояние оборудования: загрязнение, неисправное состояние отдельных узлов;
- 4) правильное регулирование технологического процесса.

Если отклонения условий эксплуатации оборудования от характеристических (т.е. от тех, при которых получена энергетическая характеристика) невелики, то для правильной оценки экономичности работы оборудования можно пользоваться поправками. Если же в условиях эксплуатации энергооборудования имеют место существенные изменения, то необходимо прибегнуть к новому испытанию или расчету, чтобы получить энергетическую характеристику, соответствующую этим изменившимся условиям эксплуатации. Таким образом, энергетические характеристики абсолютных показателей, полностью отражая экономичность работы энергооборудования при постоянной нагрузке, показывают ту наибольшую экономичность этого оборудования, которая может быть достигнута при заданных условиях его эксплуатации.

Оценить экономичность работы энергооборудования с помощью абсолютных показателей в ряде случаев бывает неудобно из-за несопоставимости друг с другом показателей разнотипного оборудования, а также однотипного, но по-разному загруженного. В силу этого экономичность энергетического процесса и оборудования в целом в процессе эксплуатации чаще оценивают не по абсолютным

энергетическим показателям, а по *относительным* или *удельным* показателям, представляющим собой отношение соответствующих абсолютных показателей, (см. рис. 7.1).

Удельные показатели численно равны тангенсу угла наклона секущей ($\operatorname{tg} \alpha$), проведенной из начала координат данной энергетической характеристики абсолютных показателей в точку характеристики, соответствующую заданному значению полезной мощности. Это позволяет для их определения пользоваться масштабом тангенса. В практике нашли распространение два показателя: удельный расход (d) и коэффициент полезного действия (η).

Показателями экономичности агрегатов, работающих по определенному режиму, являются для котлов – удельный расход условного топлива на единицу производимого тепла (кг у. т./Гкал); для турбоагрегатов – удельный расход тепла на единицу производимой электроэнергии (ккал/кВт·ч). Показатели экономичности режима энергетических агрегатов определяются делением величины расхода первичной энергии агрегатом на его нагрузку при данном режиме его работы:

$$b_q^{\text{кот}} = \frac{B_{\text{час}}^{\text{кот}}}{Q_{\text{час}}^{\text{кот}}} \text{ и } q_{\text{э}}^{\text{тур}} = \frac{Q_{\text{час}}^{\text{тур}}}{\text{Э}} . \quad (7.1)$$

Часто в эксплуатации возникает необходимость оценить экономичность изменения нагрузки энергооборудования уже находящегося в работе, чтобы правильно решить вопрос о распределении нагрузки между разными агрегатами. Для этой цели служат энергетические показатели, которые называются *относительными приростами*. Это удельные показатели бесконечно малых приращений нагрузки при заданном их значении. Математически относительные приросты представляют собой первые производные соответствующих абсолютных показателей и численно равны тангенсу угла наклона касательной ($\operatorname{tg} \beta$), проведенной в данной точке энергетической характеристики абсолютных показателей (см. рис. 10.1):

$$r = \frac{dB}{dN} = \operatorname{tg} \beta . \quad (7.2)$$

На применении относительных приростов базируется теория и практика экономического распределения нагрузки между совместно работающим энергетическим оборудованием и различными электростанциями энергосистем.

Если секущая и касательная, проведенные в данной точке энергетической характеристики, совпадают, то в этой точке будет наблюдаться самая экономичная нагрузка, при которой удельный расход (d) будет минимальным, а КПД (η) – максимальным.

Основную роль во всех эксплуатационных технико-экономических расчетах играют характеристики турбоагрегатов и котлов, особенно турбоагрегатов.

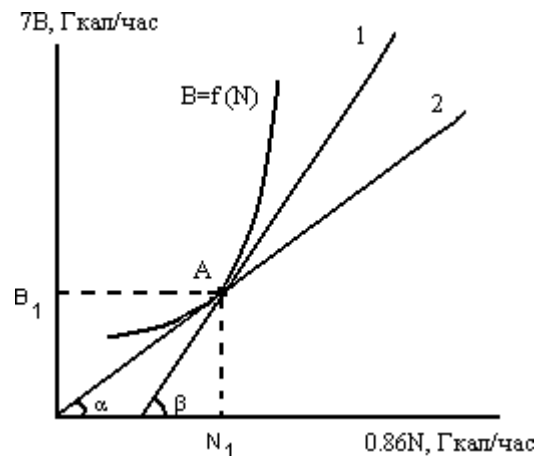


Рис. 7.1. Расходная характеристика агрегата
 1 – $r = tg \beta$ – относительный прирост расхода топлива котлом;
 2 – $d = tg \alpha$ – удельный расход топлива.

7.3.1. Энергетические характеристики котлов (парогенераторов)

Расходная характеристика парогенератора – это зависимость часового расхода топлива котлом от его полезной часовой тепловой нагрузки (см. рис.7.5):

$$B = f(Q_{\text{ч}}^{\text{кот}}). \quad (7.7)$$

Расходные характеристики паровых котлов строятся на основе их тепловых балансов. Тепловой баланс может быть представлен в следующем виде

$$Q_{\text{час}}^{\text{кот}} = Q + \Delta Q, \text{ ГДж/ч}, \quad (7.8)$$

где Q – полезно используемое тепло;

$$\Delta Q = \Delta Q_1 + \Delta Q_2 + \Delta Q_3 + \Delta Q_4 + \Delta Q_5. \quad (7.9)$$

Здесь ΔQ_1 – потери тепла с уходящими газами; ΔQ_2 – потери от химической неполноты сгорания; ΔQ_3 – потери от механической неполноты сгорания; ΔQ_4 – потери в окружающую среду; ΔQ_5 – потери

с физической теплотой шлаков.

Зависимость отдельных видов потерь от полезной нагрузки устанавливается на основе испытаний парового котла и строится в пределах от минимальной нагрузки до максимальной (см. рис. 7.6).

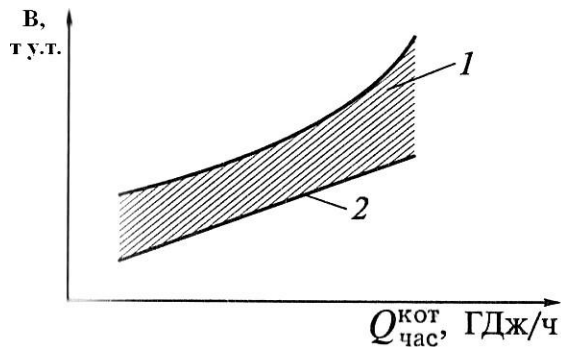


Рис. 8.5. Расходная характеристика котла: 1 – потери;
2 – полезная теплота

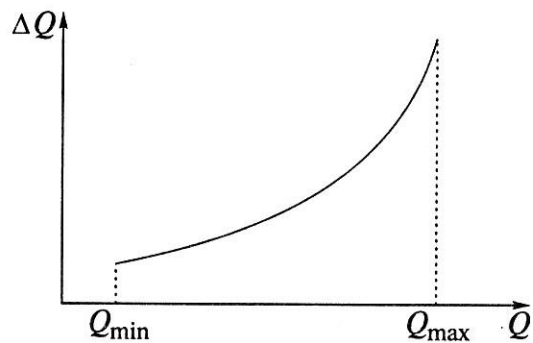


Рис 8.6. Зависимость отдельных видов потерь от полезной нагрузки

Минимальная нагрузка – это наименьшая нагрузка Q_{min} , с которой котел может работать в течение длительного периода времени без нарушения циркуляции или процесса горения. Обычно она зависит от вида топлива и типа котла, например, минимальная нагрузка котла,

работающего на твердом топливе, составляет 50 % от номинальной, а на мазуте – 30 %.

Максимальная нагрузка – это наибольшая нагрузка Q_{\max} , при которой котел может длительно работать без вредных последствий.

Характеристика относительных приростов расхода топлива котлом отображает изменение часового расхода топлива при увеличении тепловой нагрузки на 1 ГДж/ч:

$$r = \frac{dB}{dQ}. \quad (7.10)$$

Рассмотрим взаимосвязь между удельным расходом топлива b , относительным приростом расхода топлива котла r и КПД (η), рис.7.7. Тангенс угла наклона расходной характеристики к оси Q в каждой точке соответствует удельному расходу топлива b т у.т./ГДж:

$$b = \frac{B}{Q_{\text{ч}}^{\text{кот}}}. \quad (7.11)$$

Угол наклона кривой, а следовательно и его тангенс сначала уменьшаются, а затем в какой-то момент времени начинают увеличиваться. Соответственно, и удельный расход топлива при росте нагрузки сначала снижается ($b_a > b_o > b_z$), а затем вновь начинает возрастать ($b_o = b_o$). В точке z удельный расход равен относительному приросту расхода топлива $b = r$, т.к. луч совпадает с касательной, а относительный прирост расхода топлива численно равен тангенсу угла наклона касательной к энергетической характеристике. В этой же точке достигается минимум удельного расхода топлива и максимальное значение КПД. Таким образом, можно выделить три характерные зоны: сниженных нагрузок (I) – является практически нерабочей, т.к. режим горения неустойчив; средних нагрузок (II) – соответствует наиболее экономичной работе агрегатов, КПД близок к максимальному; повышенных нагрузок (III) – является перегрузочной, для нее характерно резкое возрастание потерь и снижение КПД.

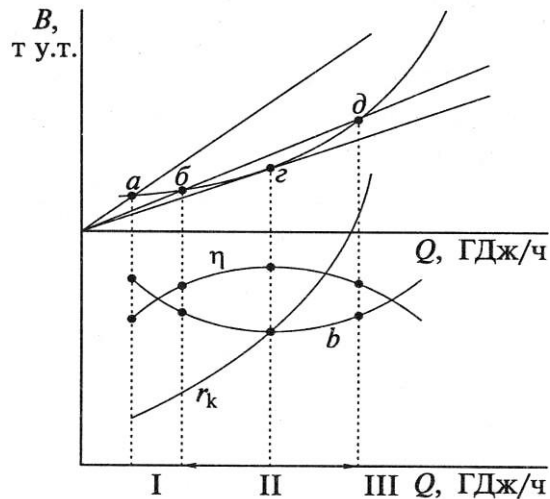


Рис. 7.7. Взаимосвязь между удельным расходом топлива, относительным приростом расхода топлива и КПД котла: I – зона сниженных нагрузок; II – зона средних нагрузок; III- зона повышенных нагрузок

7.3.2 Распределение нагрузки между агрегатами электростанции

Заданная тепловой электростанции электрическая нагрузка должна быть распределена между ее турбоагрегатами или энергоблоками таким образом, чтобы при полном выполнении поставленных перед ней производственно-технических задач расход станцией топлива и денежных средств был минимальным. Такое распределение нагрузки между агрегатами ТЭС и соответствующие режимы их совместной работы называются *экономическими*. Аналогично распределяется и нагрузка между отдельными котлами котельного цеха.

7.3.3. Технологическая и режимная экономичности

Оценка деятельности энергетических систем или отдельных электростанций производится по следующим показателям:

- а) бесперебойность;
- б) надежность;
- в) обеспечение качества;
- г) экономичность.

В первую очередь обеспечиваются первые три требования, а затем рассматривается четвертое, которое находит свое наиболее полное выражение в *наименьших затратах* на энергию, отпускаемую потребителям.

Обеспечение экономичности энергоснабжения достигается как в процессе технической эксплуатации, так и мероприятиями оперативного управления.

Первый путь состоит в обеспечении наиболее возможной экономичности (КПД) работы каждого отдельного элемента оборудования системы в процессе его технической эксплуатации при любом заданном режиме работы (технологическая экономичность).

Критериями технологической экономичности являются минимальный удельный расход топлива ($v \rightarrow \min$) и максимальный КПД.

КПД агрегата является функцией многих переменных, среди которых есть неуправляемые и управляемые:

$$\eta = f(x, y, z),$$

где x – параметры внешней среды (температура окружающей среды, качество топлива и т.д.);

y – выходные параметры, характеризующие качество энергии (частота, напряжение, давление и температура теплоносителя и т.д.);

z – внутренние регулируемые параметры (температура питательной воды, мощность питательных насосов, температура уходящих газов и т. д.).

Максимальный КПД агрегата при заданной нагрузке ($y = \text{const}$) при определенных внешних параметрах ($x = \text{const}$) будет достигаться при разных z . Задача персонала так подбирать регулируемые параметры z , чтобы, при заданных нагрузках, КПД был максимально возможным при конкретных условиях эксплуатации.

Второй путь заключается в таком назначении режимов работы отдельным элементам оборудования энергосистемы, при котором технологическая экономичность работы, обеспечиваемая на местах, дает наибольший эффект в масштабе всей энергосистемы, т.е. наименьшие суммарные затраты. Это можно назвать режимной экономичностью, критериями которой являются действительные затраты на отпуск энергии. Поскольку распределение нагрузки влияет только на переменные затраты, связанные с расходом топлива, то на практике критерием режимной экономичности является минимальный расход топлива по энергосистеме.

В табл. 7.1 приведены технико-экономические показатели энергосистемы, состоящей из трех станций, из которой видно, что каждая станция энергосистемы снизила фактический удельный расход топлива, т.е. работала с повышенной технологической экономичностью.

Таблица 7.1

Плановые и фактические показатели энергосистемы

№ станции	$\mathcal{E}_{\text{выр}}$, кВт·ч		$\frac{\text{т.у.т.}}{\text{кВт·ч}}$		B , тыс. т у.т.	
	План	Факт	План	Факт	План	Факт
1	$450 \cdot 10^6$	$300 \cdot 10^6$	400	380	180	114
2	$350 \cdot 10^6$	$400 \cdot 10^6$	540	530	189	212
3	$200 \cdot 10^6$	$300 \cdot 10^6$	620	580	124	174
Σ	10^9	10^9			493	500

Тем не менее в энергосистеме в целом, при выполнении плана выработки, допущен фактический перерасход топлива. Причиной этого может быть неправильное распределение нагрузок между станциями вследствие неправильного задания или невозможности выполнить плановое задание из-за недостаточной диспетчерской располагаемой мощности первой станции. Приведенный пример свидетельствует о том, что для обеспечения экономичности энергоснабжения недостаточно соблюдать только технологическую экономичность; необходимо еще правильно распределять нагрузку между агрегатами станции.

При любом распределении суммарной нагрузки между агрегатами предполагается, что каждый агрегат в отдельности работает при любой заданной ему нагрузке с наивысшим экономическим эффектом, достигнутым при этой нагрузке, т.е. что технологическая экономичность обеспечивается в полной мере. При нарушении этого условия однозначное решение задачи об обеспечении режимной экономичности становится невозможным и сама постановка вопроса об экономичном распределении нагрузки теряет смысл.

7.3.4. Правило наивыгоднейшего распределения нагрузки между двумя агрегатами

Пусть задана постоянная нагрузка N , которую необходимо распределить между двумя агрегатами.

Принимаем нагрузку 1-го агрегата за независимую переменную, тогда нагрузка 2-го агрегата в любом варианте распределения однозначно определяется из равенства

$$N_2 = N - N_1$$

Поскольку любому варианту распределения нагрузки соответствуют свои особые значения расходов B_1 и B_2 , а следовательно и свое особое значение суммарного расхода $B = B_1 + B_2$, то этот

суммарный расход является функцией независимой переменной N_1 , т.е. $B = f(N_1)$.

Наивыгоднейшим распределением суммарной нагрузки N между агрегатами будет то, при котором $B = B_1 + B_2 = \min$. Для нахождения \min приравняем первую производную суммарного расхода к нулю:

$$\frac{dB}{dN_1} = 0, \text{ т.е.}$$

$$\frac{d(B_1 + B_2)}{dN_1} = \frac{dB_1}{dN_1} + \frac{dB_2}{dN_1} = \frac{dB_1}{dN_1} + \frac{dB_2}{dN_1} * \frac{dN_2}{dN_2} = 0; \quad (7.12)$$

$$\frac{dB_1}{dN_1} + \frac{dB_2}{dN_2} * \frac{dN_2}{dN_1} = 0; \quad (7.13)$$

$$\frac{dN_2}{dN_1} = \frac{d(N - N_1)}{dN_1} = -\frac{dN}{dN_1} - \frac{dN_1}{dN_1} = -1, \quad (7.14)$$

$$\text{т.к. } \frac{dN}{dN_1} = 0, \text{ а } \frac{dN_1}{dN_1} = 1,$$

$$\text{отсюда } \frac{dB_1}{dN_1} - \frac{dB_2}{dN_2} = 0, \text{ или } \frac{dB_1}{dN_1} = \frac{dB_2}{dN_2}; r_1 = r_2. \quad (7.15)$$

Итак, условием минимального суммарного расхода является такое распределение суммарной нагрузки, при котором первые производные расхода по нагрузке (относительные приросты) того и другого агрегата равны между собой (единицы безразличны: энергетические или стоимостные). Это правило распространяется на любое число работающих агрегатов (если совместно работающие агрегаты имеют расходные характеристики с сопряженными точками: $r_1 = r_2$), т.е. существует только один единственный вариант распределения суммарной нагрузки, обеспечивающий наибольшую режимную экономичность совместной работы агрегатов, – это вариант работы агрегатов, имеющих равные относительные приросты.

Если агрегаты имеют расходные характеристики без сопряженных точек, т.е. не имеют равных относительных приростов, это наблюдается, когда минимальный прирост одной характеристики больше максимального прироста второй характеристики. В этом случае агрегаты загружаются по методу относительных приростов, который заключается в том, что в первую очередь загружается агрегат с минимальным приростом.

7.3.5. Принципы оптимального распределения нагрузки между котлами в котельной

На основе характеристик для отдельных котлов строятся одноименные характеристики для котельной применительно к одновременно находящимся в работе котлам в данный период времени и оптимальному распределению тепловой нагрузки котельной между ними. Распределение нагрузки между совместно работающими агрегатами будет наиболее выгодным, когда выполнение данного общего графика нагрузки требует наименьшего количества первичной энергии (топлива в условном исчислении или расходов на топливо при разной цене топлива). Тепловые нагрузки котлов, соответствующие этим условиям, будут совпадать, если в рассматриваемый период времени все работающие котлы данной котельной используют одинаковое топливо. Для достижения этих критериев необходимо, чтобы в каждый момент времени обеспечивалось равенство относительных приростов расхода топлива или относительных приростов стоимости топлива: $r_{k1} = r_{k2} = \dots = r_{ki}$.

Для построения характеристики относительных приростов котельной суммирование нагрузки отдельных котлов следует производить при одинаковых значениях относительных приростов расхода топлива (для достижения минимума расхода топлива котельной) или одинаковых значениях относительных приростов стоимости топлива (для достижения минимума себестоимости производства теплоты). Характеристика относительных приростов расхода топлива котельной, состоящей из двух разнотипных котлов, имеет излом (см. рис. 7.8), который происходит в характерных точках, соответствующих минимальным и максимальным нагрузкам отдельных котлов, например на рис. 7.8.

$$Q_{\min} = Q_{\min 1} + Q_{\min 2} \text{ при } r_1$$

$$Q_k = Q_{k1} + Q_{k2} \text{ при } r_k.$$

$$Q_1 = Q_{(1)} + Q_{\max 2} \text{ при } r_2;$$

$$Q_{\max} = Q_{\max 1} + Q_{\max 2} \text{ при } r_3;$$

Энергетическая характеристика котельной строится по тем же характерным точкам, что и характеристика относительных приростов топлива (см. рис. 7.9). При этом используются энергетические характеристики отдельных котлов.

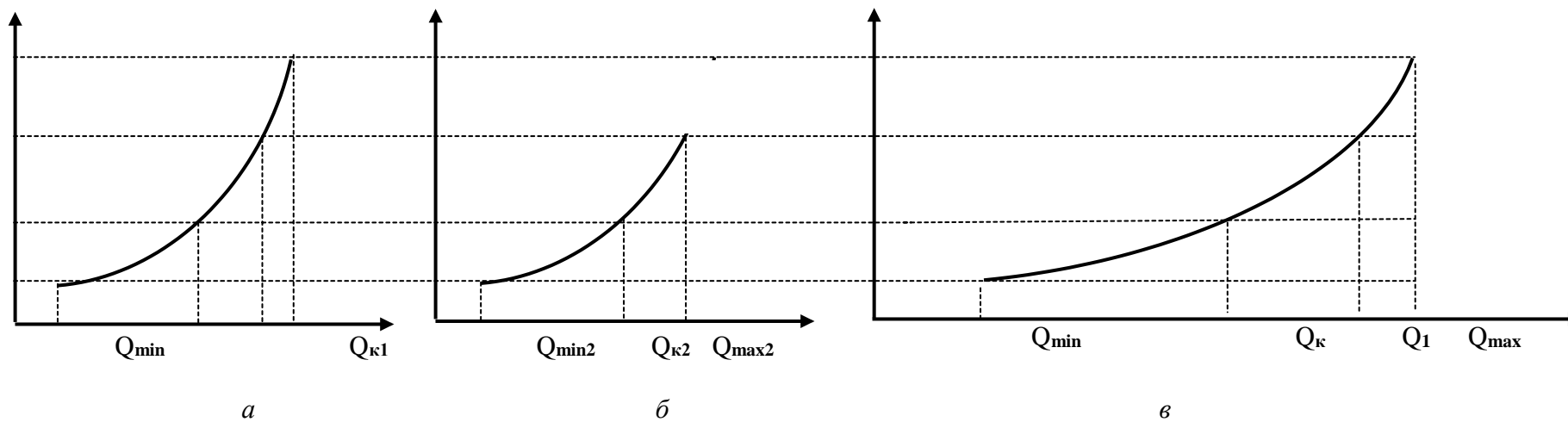


Рис. 7.8. Построение характеристики относительных приростов расхода топлива котельной:
 а – первого котла; б – второго котла; в – котельной

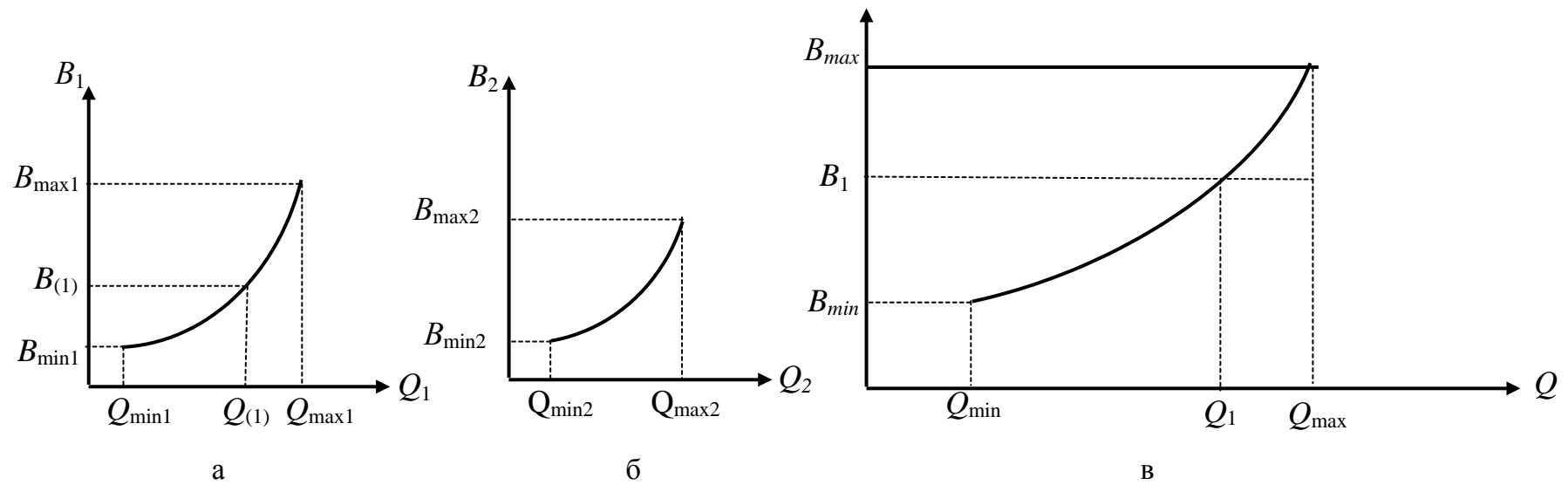


Рис. 7.9. Энергетические характеристики: а – первого котла; б – второго котла; в – котельной

По тепловым нагрузкам отдельных котлов, соответствующим данному (одинаковому) значению относительного прироста расхода топлива, из энергетических характеристик находят соответствующие им расходы топлива.

Суммируя эти величины, получаем расход топлива котельной при тепловой нагрузке, равной сумме тепловых нагрузок отдельных котлов:

$$\begin{aligned} B_{\min} &= B_{\min 1} + B_{\min 2} ; \\ B_1 &= B_{(1)} + B_{\max 2} ; \\ B_{\max} &= B_{\max 1} + B_{\max 2} . \end{aligned}$$

7.3.6. Распределение нагрузки между турбоагрегатами ТЭС

Для ТЭС по характеристикам турбоагрегатов составляются характеристики относительных приростов расходов теплоты, энергетические характеристики машинного зала электростанции и режимные карты. Характеристика относительных приростов и энергетическая для электростанции в целом могут быть получены на основе одноименных характеристик котельной и машинного зала.

Относительный прирост расхода топлива станцией является показателем экономичности работы станции или блока и показывает, на сколько изменится расход топлива станцией при изменении нагрузки на 1 кВт:

$$r_{\text{ст}} = r_{\text{к}} + r_{\text{м}} . \quad (7.16)$$

Скачок на характеристике относительного прироста электростанции (рис. 7.10, а) связан с характеристикой относительного прироста расхода теплоты турбоагрегата (рис. 7.10, б), а пологовогнутая часть определяется характеристикой относительного прироста расхода топлива котла (рис. 7.10, в). Если в машинном зале станции установлены однотипные агрегаты, то нагрузка между ними распределяется равномерно при минимально необходимом числе агрегатов, что позволяет дать каждому агрегату достаточно высокую нагрузку. Если агрегаты разнотипны по мощности и экономичности, то должно быть произведено экономичное распределение электрической нагрузки между ними, т.е. заданная электрическая нагрузка распределяется между ними таким образом, чтобы в машинном зале расход тепла был минимальным.

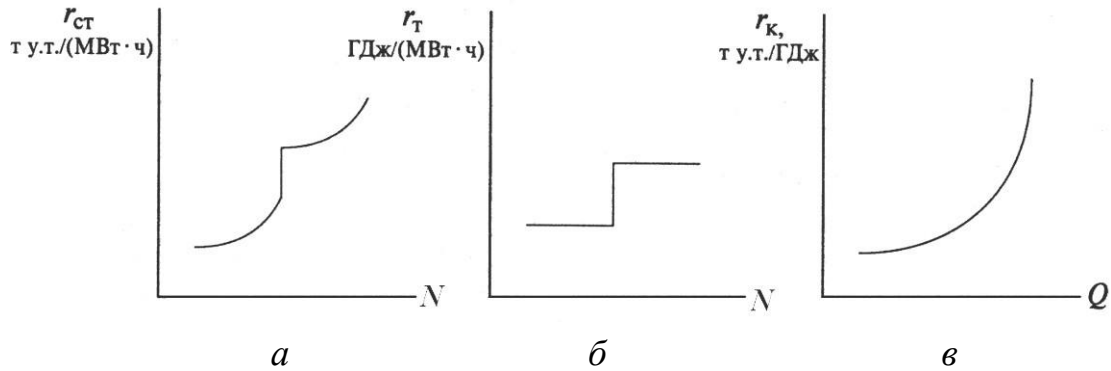


Рис. 7.10. Построение характеристики относительных приростов расхода топлива тепловой электростанцией:

а – электростанции; б – турбоагрегата; в – котла

Рассмотрим простейший пример. В турбинном цехе установлены два агрегата различного типа. При этом возможны два основных случая.

I. Нагрузка ТЭС может быть покрыта полностью каждым из двух агрегатов. Их расходные характеристики определяются следующим образом:

$$Q_1 = Q_{xx1} + r_1 N_1; \quad (7.17)$$

$$Q_2 = Q_{xx2} + r_2 N_2. \quad (7.18)$$

1. Если $Q_{xx1} < Q_{xx2}$ и $r_1 < r_2$, то любая нагрузка ТЭС должна покрываться турбиной № 1 (см. рис. 7.11, а).

2. Если $Q_{xx1} < Q_{xx2}$, $r_1 > r_2$, $0 < N < N_{\max}$ (см. рис. 7.11, б), то в диапазоне $N < N_{\text{эк}}$

$Q_{\min} = Q_1$, следовательно, надо загружать турбину № 1; в диапазоне $N > N_{\text{эк}}$ $Q_{\min} = Q_2$, следовательно, надо разгружать турбину № 1 и загружать турбину № 2; при $N = N_{\text{эк}}$ турбины равноэкономичны.

Если сходящиеся характеристики не пересекаются в зоне номинальной мощности, то всю нагрузку должна взять на себя турбина № 1.

II. Нагрузка ТЭС может быть покрыта только при совместной параллельной работе обоих агрегатов.

Допустим, что совместно работают два турбоагрегата, из которых первый имеет часовую расходную характеристику $Q_{\text{час1}} = Q_{xx1} + r_1 N_1$, а второй $Q_{\text{час2}} = Q_{xx2} + r_2 N_2$. Общий часовой расход тепла двух совместно работающих агрегатов составит

$$Q_y = Q_{y1} + Q_{y2} = Q_{xx1} + Q_{xx2} + r_1 N_1 + r_2 N_2. \quad (7.19)$$

Прибавим и вычтем произведение $r_1 N_2$, а общую нагрузку двух агрегатов обозначим через $N_{cr} = N_1 + N_2$. Тогда

$$Q_y = (Q_{xx1} + Q_{xx2}) + r_1 (N_1 + N_2) + (r_2 + r_1) N_2 = (Q_{xx1} + Q_{xx2}) + r_1 N_{cr} + (r_2 - r_1) N_2 \quad (7.20)$$

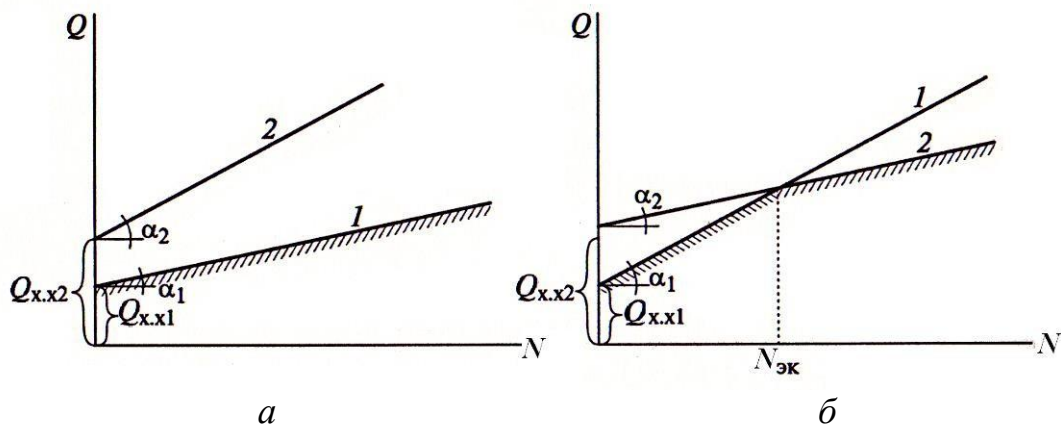


Рис. 7.11. Полное покрытие нагрузки ТЭС одним из агрегатов:
 а – нагрузка ТЭС полностью покрывается турбиной № 1;
 б – в зоне $N > N_{эж}$ нагрузка ТЭС полностью покрывается турбиной № 1,
 в зоне $N > N_{эж}$ – полностью турбиной № 2;
 1, 2 – расходные характеристики турбин

и графическое изображение расходной характеристики этих двух совместно работающих агрегатов будет иметь вид ломаной линии, точка излома которой может перемещаться при перераспределении нагрузки между агрегатами. Как видно из выражения общего расхода тепла, при любом распределении нагрузки между агрегатами суммарный расход тепла на холостой ход останется неизменным, а переменная часть расхода тепла будет тем меньше, чем больше нагружается агрегат, имеющий меньший относительный прирост расхода тепла.

Итак, в системе параллельно работающих агрегатов экономичность вариантов распределения нагрузки изменяется только за счет изменения дополнительного расхода энергии, т.к. расходы на холостой ход агрегатов имеют место при любом распределении нагрузки между ними. Следовательно, при возрастании нагрузки совместно работающих агрегатов в первую очередь должен нагружаться тот из них, у которого меньше относительный прирост расхода первичной энергии. Таким образом, оптимальное распределение достигается в порядке возрастания относительных приростов расходов тепла: $r_1 < r_2 < r_i$.

Режимная карта машинного зала тепловой станции – это зависимость электрической нагрузки отдельных турбоагрегатов от электрической нагрузки станции: $N_{\text{агр}} = f(N)$. Режимная карта разрабатывается на основе характеристик относительного прироста определенного состава работающих турбоагрегатов применительно к данным тепловым нагрузкам и условиям эксплуатации и используется для оптимального распределения суммарной нагрузки ТЭС между ними.

Допустим, что совместно работают два агрегата со следующими энергетическими характеристиками:

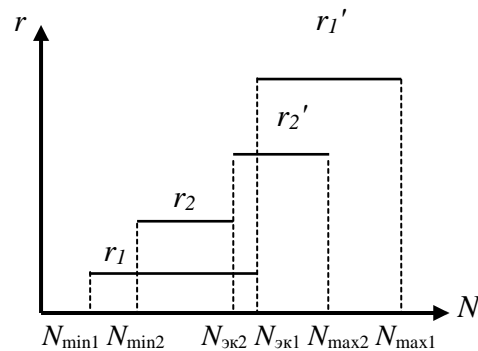


Рис. 7.12. Относительные приросты расхода тепла турбоагрегатами по зонам нагрузки

$$Q_1 = Q_{\text{xx1}} + r_1 N_{\text{эк1}} + r_1' (N - N_{\text{эк1}})$$

$$Q_2 = Q_{\text{xx2}} + r_2 N_{\text{эк2}} + r_2' (N - N_{\text{эк2}})$$

Допустим, что относительные приросты расхода тепла по зонам нагрузки находятся в следующем соотношении (рис. 7.12):

$$r_1 < r_2 < r_2' < r_1'$$

Технические минимумы нагрузки обозначим соответственно N_{min1} и N_{min2} . Тогда может быть построена режимная карта экономического распределения нагрузки между этими агрегатами при их совместной работе.

По оси абсцисс (см. рис. 7.13) отложена общая нагрузка агрегатов станции (т.е. нагрузка турбинного цеха), а по оси ординат – нагрузка каждого из совместно работающих агрегатов. В первую очередь на график наносится технический минимум нагрузки цеха $N_{\text{сrmin}} = N_{\text{min1}} + N_{\text{min2}}$. Далее с увеличением нагрузки цеха догрузка агрегатов производится в последовательности возрастания относительных приростов (см. табл. 7.1).

Сначала догружается агрегат № 1 до нагрузки $N_{\text{эк1}}$, за пределами которой относительный прирост возрастает. На графике это

отображается наклонным к оси отрезком прямой, показывающим, как с ростом нагрузки цеха увеличивается нагрузка агрегата № 1, в то время как нагрузка агрегата № 2 остается постоянной – на уровне технического минимума. Таким образом, в покрытии нагрузки цеха N_1 агрегат №1 участвует величиной $N_{эк1}$, а агрегат № 2 – величиной $N_{мин2}$:

$$N_1 = N_{мин2} + N_{эк1} = N_{см мин} - N_{мин1} + N_{эк1} = N_{см мин} + (N_{эк1} - N_{мин1}) \quad (7.21)$$

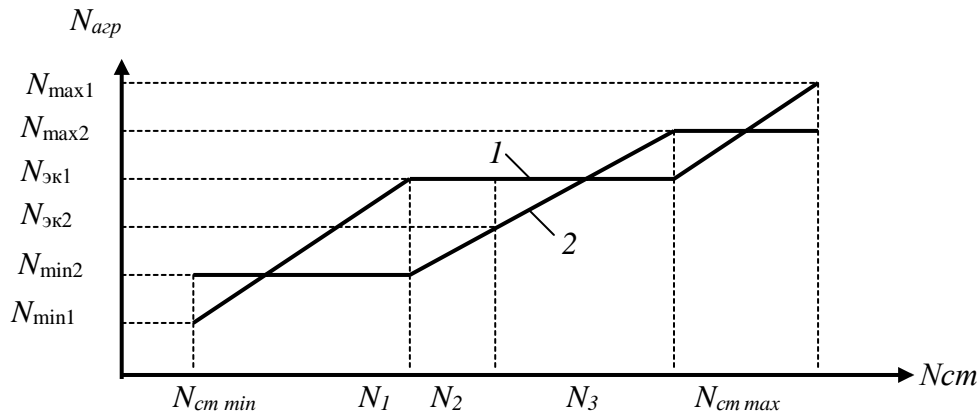


Рис. 7.13. Режимная карта машинного зала тепловой станции

Далее возрастающая нагрузка цеха передается на агрегат № 2 (т.к. $r_2 < r_2' < r_1$), который нагружается сначала до величины N_2 , а затем до N_3 , в то же время нагрузка агрегата №1 остается на уровне $N_{эк1}$:

$$N_2 = N_{эк1} + N_{эк2} = N_1 - N_{мин2} + N_{эк2} = N_1 + (N_{эк2} - N_{мин2});$$

$$N_3 = N_{эк1} + N_{макс2} = N_2 - N_{эк2} + N_{макс2} = N_2 + (N_{макс2} - N_{эк2}).$$

В последнюю очередь догружается агрегат № 1 в зоне $N_{эк1} - N_{макс1}$:

$$N_{см max} = N_{макс2} + N_{макс1} = N_3 - N_{эк1} + N_{макс1} = N_3 + (N_{макс1} - N_{эк1})$$

Таблица 7.2

Зависимость зоны нагрузки от относительных приростов

Значение ОП	№ ТА	Зона нагрузки
r_1	1	$N_{мин1} - N_{эк1}$
r_2	2	$N_{мин2} - N_{эк2}$
r_2'	2	$N_{эк2} - N_{макс2}$
r_1'	1	$N_{эк1} - N_{макс1}$

Распределение электрической нагрузки ТЭЦ зависит от того, как распределены между турбинами тепловые нагрузки, поскольку

электрическая нагрузка, вырабатываемая по теплофикационному режиму, определяется тепловыми нагрузками. Распределение тепловых нагрузок ТЭЦ производится в последовательности убывания удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении, т.е. соблюдается принцип максимальной выработки электроэнергии на тепловом потреблении.

Поэтому для ТЭЦ распределение электрических нагрузок между турбинами заключается в определении целесообразной дополнительной нагрузки конденсационной мощности, распределение которой производится в порядке возрастания относительных приростов. Если условие параллельной работы не соблюдается и турбины ТЭС включаются последовательно по мере нагрузки станции, то при распределении нагрузки между ними надо учитывать не только величину относительного прироста, но и расход тепла на холостой ход.

7.4. Выбор наивыгоднейшего сочетания агрегатов для их совместной работы

Метод относительных приростов позволяет находить наивыгоднейшее распределение нагрузок только для данного сочетания находящихся в работе агрегатов, т.к. первая производная расхода по нагрузке учитывает только характер нарастания переменной части расхода, не давая представлений об абсолютных расходах.

На рис. 7.14 приведены зависимости относительных приростов от нагрузки для трех агрегатов, из которых видно, что заданная нагрузка N_2 должна быть распределена между тремя агрегатами при их работе с относительным приростом r_2 .

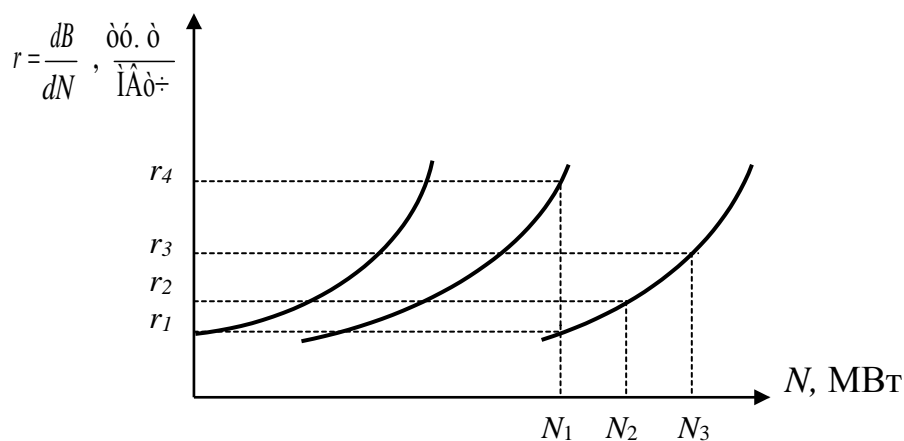


Рис. 7.14. Относительные приросты агрегатов в зависимости от нагрузки

Если нагрузка увеличивается до N_3 , то ее распределение произойдет при неизменном сочетании работающих агрегатов на возросшем приросте r_3 . Если же задана нагрузка N_1 , то она может быть распределена между тремя агрегатами с приростом r_1 или между двумя агрегатами с приростом r_4 .

Вопрос о том, на каком именно сочетании агрегатов выгоднее работать, методом относительных приростов решен быть не может. Для решения этого вопроса необходимо метод относительных приростов дополнить непосредственной проверкой по полному расходу подведенной энергии. Это позволит учесть не только переменную часть расхода, зависящую от нагрузки, но и суммарный расход на холостой ход.

Для выбора наивыгоднейшего сочетания работающих агрегатов необходимо провести следующие расчеты и построения:

а) строят суммарные диаграммы приростов для всех реально возможных в данной эксплуатационной обстановке сочетаний совместной работы агрегатов;

б) находят для каждого из этих сочетаний наивыгоднейшее распределение ряда нагрузок в диапазоне от наименьшего до наибольшего из возможных при данном сочетании;

в) по полученным данным строят расходные характеристики для каждого из сочетания оборудования, так называемые совмещенные энергетические характеристики;

г) наносят совмещенные энергетические характеристики на общую диаграмму и фиксируют точки их пересечения как точки перехода с одних оптимальных сочетаний работающего оборудования на другие.

На рис. 7.15 показана общая диаграмма совмещенных расходных характеристик для всех возможных сочетаний работы трех агрегатов – это 1, 2, 3 – расходные характеристики отдельных агрегатов; суммарные расходные характеристики при совместной работе двух агрегатов (1 + 2; 1 + 3; 2 + 3) и суммарная расходная характеристика при совместной работе трех агрегатов. Из приведенной диаграммы следует, что в диапазоне нагрузок от N_{\min} до N должен работать один первый агрегат; в диапазоне от N до N' необходимо выбрать сочетание первого и второго агрегатов; в диапазоне от N' до $2N$ должны совместно работать первый и третий агрегаты; в диапазоне от $2N$ до $3N$ должны совместно работать три агрегата.

Если в процессе работы на выбранном сочетании агрегатов нагрузка снижается, встает вопрос выбора: работать на этом сочетании, снизив нагрузку каждого агрегата, или перейти на сочетание меньшего

количества агрегатов. В этом случае необходимо либо отключить один агрегат, либо перевести его на работу на холостом ходу.

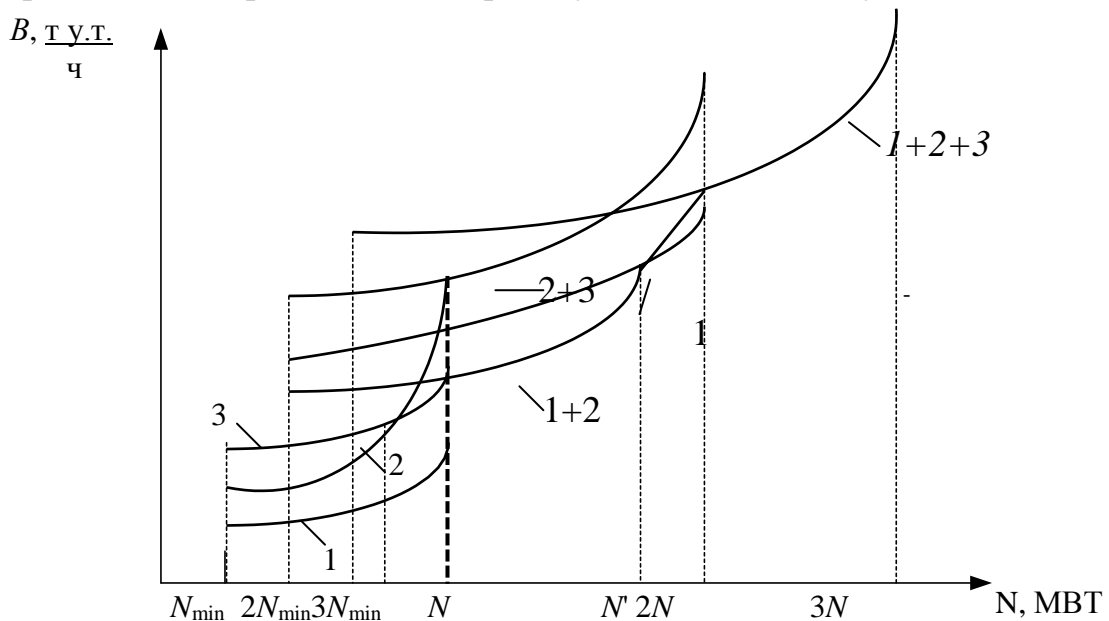


Рис. 7.15. Общая диаграмма совмещенных суммарных расходных характеристик

Для решения поставленного вопроса следует сделать проверку расхода топлива с учетом дополнительного пуска агрегата. В зависимости от времени снижения нагрузки расход на холостом ходу может быть больше или меньше расхода на дополнительный пуск агрегата.

Контрольные вопросы и задания

1. Дайте определение установленной, эксплуатационной, диспетчерской и рабочей мощностей.
2. Что такое нижний и верхний пределы рабочей зоны агрегата?
3. Что такое маневренность агрегата?
4. От чего зависит оперативная надежность оборудования?
5. Что такое расходная характеристика агрегата?
6. Приведите примеры весовых, энергетических и стоимостных расходных характеристик агрегатов.
7. Перечислите методы получения расходных характеристик агрегатов.
8. Дайте понятие технологической и режимной экономичности работы оборудования.
9. Назовите практический критерий режимной экономичности.

10. Как зависят удельный расход топлива и КПД агрегата от мощности?

11. Как зависит вид расходной характеристики турбин от конструкции системы пропуска пара?

12. Как распределяется электрическая нагрузка между агрегатами станции с расходящимися, сходящимися и пересекающимися расходными характеристиками при их совместной работе.

13. Как распределяется нагрузка между однотипными агрегатами (блоками) равной мощности, экономичности?

8. ОРГАНИЗАЦИЯ РЕМОНТНОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ

Ремонт относится к вспомогательному хозяйству, но между основным производством и ремонтным хозяйством существует тесная взаимосвязь. Ремонт оборудования составляет неотъемлемую часть его эксплуатации и играет важную роль в обеспечении бесперебойности энергоснабжения потребителей.

Ремонту уделяется большое внимание. В настоящее время большая часть персонала связана с ремонтом. Это вызвано тем что ремонтируемые объекты – котло- и турбоагрегаты, блоки со всем вспомогательным оборудованием - становятся все более мощными и технически сложными, т.е. идет концентрация мощностей, а конструкция агрегата усложняется (состоит из большего числа деталей, узлов). Необходимость выполнения во время ремонта агрегата больших объемов работ в сжатые сроки требует высокой концентрации ремонтного персонала. Затраты на ремонт увеличиваются, увеличивается количество ремонтного персонала, а автоматизация технологических процессов приводит к сокращению эксплуатационного персонала. Например, при капитальном ремонте энергоблоков 150-300 МВт одновременно участвует от 300 до 700 чел.

8.1. Особенности проведения ремонтов в энергетике

Под ремонтом энергооборудования понимается совокупность работ по поддержанию оборудования в состоянии эксплуатационной готовности и сохранению нормального уровня производственной мощности и необходимых эксплуатационных свойств.

Ремонт в энергетике является сложной вероятностной и динамической системой, которая имеет свои специфические особенности:

1. По объему и содержанию ремонт не повторяется.
2. В ремонте участвует огромное количество рабочих.

3. Сложность учета и разнесения затрат, т.к. ремонтные циклы не совпадают с плановыми периодами (год).

4. Все ремонты проводят летом, поэтому необходимо большие объемы работ производить в сжатые сроки, особенно в дефицитных энергосистемах.

Необходимость ремонта энергооборудования вызывается износом и загрязнением его частей в процессе эксплуатации. При данной продолжительности работы износ зависит:

- 1) от качества выполнения оборудования (конструкция, качество сборки и т. д.);
- 2) эксплуатационных факторов (окружающей среды, качества воды, топлива, параметров первичной энергии и т. д.);
- 3) качества эксплуатационного обслуживания и ремонта оборудования.

Влияние отдельных факторов на износ различных видов энергооборудования не одинаково. Например, износ электрических машин обусловлен их перегрузкой, которая вызывает нагрев обмоток, что приводит к быстрому разрушению изоляции. Износ электродвигателей и электроаппаратуры увеличивается в результате нахождения в окружающей среде пыли, влаги, паров кислот и щелочей и т.п. Большое влияние на техническое состояние паровых котлов оказывает качество топлива и воды.

В настоящее время накоплен богатый опыт, и можно предсказать, как износ зависит от времени (рис. 8.1).

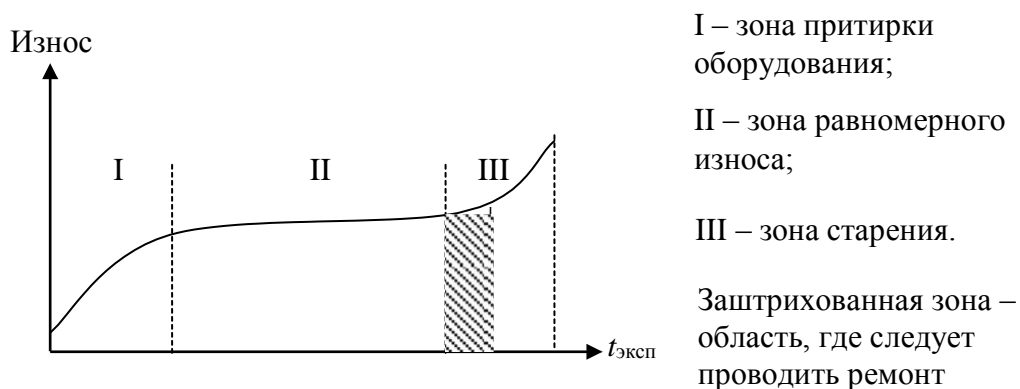


Рис. 8.1. Зависимость износа от времени эксплуатации оборудования

В любой системе имеются детали, когда их износ начинает приводить к интенсивному износу других деталей. Получаем цепочку разрушения машины. Выход из строя небольшой детали может привести к выходу из строя всего агрегата. Отдельные части и узлы энергооборудования изнашиваются неравномерно. Аварийные выходы

из строя агрегатов происходят чаще всего вследствие недопустимого износа его частей. Своевременная профилактическая замена таких частей (деталей) может сохранить весь агрегат. Выходы из строя могут явиться следствием сильного загрязнения оборудования. Поэтому важным условием повышения надежности работы энергооборудования является их своевременная чистка. Поддержание энергооборудования в рабочем состоянии с сохранением его нормальных эксплуатационных характеристик (мощности, экономичности) достигается:

1. Эксплуатационным надзором и уходом. Они имеют целью содержание оборудования в рабочем состоянии в периодах между ремонтами. Сюда относятся: ежедневный осмотр, чистка, обтирка, промывка, смазка, мелкий крепежный ремонт. Порядок надзора устанавливается специальными инструкциями.

2. Ремонт оборудования, который заключается в основном в замене изношенных частей и полной чистке оборудования.

8.2. Характеристика системы планово-предупредительного ремонта электрооборудования

Непрерывное содержание энергетического оборудования в рабочем состоянии с сохранением всех его эксплуатационных свойств может быть обеспечено только **системой ППР** (планово-предупредительных ремонтов) – это система планируемых организационных и технических мероприятий по текущему надзору, уходу и ремонту с целью поддержания оборудования в работоспособном состоянии и предупреждения его аварийной остановки. Система ППР сочетает принцип профилактики с принципом плановости ремонтов, а также решает задачи рациональной организации процесса ремонта, сокращения его сроков, удлинения промежутков непрерывной работы оборудования между ремонтами и удешевления стоимости ремонтных работ. Осуществление системы ППР основано на изучении износа деталей и узлов оборудования. Это позволяет нормализовать сначала периодичность ремонта, а затем и его содержание.

8.2.1. Формы осуществления ППР

В зависимости от степени изученности износа оборудования возможны следующие **формы осуществления ППР**:

1. **Послеосмотровая** (износ не изучен). При послеосмотровом ремонте планируется только периодичность осмотров на основе опытных данных о минимальных сроках службы деталей. В процессе осмотра намечается срок и объем ближайшего ремонта. Планирование

на длительные промежутки времени по этой системе невозможно. Послеосмотровый ремонт применяется только на тех участках, где еще не собрано достаточного материала по износу оборудования.

2. Стандартная, или плано-предупредительная. При стандартном ремонте все виды работ производятся в строго установленные сроки, содержание и объем их нормализуется, смена деталей и узлов производится в принудительном порядке, независимо от их фактического состояния. Сроки, содержание и объем ремонтов планируется на базе проверенных нормативов. Эта форма позволяет улучшить организацию и технологию ремонтов, свести к минимуму длительность простоя агрегатов в ремонте. Преимущества особенно видны, когда много однотипного оборудования, когда возможно применение узлового ремонта. Здесь необходима большая подготовительная работа по изучению сроков службы деталей, на базе которых определяются периодичность, содержание и объем отдельных видов ремонта. При отсутствии таких данных стандартные ремонты могут приводить либо к запоздалой смене деталей (что снижает надежность работы оборудования), либо к преждевременной замене деталей (что приводит к удорожанию ремонта);

3. Плано-периодическая. Плано-периодический ремонт представляет собой форму, промежуточную между двумя первыми. Здесь планируются сроки не только осмотров, но и ремонтов. Ремонт производится через определенные промежутки времени, установленные для каждого оборудования. Этот промежуток времени должен соответствовать тому числу часов работы, в течение которого может быть гарантирована надежная работа оборудования без заметного снижения экономичности его эксплуатации. Ремонт производится в соответствии с заранее составленным планом-графиком ремонтов, в основу которого принимаются данные о сроках службы оборудования при определенных условиях эксплуатации. Планирование объема ремонтов опирается на плановые нормативы. Фактический же объем ремонтов определяется в результате осмотра оборудования. Смена деталей производится в соответствии с их фактическим состоянием, а не в принудительном порядке.

В энергетике на разных участках могут применяться различные формы ППР. Преобладающей формой ППР энергооборудования является **плано-периодический ремонт**. Поэтому все дальнейшие вопросы организации и планирования будут рассматриваться применительно к этой форме ремонта.

8.2.2. Виды и содержание ремонтов, входящих в систему ППР

В систему планово-предупредительных ремонтов входят:

1) межремонтное обслуживание (МО) когда оборудование в резерве или в эксплуатации, периодический осмотр и проверка оборудования по графику. Предусмотрен частичный ремонт без остановки основного оборудования (подкрутить, подвернуть, исправить);

2) текущий ремонт (ТР) – один из основных видов ремонта. Включает разборку оборудования и его осмотр (при остановке оборудования), чистку, ремонт отдельных деталей и узлов, замену деталей, сборку и регулирование, испытание агрегатов;

3) капитальный ремонт (КР). Во время капитального ремонта заменяются более дорогостоящие детали и узлы. Восстанавливаются технико-экономические показатели до первоначального уровня;

4) средний ремонт (СР) – это промежуточный между текущим и капитальным, называется расширенным текущим ремонтом (РТР);

Все ремонты можно подразделить на две группы: плановые и внеплановые.

Внеплановые ремонты не входят в систему ППР, но на практике осуществляются. Это **аварийные и восстановительные** ремонты, которые происходят по вине оперативного персонала или в результате стихийных бедствий (наводнение, ураган, пожар, обильный снегопад).

8.3. Установление циклов ремонта энергооборудования

Основным фактором, определяющим периодичность и содержание текущих ремонтов, являются сроки службы деталей. Если разбить все сменяемые детали на группы с примерно одинаковыми сроками службы, можно к этим срокам приурочить очередные текущие ремонты, определив, таким образом, периодичность ремонтов и их содержание.

На рис.8.2 изображена периодичность ремонтов агрегата, имеющего детали со сроками службы 3, 6, 12 месяцев. В этом случае длительность межремонтного периода составляет 3 месяца. Здесь чередуются 3 вида ремонта, различных по своему объему. При ремонте № 1 будут сменены детали 1-й группы, при № 2 – детали 1-й и 2-й группы, при ремонте № 3 будут сменены детали 1-й, 2-й, 3-й групп. Таким образом, в процессе эксплуатации агрегата выполняются ряд

периодически повторяющихся ремонтов, образующих его **ремонтный цикл**.

Ремонтный цикл характеризуется отрезком времени между наиболее сложными ремонтами, длительностью межремонтных периодов, а также составом и последовательностью чередования отдельных видов ремонта внутри этого отрезка времени.

В рассмотренном примере продолжительность ремонтного цикла составляет 1 год, длительность межремонтных периодов – 3 месяца, а в состав входило 3 различных вида ремонта. Разработка ремонтных циклов является важнейшей частью работ по подготовке системы ППР.

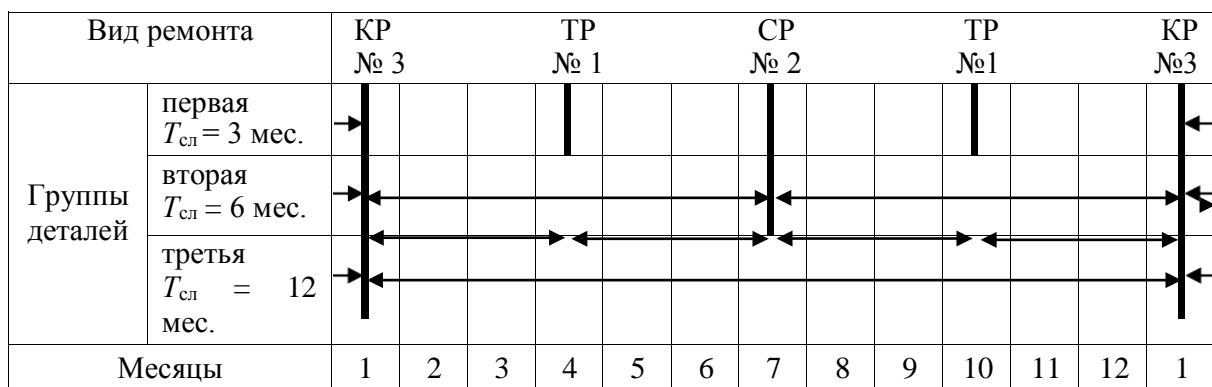


Рис. 8.2. Периодичность ремонтов агрегата

По основным видам оборудования электростанций установлены общие нормы периодичности ремонтов. Состав ремонтных циклов даже одинакового производственного оборудования в различных отраслях промышленности далеко не одинаков. Еще большие различия наблюдаются в продолжительности межремонтных периодов и полных циклов. Для значительной части электротехнического оборудования нецелесообразно включение в ремонтный цикл капитальных ремонтов, т.к. они не проводятся или проводятся один раз в десять лет и более.

Ремонтной продукцией на электростанции является обеспечиваемая готовность оборудования к несению нагрузки. Она количественно измеряется **временем эксплуатационной готовности** $t_{э.г.}$, т.е. временем нахождения оборудования в работе и эксплуатационном резерве, а также в единицах **ресурса работы**, т.е. потенциальной (теоретически возможной) выработкой продукции на отремонтированном оборудовании за расчетный период. На рис. 3.3 представлена структура ремонтного цикла:

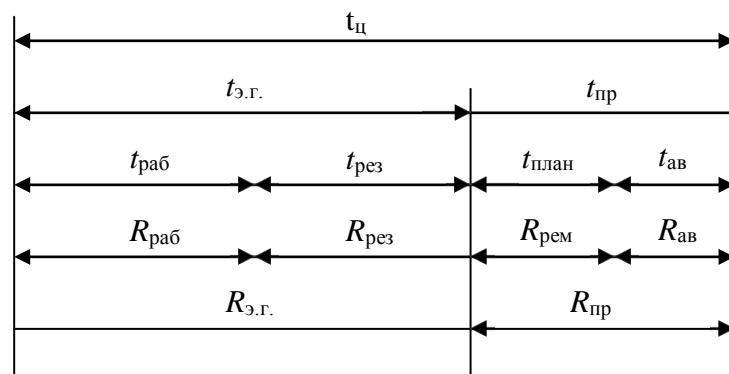


Рис. 8.3. Структура ремонтного цикла

Длительность ремонтного цикла $t_{ц}$ – это время между началом данного капитального ремонта и первого последующего капитального ремонта. В свою очередь, $t_{ц}$ состоит из времени эксплуатационной готовности $t_{э.г.}$ и времени простоя в ремонте $t_{пр.}$. **Время эксплуатационной готовности $t_{э.г.}$** складывается из $t_{раб.}$ и $t_{рез.}$. Могут быть случаи, когда $t_{э.г.} = t_{раб.}$ или $t_{э.г.} = t_{рез.}$. **Время простоя в ремонте $t_{пр.}$** состоит из плановых простоев (капитальный и текущий) и внеплановых ($t_{ав.}$ – аварийный)

Соответственно, время эксплуатационной готовности $t_{э.г.}$, коэффициент эксплуатационной готовности $R_{э.г.}$ и ресурс работы $\Pi_{рес}$ агрегата рассчитываются по следующим формулам:

$$t_{э.г.} = t_{раб.} + t_{рез.} = t_{ц} - t_{пр.}; \quad (8.1)$$

$$R_{э.г.} = \frac{t_{э.г.}}{t_{ц}}; \quad (8.2)$$

$$\Pi_{рес} = t_{э.г.} \cdot N_{н.} \quad (8.3)$$

Сумма коэффициентов нахождения оборудования в работе, в резерве, в ремонте

$$R_{раб.} + R_{рез.} + R_{рем.} + R_{ав.} = 1. \quad (8.4)$$

Длительность ремонта зависит:

- сложности оборудования;
- числа ремонтного персонала;
- организации ремонта.

Продолжительность капитального ремонта составляет 30 – 40 дней, текущего ремонта – 10–20 дней, а среднего ремонта – 40 % от продолжительности капитального ремонта.

В нормативах на проведение ремонта дается суммарное время простоя на все виды ремонта. Длительность капитального и текущего ремонтов котлов и турбоагрегатов нормируется в зависимости от вида топлива и производительности котлов, номинальной мощности турбин, параметров пара и конструкции. Чем выше параметры, тем больше норма простоя.

Длительность ремонта – это не только непосредственно ремонт, а это период от отключения оборудования от сети и до включения его в сеть, т.е.:

$$t_{\text{рем}} = t_{\text{ост}} + t_{\text{разб}} + t_{\text{рем}} + t_{\text{сбор}} + t_{\text{опроб}} + t_{\text{регул}} + t_{\text{пуск}}, \quad (8.5)$$

где $t_{\text{ост}}$ – время на отключение оборудования от сети и на его охлаждение;

$t_{\text{разб}}$ – время на разборку;

$t_{\text{рем}}$ – время на замену деталей;

$t_{\text{сбор}}$ – время на сборку;

$t_{\text{опроб}}$ – время на пробные включения;

$t_{\text{рег}}$ – время на регулировку;

$t_{\text{пуск}}$ – время на подключение к сети.

8.4. Основные способы организации ППР

Способы организации ППР различаются по двум основным признакам: степени централизации его организации и ведомственной подчиненности подразделений, осуществляющих ремонт.

В зависимости от степени централизации существует три способа организации ремонта:

- 1) цеховой (децентрализованный);
- 2) станционный (частично централизованный);
- 3) централизованный.

В зависимости от ведомственной подчиненности различают:

- 1) организацию ремонта самими электростанциями;
- 2) специальными ремонтными предприятиями энергосистемы;
- 3) специализированными ремонтными предприятиями

Главэнергоремонта.

При цеховом способе капитальный ремонт производится ремонтным персоналом каждого цеха (специальные ремонтные бригады).

Недостатки:

- загрузка персонала недостаточна в течение года, т.к. они закреплены за цехами;

- квалификация ремонтного персонала недостаточная;
- нет возможности цеху приобретать современное дорогостоящее специализированное ремонтное оборудование и инструменты;
- руководство ремонтом отвлекает дирекцию и руководящий технический персонал от основных обязанностей (ведения эксплуатации).

Преимущества:

- простота управления;
- персонал более сознательно проводит ремонт.

При стационарном способе ремонтный персонал электростанции объединяется в цех централизованного ремонта. Капитальный и текущий ремонт электротехнического оборудования, теплоизмерительных приборов и устройств автоматики осуществляются специальными ремонтными бригадами соответствующих цехов. Такая форма позволяет лучше использовать ремонтный персонал, ремонтное оборудование и инструменты.

При централизованном способе ППР все ремонтные работы на станциях энергосистемы выполняются специальными ремонтными предприятиями, подчиненными энергосистеме или Главэнергоремонту. Центральные ремонтные предприятия являются самостоятельными и выполняют ремонты по договорам с электростанциями. Это могут быть центральные производственно-ремонтные предприятия, которые изготавливают инструмент, приспособления и нестандартное ремонтное оборудование, запасные части к оборудованию.

Достоинства:

- загрузка персонала более равномерная;
- квалификация персонала более высокая, т.к. предприятие (ЦРП) может иметь бригады по профилям работы;
- появляется возможность приобретать дорогостоящее ремонтное оборудование, т.к. оно используется на нескольких предприятиях.

Недостатки:

- сложная организационная структура;
- сложность планирования (завышенные цены);
- снижение ответственности за качество.

В настоящее время получили распространение промежуточные, смешанные способы:

- создание объединенных ремонтных цехов на станции;
- часть ремонта проводит персонал электростанции, часть выполняет централизованное ремонтное предприятие (агрегатный

ремонт, узловой ремонт, иногда только техническое руководство со стороны ЦРП).

8.5. Основные принципы организации ППР

С целью повышения эффективности ремонтного обслуживания необходимы:

1. Предварительная планово-организационная и материально-техническая подготовка.

За два – три месяца разрабатывается проект организации ремонтных работ, куда входит:

а) выявление объема и сроков ремонта, ресурсы (наличие ремонтного персонала, запасных частей и т.д.);

б) составление графиков проведения ремонта; наиболее широко применяются линейные и сетевые графики; составляется технологическая карта ремонтных работ, заранее подготавливается площадка, доставляются материалы, запасные части; организовываются ремонтные бригады; проводится инструктаж.

2. Внедрение прогрессивной организации и технологии ремонтных работ.

Максимально механизуются трудоемкие работы (подъем грузов); монтируются кислородные, ацетиленовые и электросварочные посты у рабочих мест сварщиков.

3. Замена в процессе ремонта целых узлов оборудования заранее собранными комплектами, что ускоряет ремонт.

4. Раздельный ремонт основного и вспомогательного оборудования (при наличии резервных агрегатов собственных нужд). При раздельном ремонте один из комплектов вспомогательного оборудования ремонтируется до основного агрегата. Это позволит значительно сократить простой основного агрегата в ремонте и снизить потребность в ремонтном персонале.

Прием основного оборудования из капитального ремонта производится комиссией под руководством главного инженера станции. После предварительного приема оборудование испытывается под нагрузкой в течение 24 часов. Если обнаруживаются дефекты, то капитальный ремонт считается неоконченным; после устранения дефекта оборудование снова испытывается в течение 24 часов. Если по истечении 1 месяца работы после капитального ремонта предварительная оценка качества не изменится, она утверждается в качестве основной (ремонт выполнен).

Качество ремонта оценивается по основным эксплуатационным показателям:

– для котлов: паропроизводительность, давление, температура перегретого пара, температура уходящих газов, расход энергии на тягу и дутье;

– для турбин: расход свежего пара, давление и температура свежего пара, вакуум в конденсаторе, температура конденсата, температура питательной воды, измерение вибрации в подшипниках.

8.6. Техничко-экономические показатели ремонта энергетического оборудования

В настоящее время в планировании и экономическом анализе ремонта применяются следующие показатели:

Режимные – длительность простоя в ремонте $t_{пр}$ и коэффициент эксплуатационной готовности

$$R_{\text{Э.Г.}} = \frac{t_{\text{Ц}} - t_{\text{пр}}}{t_{\text{Ц}}} = \frac{t_{\text{Э.Г.}}}{t_{\text{Ц}}}, \quad (8.11)$$

где $t_{\text{Ц}}$ – длительность ремонтного цикла.

Стоимостные:

а) ремонтная составляющая себестоимости энергии

$$C_{\text{рем}} = \frac{\sum I_{\text{рем}}}{\text{Э}_{\text{год}}}; \quad (8.12)$$

б) затраты на ремонт единицы установленной мощности

$$\bar{C}_{\text{рем}}^N = \frac{\sum I_{\text{рем}}}{N_y}. \quad (8.13)$$

Обобщающие показатели, учитывающие затраты на ремонт и обеспечиваемую готовность отремонтируемого оборудования к несению нагрузки:

а) удельные затраты на час эксплуатационной готовности

$$\bar{S}_{\text{ч.г.}} = \frac{\sum I_{\text{рем}}}{t_{\text{Э.Г.}}} = \frac{\sum I_{\text{рем}}}{t_p - \sum t_{\text{пр}}} = \frac{\sum I_{\text{рем}}}{t_{\text{рем}} \cdot R_{\text{Э.Г.}}}, \quad (8.14)$$

где $t_{\text{рем}}$ – длительность ремонта;

t_p – рассматриваемый расчетный период (год, ремонтный цикл);

$\sum t_{\text{пр}}$ – суммарный простой агрегата за t_p ;

$R_{\text{э.г.}}$ – коэффициент эксплуатационной готовности;

б) удельные затраты на единицу ресурса работы. Ремонтная составляющая себестоимости единицы потенциально возможной выработки продукции (обеспечение ресурса)

$$\bar{S}_{\text{р.р.}} = \frac{\sum I_{\text{рем}}}{t_{\text{э.г.}} \cdot N_{\text{н}}} = \frac{\sum I_{\text{рем}}}{t_p \cdot N_{\text{н}} \cdot R_{\text{э.г.}}} = \frac{\sum I_{\text{рем}}}{P_{\text{рес}}}, \quad (8.15)$$

где $N_{\text{н}}$ – номинальная мощность отремонтированного оборудования;

$P_{\text{рес}}$ – ресурс работы (в натуральных единицах).

Специфические показатели ремонта электрооборудования, учитывающие трудоемкость ремонтных работ по обеспечению эксплуатационной готовности:

а) удельные затраты труда на агрегато-час готовности

$$ЗТ_{\text{а}} = \frac{\sum ЗТ_{\text{рем}}^{\text{к}}}{t_p \cdot R_{\text{э.г.}}}, \text{ [чел.ч/ч гот]}; \quad (8.16)$$

б) удельные затраты труда на единицу ресурса агрегата

$$ЗТ_{\text{рр}} = \frac{\sum ЗТ_{\text{рем}}^{\text{к}}}{t_p \cdot N \cdot R_{\text{э.г.}}}, \text{ [чел.ч/ед.рес]}; \quad (8.17)$$

где $ЗТ_{\text{рем}}^{\text{к}}$ – трудовые затраты на ремонт за t_p (калькуляционные);

t_p – рассматриваемый расчетный период.

Ремонтные циклы оборудования во времени не совпадают с хозяйственными периодами, по которым ведутся планирование, учет и анализ затрат, поэтому необходимо ремонтные затраты разносить в соответствии с готовностью к несению нагрузки.

Ремонтные затраты, отнесенные к хозяйственному периоду (год, пятилетка) в соответствии с обеспечиваемой ими эксплуатационной готовностью, называются **калькуляционными ремонтными затратами**.

Контрольные вопросы и задания

1. Что такое ремонт?
2. В чем заключается основная задача ремонтного персонала?
3. Что такое система ППР? Её задачи.

4. Перечислите формы ППР в зависимости от изученности износа.
5. Охарактеризуйте виды ремонтов, входящих в систему ППР.
6. Что называется ремонтным циклом?
7. Как определяется суммарный годовой простой агрегатов в ремонте?
8. Перечислите факторы, влияющие на длительность простоя в ремонте.
9. Дайте характеристику централизованной и децентрализованной форм организации ремонтного обслуживания оборудования.
10. Назовите основные принципы организации ППР.
11. Какие существуют виды ремонтного резерва мощности энергосистемы?
12. Что такое располагаемая и потребная ремонтные площади?
13. Что представляет собой график движения рабочих при ремонте?
14. Какие вы знаете технико-экономические показатели ремонта энергооборудования, их достоинства и недостатки?
15. Что такое ресурс работы?
16. Дайте понятие готовности станции к несению нагрузки. Как она определяется?
17. В чем проявляется эффект от сокращения длительности ремонтов?
18. Перечислите пути повышения эффективности и качества ремонтов.

9. ОРГАНИЗАЦИЯ И ПЛАНИРОВАНИЕ ТРУДА И ЗАРАБОТНОЙ ПЛАТЫ

9.1. Организация труда на энергопредприятиях

Всякий производственный процесс заключается в применении человеческого труда к средствам производства (орудия труда и обрабатываемое сырье). На тепловой электростанции источником труда является эксплуатационный и ремонтный персонал электростанции, орудиями труда – производящие электро- и теплоэнергию котлотурбинные блоки или котлы и турбогенераторы, а обрабатываемым сырьем – поступающее на станцию топливо. Для производственной и экономически эффективной работы стационарного персонала необходимы хорошо продуманные и четко осуществляемые организация и планирование труда, целью которых является соединение техники и людей в едином производственном процессе так, чтобы обеспечить повышение производительности труда персонала и неуклонное выполнение производственных планов по отпуску энергии при высоких качественных и экономических показателях работы.

Основными задачами организации труда являются: эффективное использование производственных фондов предприятия, производство высококачественной продукции при минимальных затратах труда на ее изготовление, создание благоприятных условий труда, вовлечение большинства трудящихся в активную творческую работу по совершенствованию производства.

9.1.1. Основные направления работ по организации труда

Организация труда на электростанциях и в сетях, по сравнению с предприятиями других отраслей промышленности, имеет свои существенные особенности. Если в прочих отраслях – как одна из главных – ставится задача всемерного увеличения выпуска продукции, то для электростанций основным является:

- 1) обеспечение надежной и экономичной эксплуатации оборудования;
- 2) соблюдение качественных показателей отпускаемой энергии;
- 3) повышение качества и сокращение ремонтов энергооборудования.

На обеспечение выполнения этих задач и направлена в первую очередь вся работа по организации труда персонала энергопредприятий. Одновременно важной задачей организации труда на электростанциях является сокращение численности персонала, что определяет рост

производительности труда и снижение себестоимости энергии. Основными направлениями по организации труда, прежде всего применительно к электростанциям, являются:

1. Рациональная расстановка кадров в соответствии с принципом разделения и кооперации труда. Она является залогом успешной работы любого промышленного предприятия, в том числе и энергетического, и направлена на обеспечение роста производительности труда как всего предприятия в целом, так и каждого работника в отдельности, а также слаженной, максимально согласованной работы персонала. Расстановка и структура персонала электростанций определяются особенностями их технологического процесса. По характеру выполняемой работы весь персонал электростанций делится на следующие категории:

- рабочие;
- инженерно-технические работники (ИТР);
- служащие;
- младший обслуживающий персонал (МОП);
- ученики (стажеры).

В свою очередь, рабочие делятся на эксплуатационный и ремонтный персонал. Внутри каждой из этих групп различают рабочих основных и вспомогательных. К основным относятся рабочие, занятые непосредственно на эксплуатации или на производстве ремонтов. Ведущей группой рабочих, занятых на эксплуатации, является вахтенный персонал, который непосредственно участвует в основном технологическом процессе производства и трансформации энергии. Функции этой группы рабочих сводятся к наблюдению за работой механизмов, управлению и уходу за ними. К этой категории рабочих относятся рабочие котельного, турбинного, топливно-транспортного участка, в том числе: машинисты котлов и турбин, машинисты мельниц, дежурные по пылеприготовлению. Функции этих рабочих определяются их рабочим местом, или так называемой зоной обслуживания. В нее входит определенное количество механизмов с контрольно-измерительной аппаратурой, системой управления, средствами связи и сигнализации. Правильное установление зон обслуживания имеет чрезвычайно большое значение с точки зрения повышения производительности труда и снижения себестоимости энергии. На станциях на основе повышения квалификационного уровня персонала и осуществления соответствующих организационно-технических мероприятий ведется борьба за расширение зон обслуживания и связанное с этим совмещение профессий.

Значительную по своему удельному весу группу рабочих на электростанциях, в сетях, системах составляют ремонтники. Рабочие этой группы делятся на рабочих, непосредственно участвующих в ремонтных работах, и станочников, работающих в механической мастерской. В отличие от эксплуатационного персонала затраты рабочего времени ремонтных рабочих находятся в прямой зависимости от объема работ, поэтому их труд легко поддается нормированию по физическому объему работ путем установления норм времени.

Разделение труда – это разграничение деятельности людей в процессе совместного труда.

Кооперация труда – это совместное участие людей в одном или нескольких, но связанных между собой процессах труда. Разделение и кооперация труда неразрывны и взаимосвязаны.

Группа эксплуатационного персонала, работающая одновременно по сменному графику, называется **вахтой**. Все вахты цехов объединяются в вахту по станции, во главе которой стоит дежурный инженер станции, которому в оперативном отношении непосредственно подчинены начальники смен цехов. В свою очередь, дежурный инженер станции в оперативном отношении подчиняется дежурному диспетчеру системы. Основное направление разделения труда вахтенного персонала – функциональное. Так, в бригаде, обслуживающей котел, труд разделен между машинистами, водосмотрщиком, дежурным по дымососам и вентиляторам. В тоже время их функции являются составными частями единой функции - регулирования режимов котла, обеспечения надежной и экономичной его эксплуатации. Поэтому действия отдельных рабочих должны координироваться одним лицом, ответственным за эксплуатацию данного агрегата в целом, в данном случае старшим машинистом котла. Вместе с тем работа бригад должна организовываться так, чтобы устранить всякую возможность обезлички, ведущую к притуплению личной ответственности за качество работы. Для этого функции всех членов бригады необходимо четко разграничивать. Формой кооперации в масштабе цеха является смена или вахта цеха во главе с начальником смены. Кооперацию и координирование работы цехов в масштабе всей станции осуществляет дежурный инженер станции.

Разделение и кооперация труда ремонтного персонала состоит в следующем: все ремонтные рабочие объединяются в ремонтные бригады, которые комплектуются по профессиональному признаку. Иногда организуются комплексные бригады. Бригады рабочих, непосредственно занятые на ремонте оборудования, работают в условиях тесной кооперации труда, в то время как в бригадах

ремонтных рабочих - станочников тесная кооперация труда не является необходимой. Часто станочники выполняют свою работу независимо друг от друга.

3. Рациональная организация рабочих мест и их обслуживание.

Рациональная организация рабочих мест эксплуатационного персонала обеспечивает возможность расширения зон обслуживания и создает условия надежной и экономичной эксплуатации оборудования. Обеспечение условий рациональной организации рабочих мест и их обслуживания в первую очередь предполагает:

- 1) рациональное размещение обслуживаемого оборудования, что определяет возможность вести наблюдение за работой большого количества механизмов одновременно с одного пункта;
- 2) совершенствование средств управления агрегатами;
- 3) централизацию управления;
- 4) всемерное внедрение механизации и автоматизации процессов производства;
- 5) оснащение наиболее совершенными средствами связи.

3. Улучшение условий труда и обеспечение его безопасности.

Охрана труда и техника безопасности (ТБ) обеспечиваются в законодательном порядке. Улучшение условий труда и обеспечение его безопасности включает в себя целый комплекс различных мероприятий технического, санитарно-гигиенического и правового порядка.

9.2. Техническое нормирование труда

Нормирование труда является важной составной частью научной организации труда. **Основной задачей** технического нормирования труда является установление для конкретных условий производства необходимых затрат времени на выполнение той или иной работы. Затраты труда могут быть измерены либо рабочим временем, установленным на единицу продукции, либо количеством натуральной продукции, выпускаемой в единицу времени, либо числом рабочих, необходимых для выполнения определенной работы в единицу времени. Различают нормы времени, нормы выработки и нормы расхода рабочей силы, устанавливаемые для условий наиболее эффективного использования всех средств производства при рациональной организации труда на конкретном рабочем месте. Нормирование труда является методом установления норм выработки и расценок, обеспечивающих материальную заинтересованность рабочих в результатах своей работы и повышении производительности труда.

9.2.1. Принципы нормирования труда на энергопредприятиях

Нормирование труда осуществляется на основе следующих принципов:

Нормирование по зонам обслуживания

По этому принципу на энергопредприятиях нормируется труд вахтенных рабочих. При нормировании по зонам обслуживания применяется метод изучения затрат рабочего времени путем фотографирования рабочего дня. При этом учитывается ряд факторов, которые могут влиять на размер зоны обслуживания, размещение обслуживаемого оборудования, наличие резервных агрегатов и т. д. Расширение зон обслуживания на основе механизации и автоматизации производственных процессов, совмещение профессий является одним из основных путей повышения производительности труда на ТЭС.

1. Нормирование по нормам обслуживания.

По нормам обслуживания нормируется труд эксплуатационного (дежурного) персонала. Данный вид нормирования сводится к установлению норм обслуживания, т.е. к установлению количества обслуживаемых объектов или участков обслуживания. При выведении таких норм учитывается количество оборудования, его компоновка, размеры, значимость и т. д. Здесь также чаще всего применяется метод наблюдений и фотографирования рабочего дня. В отдельных случаях может быть использован метод хронометража.

2. Нормирование по физическому объему работ (по нормам времени или нормам выработки).

На ТЭС этот вид нормирования применяется для ремонтных и вспомогательных эксплуатационных рабочих, т.к. объем выполняемых работ этой категорией рабочих находится в прямой зависимости от затрат рабочего времени.

При нормировании труда по физическому объему различают нормы **опытно-статистические и технические**. Опытно-статистические нормы разрабатываются на основе отчетных данных и экспертных оценок и, как правило, научно не обоснованы. В основе метода технического нормирования, т.е. установления технических норм, лежит анализ процессов труда, фактических затрат рабочего времени, всестороннее изучение методов труда передовиков производства и опыта внедрения наиболее передовой технологии.

Технической нормой времени называется то время, которое устанавливается для выполнения данной работы.

Классификация затрат времени на производство представлена на рис. 9.1.

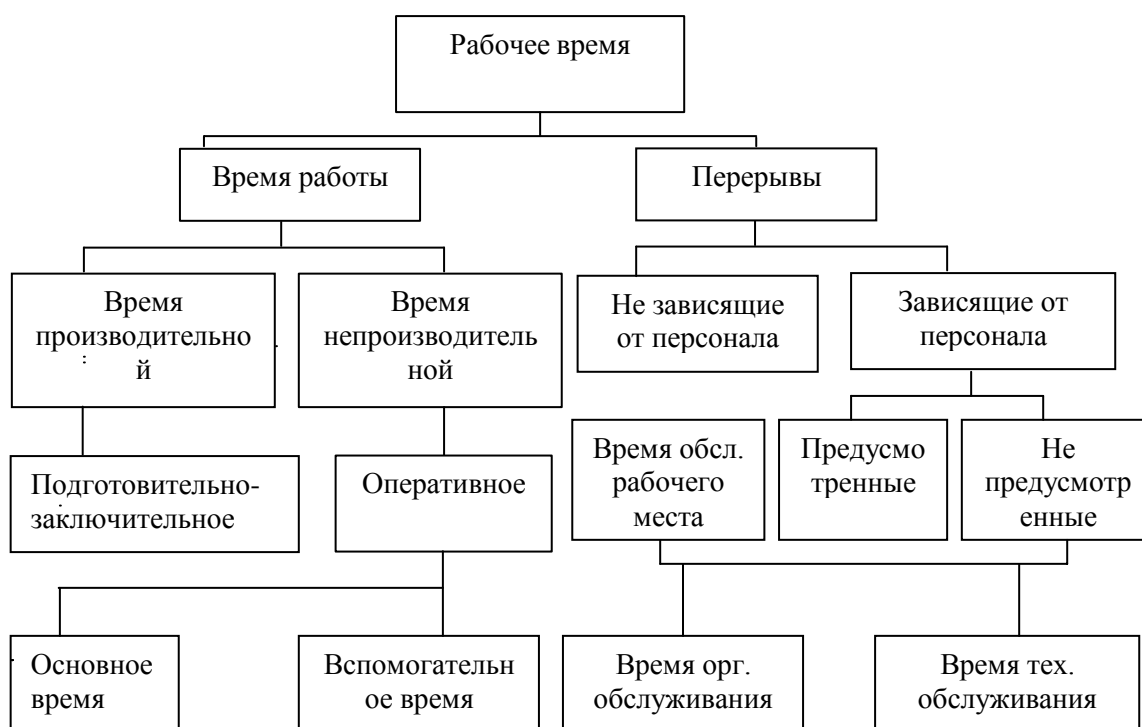


Рис. 9.1. Классификация затрат времени на производство

Под рабочим временем понимается длительность смены.

Время работы – это время, в течение которого осуществляется технологический процесс. В свою очередь, оно подразделяется на **время производительной работы**: целесообразные затраты времени для осуществления технологического процесса и **время непроизводительной работы** - это время, не предусмотренное рационально установленным технологическим процессом. Его наличие вызвано плохой подготовкой производства, неритмичным обеспечением рабочих мест всем необходимым.

Время производительной работы состоит из подготовительно-заключительного времени, оперативного времени и времени обслуживания рабочего места. **Подготовительно-заключительное время** $t_{н.з.}$ – это время, которое необходимо для ознакомления с чертежами, подготовки рабочего места перед работой, получения инструктажа, а также для выполнения действий, связанных с окончанием работы. Это время затрачивается один раз для выполнения данной работы и его продолжительность не зависит от размеров обрабатываемой партии.

Оперативное время $t_{\text{опер}}$ – это время производительной работы по выполнению заданной операции, оно состоит из основного (технологического) времени и вспомогательного времени.

Основное время $t_{\text{осн}}$. – это время, в течение которого происходит обработка изделия. Основное время может быть машинным, машинно-ручным, ручным. **Вспомогательное время** $t_{\text{всп}}$. – это время, которое затрачивается рабочим на вспомогательные операции, обеспечивающие выполнение основной работы (установка и перестановка деталей, пуск и остановка станка).

Время обслуживания рабочего места представляет собой время, затрачиваемое на уход за ним перед началом работы, поддержание его в рабочем состоянии в процессе работы и уборку после работы. Оно состоит из **времени организационного обслуживания** (раскладка и уборка инструмента, уборка стружки, смазка и чистка механизмов, уборка рабочего места) и **времени технического обслуживания** (уход за механизмами, подналадка и регулировка оборудования в процессе работы, смена инструмента).

Перерывы могут зависеть и не зависеть от персонала. Перерывы, зависящие от персонала, делятся на (регламентированные) **предусмотренные** нормой времени (на отдых, личные надобности) и **не предусмотренные** (опоздание, досрочный уход с работы, отлучки). **К перерывам, не зависящим от персонала**, относят технологические перерывы; перерывы по причинам организационно-технического характера: ожидание мастера, отсутствие материала или энергии, наладка оборудования, ремонт и т. д.

Потери рабочего времени, возникающие на производстве вследствие плохой организации труда, в норму включаться не должны. Они должны устраняться по мере выявления.

Норма времени ($H_{\text{вр}}$) состоит из двух частей:

- 1) нормы штучного времени ($t_{\text{шт}}$);
- 2) нормы подготовительно-заключительного времени ($t_{\text{п.з.}}$).

Структура технически обоснованной нормы времени показана на рис. 9.2.

Из рис. 9.1 видно, что в техническую норму времени не включаются: время непроизводительной работы, простои и перерывы, вызванные нарушением трудовой дисциплины.

Норма определяется по формуле

$$H_{\text{вр}} = H_{\text{вр}}^{\text{шт}} + \frac{t_{\text{п.з.}}}{n}, \quad (9.1)$$

где $H_{\text{вр}}^{\text{шт}}$ – норма штучного времени;

$t_{п.з.}$ – заключительно-подготовительное время;
 n – число изделий в партии.



Рис. 9.2. Структура технически обоснованной нормы времени

В свою очередь

$$N_{вр}^{шт} = t_{осн} + t_{всп} + t_{обс} + t_{рпер} = t_{опер} + t_{доп} ;$$

$$N_{вр}^{шт} = t_{осн} + t_{всп} + \frac{a}{100} \times t_{опер} = t_{опер} + \frac{a}{100} \times t_{опер} , \quad (9.2)$$

где $a = t_{обс} + t_{опер}$ – дополнительное время в процентах от оперативного времени.

Дополнительное время дается в процентах от оперативного времени.

Норма выработки ($N_{выр}$), т.е. количество единиц продукции, изготовленное в единицу времени, устанавливается на смену и определяется путем деления продолжительности рабочего дня за вычетом подготовительно-заключительного времени на норму штучного времени:

$$N_{выр} = \frac{T_{раб} - t_{п.з.}}{N_{вр}^{шт}} , \quad (9.3)$$

где $T_{раб} = 8$ ч – продолжительность смены.

Норма численности – количество работников, необходимых для выполнения данной работы. Рассчитывается для ИТР и служащих. Составляется штатная ведомость – это перечень всех должностей и рабочих мест с указанием по ним количества работников и месячной зарплаты.

9.2.2. Методы нормирования труда

Все методы нормирования труда делятся на две группы: суммарные и аналитические (рис. 9.3).

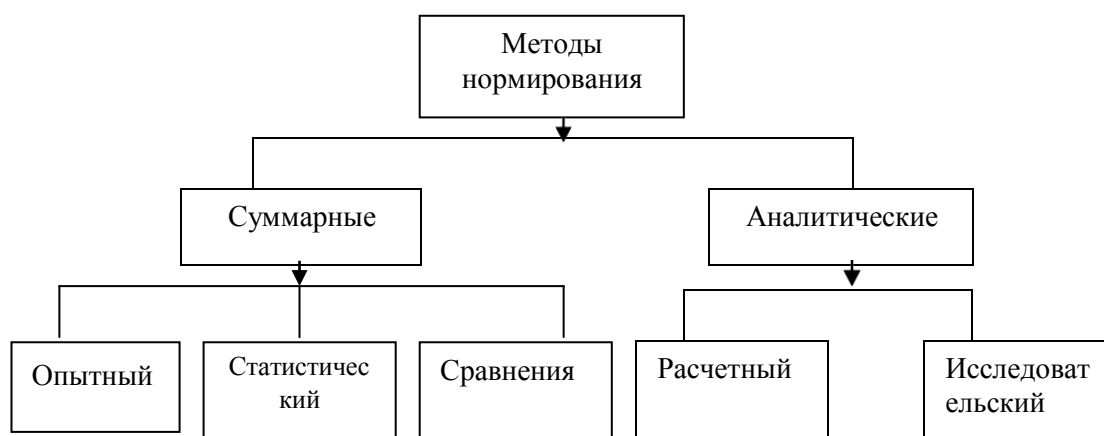


Рис. 9.3. Методы нормирования

Суммарные методы – характеризуются тем, что они не делят работы на отдельные операции.

Аналитические – на каждую операцию выделяется свое время.

Опытный метод – норма времени устанавливается исходя из личного опыта нормировщика или мастера.

Статистический – нормы принимаются на основе фактических затрат времени на выполнение произведенных ранее аналогичных работ.

Методы сравнения – норма времени устанавливается, исходя из нормы на аналогичную работу с поправочными коэффициентами на сложность, новизну и т. д.

Технические нормы могут устанавливаться расчетно-аналитическим методом или методом нормирования на основе наблюдений. Расчетно-аналитический метод предполагает нормирование каждого элемента операции. В энергетике этот метод имеет ограниченное применение, преимущественно здесь применяется метод нормирования на основе наблюдений, т.е. исследовательский метод. Изучение фактического использования рабочего времени по

этому методу, в зависимости от целевого назначения, производится либо с помощью фотографии рабочего времени, либо хронометража. Цель этих методов – изучение потерь рабочего времени и изыскание резервов роста производительности труда.

Фотография рабочего времени – это наблюдение и фиксация всех без исключения действий рабочего с целью полного учета затрат рабочего времени на протяжении определенного периода работы и выявления причин, вызывающих неодинаковые затраты рабочего времени на однотипную работу у разных рабочих. Фотография рабочего дня является исходным материалом для изучения причин, вызывающих непроизводительные простои, для разработки мероприятий по улучшению использования рабочего времени, для установления норм выработки и нормирования зон обслуживания.

Хронометраж является методом изучения затрат только оперативного времени (основного и вспомогательного). Хронометраж проводится непосредственно на рабочем месте путем наблюдения и замеров расходования времени. На основе хронометража разрабатываются нормативы для технического нормирования, а также мероприятия по достижению проектируемых норм времени. На теплостанциях хронометраж применяется главным образом в механических цехах.

9.3. Организация заработной платы на энергопредприятии

9.3.1. Основные принципы оплаты труда

Заработная плата является одним из важнейших элементов организации труда. **Заработная плата** есть выраженная в денежной форме та доля совокупного общественного продукта, которая идет на удовлетворение личных потребностей трудящихся и выплачивается в соответствии с количеством и качеством затраченного труда. Таким образом, размер заработной платы трудящихся ставится в прямую зависимость от уровня квалификации, размера выработки и качества труда.

Организация заработной платы на энергопредприятиях должна стимулировать рабочих-эксплуатационников к повышению технических знаний, к бдительности, к повышению производительности труда, к безаварийности. Организация заработной платы ремонтников должна стимулировать их к повышению квалификации и производительности труда, сокращению сроков ремонта и повышению качества ремонтов.

9.3.2. Тарифная система оплаты труда

Основой организации и регулирования заработной платы является тарифная система оплаты труда. В основе тарифной системы, применяемой для оплаты рабочих, лежит система нормативов, определяющая уровень зарплаты в зависимости от квалификации, условий работы и других факторов. Тарифная система включает в себя: тарифные ставки, тарифные сетки, тарифно-квалификационные справочники работ и профессий.

Тарифные ставки определяют уровень оплаты рабочих в единицу времени (в большинстве случаев за час). Это как бы основа для дальнейшего формирования заработной платы и размера часовой тарифной ставки ($C_{ч}$) рабочего определенной квалификации. Они рассчитываются, исходя из тарифной ставки за единицу времени работника первого разряда, т.е. из уровня оплаты 1 часа неквалифицированного труда. Уровень оплаты увеличивается в зависимости от степени квалификации. Тарифные ставки устанавливаются различными, в зависимости от значения отрасли, условий и тяжести труда.

Тарифная сетка применяется для установления соотношений в оплате труда в зависимости от квалификации рабочих. Тарифная сетка состоит из определенного количества разрядов и соответствующего количества поразрядных тарифных коэффициентов, определяющих соотношения в оплате труда рабочих разных разрядов (табл. 9.1).

Таблица 9.1

Разряды	I	II	III	IV	V	VI	...
Тарифные коэффициенты	1,0	1,13	1,29	1,48	1,72	2,0	.

Соотношение тарифных коэффициентов первого и последнего разряда называется диапазоном тарифной сетки. Тарифная ставка рабочего данного разряда $C_{ч}$ определяется умножением ставки первого разряда на соответствующий тарифный коэффициент: K_n

$$C_{ч}^n = C_{ч}^I \cdot K_n \quad (9.4)$$

Тарифно-квалификационные справочники служат для правильной тарификации работ и определения разряда рабочих. Они представляют собой перечень всех типовых работ, которые выполняются в данной отрасли, с оценкой их сложности и соответствия тому или иному квалификационному разряду. В этих справочниках

также приводятся сведения о том, что должен знать и уметь рабочий каждого данного разряда. В тарифно-квалификационных справочниках, применяемых в энергетике, указаны тарифные ставки рабочих всех основных профессий. В энергетике действуют «Тарифно-квалификационные характеристики работ и профессий рабочих, занятых на эксплуатации оборудования электростанций, сетей и в энергосбыте», являющиеся разделом ЕТКС. Также утвержден квалификационный справочник должностей служащих (КСДС). Он состоит из двух частей:

1. Должности служащих, общие для предприятия.
2. Должности руководителей и специалистов.

В каждой части КСДС содержится по три раздела:

- Должностные обязанности (функции, которые могут быть возложены на работника частично или полностью);
- Что должен знать (требования в отношении специальных знаний законодательных актов, положений, инструкций);
- Квалификационные требования (определен уровень специальной подготовки, необходимый для выполнения возложенных на работника обязанностей, т.е. стаж, образование).

9.3.3. Формы оплаты труда

Для оплаты труда применяются две формы заработной платы: **сдельная и повременная**, каждая из которых имеет несколько разновидностей

I. Сдельная оплата труда подразделяется на прямую сдельную, сдельно-прогрессивную и сдельно-премиальную, каждая из которых может быть индивидуальной или коллективной.

Сдельная оплата труда используется, когда труд нормируется по физическому объему.

Прямая сдельная оплата труда

При прямой сдельщине труд оплачивается по твердым расценкам, независимо от степени выполнения нормы. Сдельная расценка за единицу работы $P_{ед.}$ равна

$$P_{ед.} = C_{час}^I \cdot K_n \cdot H_{вр} = \frac{C_{см} \cdot K_n}{H_{выр}}, \quad (9.5)$$

где $C_{ч}^I$ – часовая тарифная ставка рабочего 1 разряда;
 K_n – тарифный коэффициент соответствующего разряда;
 $H_{вр}$ – норма времени на выполнение единицы работы;

$H_{\text{выр}}$ – норма выработки за смену;
 $C_{\text{см}} = T_{\text{см}} \cdot C_{\text{час}}^1$ – тарифная ставка за смену или дневная тарифная

ставка первого разряда.

Общая сумма заработка будет определяться как

$$ЗП = P_{\text{ед}} \cdot V, \quad (9.6)$$

где V – объем работы.

Достоинства: простота и ясность в расчетах. **Недостатки:** не стимулирует выполнение норм, повышение качества продукции, экономию материалов.

Сдельно-премиальная оплата труда

При сдельно-премиальной форме оплаты труда сдельная расценка за единицу работы остается неизменной; дополнительно к сдельному заработку выплачивается премия за выполнение и перевыполнение объема, за показатели качества работы, за сокращение простоев оборудования в ремонте. Все недостатки прямой сдельщины ликвидируются.

Сдельно-прогрессивная оплата труда

При сдельно-прогрессивной форме оплаты, в пределах установленной нормы выработки, работа оплачивается по принципу прямой сдельщины. Каждая единица продукции, выработанная сверх нормы, оплачивается по прогрессивно увеличивающейся сдельной расценке, в зависимости от степени перевыполнения нормы.

Эта система применяется, когда необходимо при одном и том же количестве работников выполнить больший объем работы и при трудных тяжелых работах.

Достоинство: система стимулирует повышение производительности труда.

В зависимости от особенностей организации производственного процесса сдельная оплата может быть **индивидуальной или коллективной**.

При коллективной сдельщине заработная плата выплачивается не отдельным рабочим, а бригаде в целом. Система оплаты может быть аккордной и коллективно-бригадной.

Аккордная оплата устанавливается не за единицу продукции в отдельности, а за всю работу. Она наиболее эффективна, когда нет четкого разграничения работ, а конечный результат зависит от совместной работы бригады, причем квалификация всех рабочих одинакова.

При разной квалификации рабочих применяется **коллективно-бригадная** сдельная оплата труда. Заработок бригады распределяется между ее членами в зависимости от их квалификации и количества времени, фактически отработанного каждым из них и при четком разграничении работ.

Бригадная расценка (или общий тарифный заработок бригады) рассчитывается по нормо-часам, т.е. по разрядам выполняемых работ и необходимому времени на их выполнение по нормативам:

$$P_{бр} = ЗП_{ф}^{бр} = \sum C_i \cdot t_i, \quad (9.7)$$

где C_i – часовая тарифная ставка работ соответствующего разряда;
 t_i – необходимое время на выполнение соответствующей работы по нормативам.

Делением сдельного фактического заработка бригады $ЗП_{ф}^{бр}$ на ее тарифный заработок $ЗП_{ф}^{бр}$ определяется коэффициент приработка $K_{пр}$, т.е. фактический средний заработок бригады на рубль тарифной ставки, по формуле

$$K_{пр} = \frac{ЗП_{ф}^{бр}}{ЗП_{т}^{бр}}. \quad (9.8)$$

При помощи этого коэффициента рассчитывается заработок каждого члена бригады

$$ЗП_{раб} = ЗП_{тар}^{раб} \cdot K_{пр}, \quad (9.9)$$

где $ЗП_{тар}^{раб}$ – заработная плата рабочего по его тарифной ставке.

На электростанциях сдельная оплата труда применяется для оплаты работы грузчиков и ремонтных рабочих.

II. Повременная оплата труда

Повременная форма применяется в тех случаях, когда применение сдельщины невозможно или нецелесообразно, а именно:

1. Если выполнение поставленных задач не может быть измерено количеством продукции или объемом произведенной работы.
2. На работах с регламентированным режимом.
3. Когда предъявляются высокие требования к качеству продукции.
4. На автоматизированных линиях.
5. На участках, где не может быть обеспечен объективный учет выполненных объемов работ.

6. Если не может быть обеспечена полная загрузка в течение смены.

Существует **простая повременная и повременно-премиальная оплата труда.**

Простая повременная оплата труда

При простой повременной оплате сумма заработка зависит от продолжительности работы и квалификации работника.

Простая повременная система оплаты имеет три разновидности:

а) почасовая:

$$ЗП_{поч} = C_{ч} \cdot B_{фч}, \quad (9.10)$$

где $C_{час}$ – часовая тарифная ставка соответствующего разряда;

$B_{фчас}$ – фактическое число часов, отработанных за месяц;

б) поденная:

$$ЗП_{поден} = C_{дн} \cdot B_{дн}, \quad (9.11)$$

где $C_{дн}$ – дневная тарифная ставка;

$B_{дн}$ – количество отработанных дней за месяц.

Дневная тарифная ставка определяется как

$$C_{дн} = C_{ч}^I \cdot K_n \cdot 8;$$

в) помесечная как

$$ЗП_{мес} = C_{мес} \cdot \frac{B_{ф}}{B_{раб.дн.}}, \quad (9.12)$$

где $C_{м}$ – месячный оклад;

$B_{ф}$ – фактически отработанное количество дней (смен) в месяце;

$B_{раб.дн.}$ – число рабочих дней (смен) в месяце.

Недостатком данной системы оплаты является то, что она не стимулирует повышение производительности труда.

Повременно-премиальная оплата труда

При повременно-премиальной системе размер заработной платы зависит не только от количества отработанного времени и квалификации работника, но и от достижения ряда качественных показателей.

При этой системе оплаты, материальная заинтересованность работников в результатах своего труда значительно усиливается. Эта заинтересованность дает возможность наиболее полно использовать

резервы производства и улучшать качественные показатели эксплуатации и ремонта.

В энергетике повременно-премиальная оплата широко применяется для эксплуатационного и ремонтного персонала, рабочих-повременщиков вспомогательных цехов и участков, инженерно-технических работников. В связи с этим для энергопредприятий важнейшее значение имеет правильный выбор показателей премирования и их величин. В систему премирования включаются только те показатели, на которые премируемый работник может оказать прямое влияние.

Рабочие, занятые на эксплуатации, наладке и испытаниях оборудования, премируются, в соответствии с действующим положением, за выполнение заданий по экономии топлива и электроэнергии на силовую нагрузку, за надежную и бесперебойную работу оборудования.

Рабочие, занятые ремонтом энергооборудования электростанций и сетей, премируются за высококачественное выполнение ремонтных работ в установленные сроки.

Рабочие, занятые на разгрузочно-погрузочных работах, премируются за сокращение времени простоев транспортных средств, сохранность груза и тары.

При аварии виновники полностью лишаются премии за данный месяц, а остальные рабочие смены, участка, где произошла авария, по усмотрению руководителя предприятия могут лишаться премии полностью или частично.

ИТР и служащие премируются (при отсутствии аварий по вине персонала):

- на электростанциях - за выполнение диспетчерских графиков электрической и тепловой нагрузки, расчетных норм по расходу условного топлива, плана постоянных затрат; плана ввода производственных мощностей;

- в электрических и тепловых сетях – за бесперебойное и высококачественное энергоснабжение потребителей, выполнение плана постоянных эксплуатационных затрат, осуществление плановых ремонтов и ввода производственных мощностей (ЛЭП, п/ст, тепловых сетей).

Заработная плата служащих и младшего обслуживающего персонала выплачивается в зависимости от объема и сложности выполняемых работ, стажа, квалификации.

Каждое энергетическое предприятие самостоятельно устанавливает форму, систему и размер оплаты труда и разрабатывает положение о премировании с учетом основных показателей работы предприятия,

которые утверждены ему энергосистемой. Должностные оклады своим работникам энергетические предприятия устанавливают в соответствии с отраслевой схемой должностных окладов для энергопредприятий. Каждая энергосистема устанавливает количество разрядов для определения квалификации работника и число ступеней по оплате труда в каждом разряде.

9.4. Планирование труда на энергопредприятии

План по труду охватывает следующие основные вопросы труда:

1. Производительность труда.
2. Состав персонала (планирование численности).
3. Заработную плату.
4. Подготовку кадров.
5. Вопросы улучшения условий труда и быта персонала.

Основной задачей составления плана по труду является повышение производительности труда на базе лучшей его организации.

9.4.1. Производительность труда и ее измерители

Труд представляет собой целесообразную общественную полезную деятельность человека, направленную на создание материальных и культурных благ. В процессе производства, распределения, обмена и потребления материальных благ люди неизбежно и независимо от своей воли и сознания вступают между собой в определенные общественные отношения, которые называются производственными или экономическими. Основу производственных отношений составляет собственность на средства производства. Показателем степени эффективности труда человека в производстве материальных благ является **производительность труда**. В зависимости от производительности труда конкретный живой труд оказывается то более богатым, то более скудным источником материальных и духовных ценностей. Всякое изменение в процессе производства, которое сокращает рабочее время, ведет к повышению производительности труда. Рост производительности труда может происходить не только в результате внедрения новых достижений науки и техники, требующего, как правило, значительных капитальных вложений, но также за счет реализации внутрипроизводственных резервов.

Под резервами роста производительности труда понимаются неиспользованные возможности совершенствования техники, технологии, организации производства, труда и управления,

эффективного применения материальных и моральных стимулов в целях сокращения затрат труда на единицу продукции или услуг. Повышение производительности труда в электроэнергетике определяется воздействием на комплекс технических, организационных и режимных факторов, а именно: внедрение новой техники на электростанциях; экономически оправданное увеличение единичной мощности основного оборудования; преимущественное развитие электрических сетей с высшими уровнями напряжения; завершение автоматизации технологических процессов в основном энергетическом производстве и переход на качественно новый уровень автоматики с широким использованием ЭВМ; совершенствование организации труда эксплуатационного, ремонтного и управленческого персонала за счет расширения зон обслуживания, рациональной организации схем управления, структуры цехов, отделов и служб, обеспечения эффективной подготовки эксплуатационных кадров, совершенствования нормативов межремонтных периодов и норм простоев в ремонтах различных типов оборудования, повышения квалификационного уровня ремонтных кадров, совершенствования организации и дальнейшей централизации ремонтных работ, роста уровня их механизации, применения сетевых методов планирования при производстве ремонтных работ. Для улучшения методов планирования производительности труда необходим более полный учет резервов, разработка способов и путей их реализации.

Для измерения уровня производительности труда на промышленных предприятиях пользуются двумя показателями:

- 1) трудоемкостью;
- 2) выработкой продукции на одного рабочего.

Трудоемкостью называют количество рабочего времени, необходимого для изготовления единицы продукции или для выполнения единицы объема работ. Различают 3 вида трудоемкости: **нормативную, фактическую и плановую.**

Нормативная трудоемкость равна сумме действующих норм времени для выполнения данной работы.

Фактическая трудоемкость – это фактические затраты рабочего времени на выполнение данной работы.

Плановая трудоемкость – это установленная плановая норма затрат времени на выполнение единицы объема работы. Это прогрессивная норма, которая должна быть достигнута в плановом году с учетом оснащенности, мероприятий по организации труда и т.д. Показатели трудоемкости широко применяются для определения численности рабочих и потребности в оборудовании.

Отношение нормативной трудоемкости к фактической показывает уровень выполнения норм или уровень производительности труда на данном рабочем месте. В энергетике показатель трудоемкости применяют на ремонтах основного и вспомогательного оборудования, на операциях с топливом и золой. Для характеристики уровня производительности труда, достигнутого цехом или предприятием в целом, пользуются более универсальным показателем, а именно **средним размером выработки** на одного работающего в натуральном или стоимостном выражении:

$$\text{ПрТр} = \frac{\text{Э}}{\text{Ч}_{\text{сп}}} = \frac{\text{П}}{\text{Ч}_{\text{сп}}}, \quad (9.13)$$

где Э – годовая выработка электроэнергии, кВтч;

$\text{Ч}_{\text{сп}}$ – среднесписочное число работающих, определяемое за месяц, квартал или год как среднеарифметический состав работающих;

П – товарная продукция, тыс.р.

Выработка является очень важным фактором производительности труда, однако этот показатель обладает недостатком, который состоит в том, что он не отражает затрат средств производства.

Выработка электроэнергии определяется графиком ее потребления, а распределение нагрузки между станциями зависит от решений диспетчерской службы энергосистемы. Поэтому результатом труда коллектива отдельной электростанции не может служить только отпущенная энергия. А как же определить производительность труда для станций, находящихся в резерве?

Для определения результата труда отдельной электростанции можно использовать натуральный показатель готовности оборудования электростанции к несению электрической и тепловой нагрузки (ресурсная продукция):

$$P_{\text{рес}} = N_{\text{расп}} \cdot T_{\text{кал}} - \sum N_{\text{реми}} \cdot T_{\text{реми}} = \sum t_{\text{эги}} \cdot N_{\text{ни}}, \quad (9.14)$$

где $N_{\text{расп}}$ – располагаемая мощность, соответствующая данному календарному периоду года;

$T_{\text{кал}}$ – календарный период года;

$N_{\text{реми}}$ – мощность, выводимая в плановый ремонт;

$T_{\text{реми}}$ – длительность ремонта i -го агрегата;

$t_{\text{эги}}$ – время эксплуатационной готовности i -го агрегата;

$N_{\text{ни}}$ – номинальная мощность i -го агрегата.

Показатель валовой готовности, т.е. удельная валовая готовность станции к несению нагрузки на одного работающего, мало зависит от

режима использования мощности, но не учитывает фактический расход топлива, материалов, оборудования и прочих затрат и результатов труда:

$$\bar{P}_{\text{рес}} = \frac{P_{\text{рес}}}{\chi_{\text{сп}}}, \quad (9.15)$$

Производительность труда на ТЭС также часто измеряется **штатным коэффициентом**, который представляет собой удельную численность промышленно-производственного персонала электростанции на единицу установленной мощности

$$n_{\text{шт}} = \frac{\chi_{\text{сп}}}{N_{\text{у}}}. \quad (9.16)$$

Штатный коэффициент отражает степень технического совершенства электростанций, качество топлива на ТЭС, степень внедрения автоматизации, механизации.

Для предприятий электрических и тепловых сетей в качестве измерителя производительности труда применяется **коэффициент обслуживания**

$$K_{\text{обсл}} = \frac{V}{\chi_{\text{сп}}}, \quad (9.17)$$

где V – объем работ по обслуживанию оборудования сетей в условных единицах.

За 1 усл.ед. принимается трудоемкость по обслуживанию 1 км одноцепной ЛЭП напряжением 110-154 кВ на металлических и железобетонных опорах. Имеется таблица переводных коэффициентов, с помощью которых определяют объем работ в усл. ед. для любой ЛЭП в зависимости от напряжения, протяженности и исполнения. Аналогично определяется объем работ для тепловых сетей: в зависимости от протяженности, и диаметра и вида укладки паропровода.

Коэффициент обслуживания также применяется и для оценки производительности труда в энергосистеме. Он определяется как удельная приведенная мощность на 1 работающего:

$$K_{\text{обсл}}^{\text{сист}} = \frac{N_{\text{усл прив}}}{\chi_{\text{сп}}}, \quad (9.18)$$

где $N_{\text{усл прив}}$ – условно-приведенная мощность энергосистемы;

$\chi_{\text{сп}}$ – среднесписочная численность работников энергосистемы.

Условно-приведенная мощность определяется как сумма условной и приведенной мощностей

$$N_{\text{усл прив}} = N_{\text{усл}} + N_{\text{прив}}, \quad (9.19)$$

Условная мощность учитывает трудоемкость по обслуживанию электрических и тепловых сетей в условных единицах (V)

$$N_{\text{усл}} = 0,01 \cdot V. \quad (9.20)$$

Приведенная мощность учитывает трудоемкость по обслуживанию станций в зависимости от их типа ($\Delta N_{\text{эл ст}}$) и вида сжигаемого на них топлива ($\Delta N_{\text{топл}}$)

$$N_{\text{прив}} = N_{\text{у}} + \Delta N_{\text{эл ст}} + \Delta N_{\text{топл}}. \quad (9.21)$$

Поправка на тип станции определяется с помощью поправочных коэффициентов для разных станций ($\lambda_{\text{кэс}} = 1$; $\lambda_{\text{тэц}} = 1,2$; $\lambda_{\text{гэс}} = 0,5$):

$$\Delta N_{\text{эл ст}} = N_{\text{кэс}} (\lambda_{\text{кэс}} - 1) + N_{\text{тэц}} (\lambda_{\text{тэц}} - 1) + T_{\text{гэс}} (\lambda_{\text{гэс}} - 1) + \dots \quad (9.22)$$

Поправка на вид сжигаемого топлива определяется с помощью поправочных коэффициентов для разных видов топлива ($\lambda_{\text{ку}} = 1$; $\lambda_{\text{газ}} = 0,7$; $\lambda_{\text{мазут}} = 0,9$; $\lambda_{\text{сланцы}} = 1,4$)

$$\Delta N_{\text{топл}} = N_{\text{ку}} (\lambda_{\text{ку}} - 1) + N_{\text{газ}} (\lambda_{\text{газ}} - 1) + N_{\text{торф}} (\lambda_{\text{торф}} - 1) + \dots \quad (9.23)$$

В сетевых предприятиях, кроме $K_{\text{обсл}}$, для измерения производительности труда применяется показатель **удельной численности промышленно-производственного персонала** на 1 км протяженности сетей

$$n_{\text{шт}} = \mathcal{Q}_{\text{сн}} / L. \quad (9.24)$$

Основным недостатком таких показателей, как $n_{\text{шт}}$ и $K_{\text{обсл}}$, является то, что они характеризуют не столько фактическую производительность труда, сколько степень технического совершенства созданных или вновь создаваемых энергетических предприятий. Поэтому ими лучше пользоваться на стадии проектирования.

Недостатком всех показателей производительности труда является то, что они не учитывают качество и квалификацию труда, а только средние списочный состав промышленно-производственного персонала.

Можно было бы измерять производительность труда на базе показателя чистой продукции:

$$P_{\text{чист}} = P_{\text{вал}} - (I_{\text{топл}} + I_{\text{мат}} + I_{\text{ам}}), \quad (9.25)$$

где $I_{\text{топл}}$ – затраты на топливо;

$I_{\text{мат}}$ – материальные затраты;
 $I_{\text{ам}}$ – затраты на амортизацию,
но уровень оплаты труда в нашей стране не соответствует его рыночной стоимости.

9.4.2. Планирование численности персонала

При планировании штатов прежде всего необходимо рассчитать баланс рабочего времени и разработать режим работы персонала, т.е. спланировать использование рабочего времени. Режим работы персонала характеризуется тремя показателями:

1. продолжительностью рабочего дня или смены;
2. сменностью;
3. режимом рабочей недели, т.е. чередованием рабочих смен и отдыха.

В России установлен семичасовой рабочий день при шестидневной рабочей неделе. При пятидневной рабочей неделе продолжительность рабочего дня или смены равна 8 час.

Для сменного персонала в энергетике принят четырехбригадный график обслуживания оборудования, т.к. один агрегат при непрерывной его работе в течение недели должен обслуживаться $24 \cdot 7 = 168$ ч., а один работник за неделю должен отработать $5 \cdot 8 = 40$ ч. При таком графике возникает переработка, которая компенсируется дополнительными выходными днями.

В балансе рабочего времени определяют фактическое количество человеко-дней работы, приходящееся на 1 рабочего в плановом периоде. Баланс рабочего времени составляют отдельно для каждой группы рабочих с одинаковым режимом работы. Различают три фонда рабочего времени: календарный, номинальный, фактический (или полезный).

1. **Календарный** фонд рабочего времени определяют умножением календарной продолжительности планового периода в днях на установленную законом длительность рабочего дня в часах.

2. **Номинальный** фонд рабочего времени представляет собой то время, которое рабочий отрабатывает в течение планового периода, соблюдая плановый режим работы. Номинальный фонд в часах равен календарному за вычетом часов, недорабатываемых в нерабочие дни:

$$T_{\text{ном}} = T_{\text{кал}} - T_{\text{нераб.}} \quad (9.26)$$

3. **Фактический плановый фонд** рабочего времени представляет собой время, которое рабочий может полезно использовать на

производстве. Он меньше номинального из-за отпусков, командировок, неявок по болезни, сокращенного рабочего дня подростков, инвалидов, лиц, работающих в особо вредных условиях. Все эти перерывы и неявки составляют неиспользованное время. Никаких других потерь рабочего времени план не предусматривает. Составление баланса рабочего времени позволяет определить:

- полезноиспользуемое число часов работы

$$T_{\text{полезн}} = T_{\text{ном}} - T_{\text{неисп}}, \quad (9.27)$$

- коэффициент использования рабочего времени

$$K_{\text{исп}} = \frac{T_{\text{полезн}}}{T_{\text{ном}}}. \quad (9.28)$$

Численность персонала рассчитывается одним из трех способов:

1. По рабочим местам: для тех рабочих, труд которых нормируется по зонам обслуживания.

2. По нормам обслуживания – применяется для тех рабочих, труд которых нормируется по нормам обслуживания (дежурный персонал).

3. По физическому объему работ и норме времени: для работников, занятых на ремонте и сдельных работах.

Различают явочную и списочную численность персонала.

Явочный персонал – количество рабочих, которое необходимо для обслуживания оборудования с заданным режимом работы и с заданным уровнем выполнения норм.

Списочный персонал включает всех работников, согласно штатному расписанию. Разность между списочным и явочным составом – это численность персонала, которым заменяют отпускников, учащихся и т.д., – это **резерв**.

Явочный персонал определяется в следующей последовательности:

1. Рассчитывается фонд рабочего времени, необходимый для обслуживания оборудования или для выполнения определенного объема работ с учетом производительности труда;

2. Определяется полезный фонд рабочего времени одного работника в соответствии с планируемым режимом работы, т.е. баланс рабочего времени на 1-го рабочего;

3. Определяется явочный состав путем деления результатов расчета п.1 этапа на результаты п. 2.

Явочный состава **вахтенного персонала** рассчитывается по формуле

$$Q_{\text{я}} = \frac{\sum(M \cdot S)}{s}, \quad (9.29)$$

где M – количество агрегатов, механизмов, участков сети, которые необходимо обслужить;

S – количество смен работы данного оборудования;

s – количество смен, приходящееся на одного работника вахты в плановом периоде,
либо по формуле

$$Q_{\text{я}} = m \cdot n_{\text{см}} \cdot Z, \quad (9.30)$$

где $n_{\text{см}}$ – количество человек в смене для обслуживания одной зоны;

$m = 4$ – число смен (бригад);

Z – количество зон обслуживания.

Расчет явочного состава **дежурного персонала** производится по формуле

$$Q_{\text{я}} = \frac{\sum(MS)}{s\mu}, \quad (9.31)$$

где M – количество агрегатов, механизмов, которое необходимо обслужить;

S – число смен работы этих механизмов;

s – количество смен, приходящееся на одного рабочего в плановом периоде;

μ – норма обслуживания по плану: количество агрегатов на одного рабочего.

Расчет явочного состава **персонала, занятого на ремонте и сделных работах**, рассчитывается как

$$Q_{\text{я}} = \frac{\sum(H_{\text{вр}} \cdot V)}{t_{\text{ном}} \cdot s \cdot K_{\text{н}}}, \quad (9.32)$$

где $H_{\text{вр}}$ – норма времени на выполнение единицы работы в часах;

V – планируемый физический объем работ, подлежащий выполнению;

$t_{\text{ном}}$ – номинальная продолжительность рабочего дня (смены);

s – количество смен на одного рабочего;

$K_{\text{н}}$ – коэффициент выполнения.

Определяется с помощью коэффициента использования рабочего времени по явочной численности

$$Q_{\text{сп}} = Q_{\text{я}} / K_{\text{исп}}. \quad (9.33)$$

Для ИТР основой для расчета является схема управления цехом или предприятием в целом, в соответствии с которой составляется штатное расписание для ИТР, где указывается перечень должностей, количество штатных единиц.

Различают сменный и несменный состав ИТР. Для сменных ИТР списочный состав определяется по зонам обслуживания (как у вахтенных рабочих). Списочный состав несменных ИТР определяется по числу штатных единиц и резерва не имеет. На время отсутствия их функции возлагаются на других работников.

Списочный состав служащих и МОП также планируется по штатному расписанию, без резерва.

9.4.3. Планирование заработной платы

Задача планирования заработной платы заключается в том, чтобы плановый фонд заработной платы распределялся между работниками не механически, а путем технико-экономических расчетов, обеспечивающих взаимосвязку между фондом заработной платы и проектируемыми затратами труда. При планировании заработной платы осуществляется: расчет фондов и средней заработной платы по каждой категории работающих, анализ фактических отклонений (абсолютных и относительных) фактического фонда заработной платы от планового. Фонд заработной платы рассчитывается в соответствии с производственной программой. На уровень средней заработной платы влияют такие факторы, как:

- квалификация рабочих;
- уровень производительности труда;
- условия труда, система оплаты труда.

Различают следующие фонды заработной платы:

- I – часовой;
- II – дневной;
- III – месячный (годовой).

Эти фонды составляются в расчете на одни и те же периоды (месяц, квартал, год), но каждый из фондов включает в себя различные элементы заработной платы, и поэтому они не равны между собой. Плановые фонды заработной платы не включают в себя доплаты, связанные с ненормальными условиями работы (доплаты за сверхурочные часы, за работу по низшему разряду и т. д.)

Общий фонд заработной платы включает в себя: прямую заработную плату, основную и дополнительную.

1. Планирование начинается с расчета прямой заработной платы (по тарифу – рабочим, ИТР – оклад).

2. При планировании фонда заработной платы выплаты, связанные с рабочим временем, образуют основную заработную плату, а выплаты, не связанные с рабочим временем, образуют дополнительную заработную плату. На рис. 9.4 представлена схема формирования фонда заработной платы.

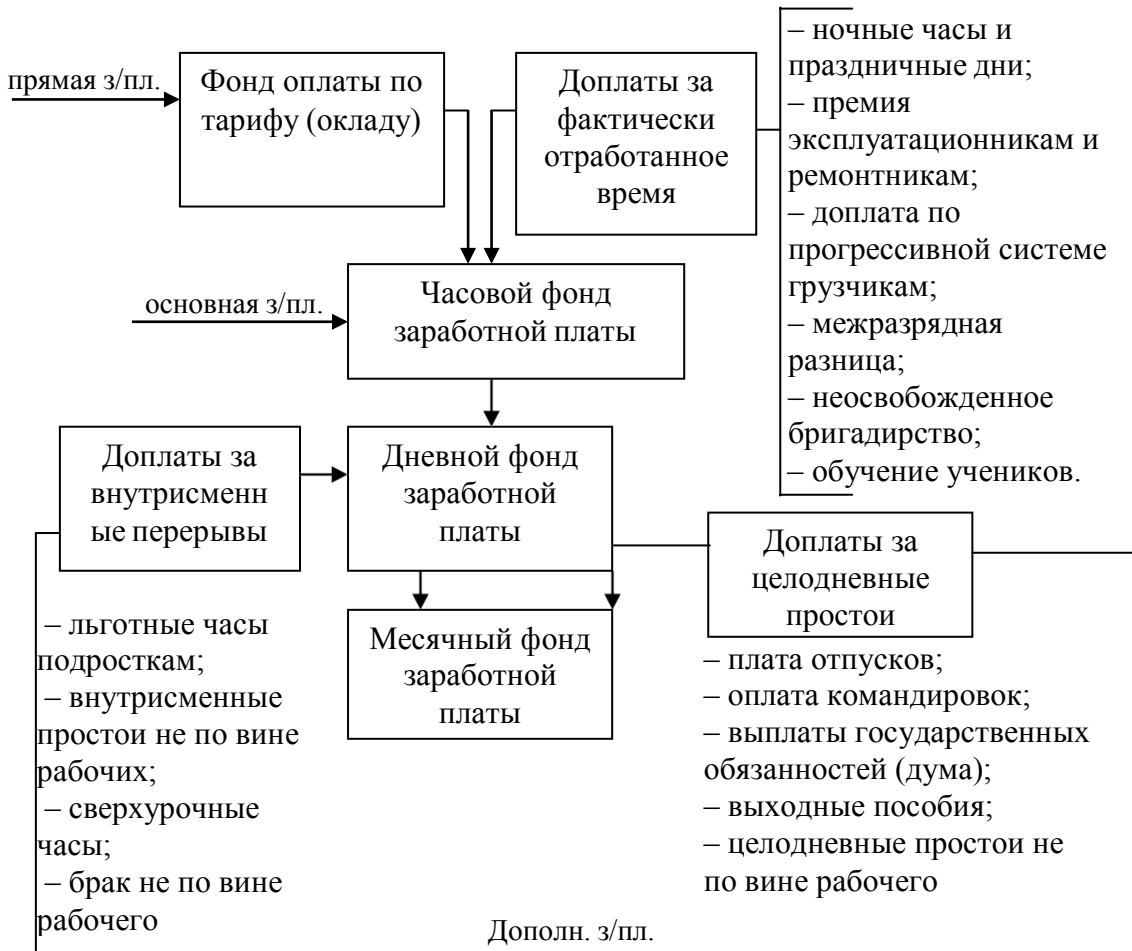


Рис. 9.4. Схема формирования фонда заработной платы

Таким образом, месячный фонд оплаты труда определяется по следующей формуле:

$$ЗП = (ЗП_{\text{осн}} + ЗП_{\text{доп.}}) K_{\text{поясн}}, \quad (9.34)$$

где $K_{\text{поясн}}$ – коэффициент, учитывающий условия проживания (районный)

Для **повременщиков** используется штатная ведомость с указанием тарифных ставок и должностных окладов; т.к. фонд оплаты по тарифу включает оплату только за фактически проработанное время, то его легко определить путем умножения окладов или тарифов на

коэффициент использования рабочего времени. Доплаты до часового фонда повременщиков планируются в виде премий за безаварийную работу, экономию топлива и т. д.

Для **сдельщиков** базой для расчета планового фонда заработной платы служат потребные затраты нормируемого времени и тарифные разряды работ. Если номенклатура и объем работ планируются детально и имеются расценки на все виды работ, то фонд оплаты по тарифу сдельщиков можно определить по сумме сдельных расценок на весь плановый фонд нормируемых работ. Часовой фонд заработной платы сдельщиков формируется из прямого заработка и доплат в виде премий или прогрессивок.

Контрольные вопросы и задания

1. Каковы особенности организации труда на энергопредприятиях?
2. Как осуществляется рациональное разделение и кооперация труда работников энергопредприятий?
3. Дайте классификацию персонала электростанции.
4. В чем состоит основная задача и основное содержание работ по техническому нормированию труда?
5. Перечислите основные методы изучения рабочего времени.
6. Как осуществляется нормирование труда по зонам обслуживания, по нормам обслуживания?
7. Как осуществляется нормирование труда по физическому объему?
8. Что такое техническая норма времени и какова ее структура?
9. Что такое норма выработки?
10. Перечислите факторы, влияющие на норму труда.
11. Каковы особенности технического нормирования труда на энергопредприятиях?
12. Как осуществляется расчет численности персонала?
13. Перечислите пути сокращения численности персонала.
14. Что такое штатный коэффициент?
15. Назовите показатели производительности труда в энергетике.
16. Дайте понятие тарифной системы.
17. Чем отличается бестарифная система оплаты труда от тарифной?
18. Какие формы оплаты труда вы знаете?
19. Перечислите основные направления повышения производительности труда.

ЛИТЕРАТУРА

1. Колпаков В.И., Ящура А.И. Производственная эксплуатация, техническое обслуживание и ремонт энергетического оборудования. Справочник.– М.: ЗАО Энергосервис, 1999.
2. Коршунова Л.А., Кузьмина Н.Г. Инновационный менеджмент: учебное пособие / Л.А. Коршунова, Н.Г. Кузьмина. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010.
3. Коршунова Л.А. Организация производства на предприятиях электроэнергетики: учебное пособие / Л.А. Коршунова, Н.Г. Кузьмина. – Томск: Изд-во ТПУ, 2011.
4. Коршунова Л.А. Планирование на предприятиях электроэнергетики: учебное пособие / Л.А. Коршунова, Н.Г. Кузьмина. – Томск: Изд-во ТПУ, 2011.
5. Коршунова Л.А., Поталицына Л.М. Менеджмент. Ч. 1, Ч. 2: учебное пособие / Л.А. Коршунова, Л.М. Поталицына. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008.
6. Коршунова Л.А. Экономика предприятия и отрасли (в электроэнергетике): учебное пособие / Л.А. Коршунова, Н.Г. Кузьмина. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010.
7. Латфуллин Г.Р., Райченко А.В. Теория организации: Учебник для вузов. – Спб.: Питер, 2006.
8. Организация энергетического производства. Кушнарев Ф.А., Свешников В.И., Коваленко А.Ф. и др. / Под ред. В.И. Свешникова. – М.: Энергоатомиздат, 2001.
9. Самсонов В.С., Вяткин М.А. Экономика предприятий энергетического комплекса. М.: ВШ, 2001.
10. Фатхутдинов Р.А. Организация производства: Учебник, 3-е изд. – М.: ИНФРА – М, 2008.
11. Экономическая оценка инвестиций / под ред. М.И. Римера. – СПб.: Питер, 2005.
12. Экономика и управление энергетическими предприятиями: Учебник для студ. высш. учеб. заведений. Басова Т.Ф., Борисов Е.И., Бологова В.В. и др. / Под ред. Н.Н. Кожевникова. – М.: Издательский центр «Академия», 2004.