

Содержание

ТЕМА 1	3
1. Топливо-энергетический комплекс	3
1.1. Энергетическое хозяйство страны и его особенности	3
1.2. Прогнозирование спроса на электрическую и тепловую энергию	10
1.3. Гидроэнергетические ресурсы: их оценка и классификация	14
1.4. Гидравлическое аккумулирование энергии	16
1.5. Роль гидроэнергетики в экономике страны	17
1.6. Экологические аспекты	18
Вопросы для самоконтроля.....	22
ТЕМА 2	23
2. Основные параметры проектируемых ГЭС	23
2.1. Выбор установленной мощности ГЭС	23
2.2. Выбор отметки нормального подпорного уровня гидроузла	30
2.3. Выбор глубины сработки водохранилища проектируемых ГЭС.....	32
2.4. Интегральная кривая нагрузки (ИКН) и ее использование	34
Вопросы для самоконтроля.....	39
ТЕМА 3	39
3. Капитальные вложения в строительства гидроэнергетических установок	39
3.1. Капитальные вложения и их структура	39
3.2. Виды проектно-изыскательских работ и стадии проектирования	41
3.3. Сметная стоимость строительства	43
3.4. Определение стоимости строительства ГЭС на разных стадиях проектирования	45
3.5. Определение сметной стоимости строительства ГЭС	50
3.6. Методы повышения эффективности капитальных вложений	53
Вопросы для самоконтроля.....	54
ТЕМА 4	55
4. Ресурсы предприятия и их использование	55
4.1. Состав и характеристика фондов предприятия	55
4.2. Структура и оценка основных средств	56
4.3. Износ основных средств	60
4.4. Амортизация основных средств	61
4.5. Показатели эффективности использования основных средств.....	62
ТЕМА 5	64
4.6. Экономическая сущность, состав и структура оборотных средств	64
4.8. Показатели эффективности использования оборотных средств.....	68
Вопросы для самоконтроля.....	69
ТЕМА 6	70
5. Организация труда и заработной платы	70
5.1. Основы научной организации труда (НОТ).....	70
5.2. Кадры энергетических предприятий и их классификация	72
5.3. Формы оплаты труда	74
5.4. Штаты ГЭС и каскадов ГЭС	76
Вопросы для самоконтроля.....	90
ТЕМА 7	90
6. Себестоимость энергетической продукции.....	90
6.1. Издержки и себестоимость. Группировка затрат	90
6.2. Классификация текущих затрат	93
6.3. Затраты на производство энергетической продукции	94
6.4. Особенности расчета себестоимости электрической энергии на ГЭС	95
6.5. Пути снижения себестоимости энергетической продукции.....	98

Вопросы для самоконтроля.....	99
ТЕМА 8	100
7. Финансово-экономическая эффективность инвестиций в энергообъекты	100
7.1. Понятие инвестиций. Основные этапы инвестиционного проекта	100
7.2. Методы оценки финансово-экономической эффективности инвестиционного проекта без учета фактора времени	103
7.3. Понятие дисконтирования и нормы дисконта	106
7.4. Методы оценки финансово-экономической эффективности инвестиционного проекта с учетом фактора времени	107
7.5. Учет инфляции при оценке экономической эффективности инвестиционных проектов	112
7.6. Учет фактора неопределенности и оценка риска	113
ТЕМА 9	116
7.7. Оценка экономической эффективности инвестиций в реконструкцию и техническое перевооружение энергетических объектов	116
7.8. Определение финансово-экономической эффективности инвестиций в строительство ГЭС	120
7.9. Особенности определения показателей эффективности инвестиций в реконструкцию ГЭС	126
Вопросы для самоконтроля.....	129
ТЕМА 10	130
8. Организация и планирование ремонтного и оперативного обслуживания ГЭС.....	130
8.1. Организация ремонтного обслуживания энергетических предприятий	130
8.2. Основные принципы организации планово-предупредительного ремонта.....	133
8.3. Техничко-экономические показатели ремонта энергооборудования	134
8.4. Планирование ремонтов.....	137
8.5. Организация оперативного обслуживания ГЭС	141
ТЕМА 11	142
9. Основы ценообразования в энергетической отрасли.....	142
9.1. Электроэнергетический рынок.....	142
9.2. Основы ценообразования в энергетической отрасли	152

Дисциплина “Экономика ГЭУ” рассматривает вопросы экономики, организации, планирования и управления энергохозяйством ГЭУ в увязке с его технологическими особенностями. Основные задачи экономики ГЭУ – это выявление рациональных направлений развития и эксплуатации энергетического хозяйства предприятия, его отдельных элементов, установление методов повышения эффективности использования материальных, трудовых и финансовых ресурсов.

ТЕМА 1

1. Топливо-энергетический комплекс

В настоящее время отрасли промышленности объединены в следующие комплексы: топливо-энергетический; металлургический; машиностроительный; химико-лесной; агропромышленный; социальный (производство товаров народного потребления в легкой промышленности); строительный комплекс (промышленность стройматериалов).

Топливо-энергетический комплекс (ТЭК) – это взаимообусловленное сочетание отраслей и производств, занятых добычей топливо-энергетических ресурсов, их переработкой, преобразованием в электроэнергию и доставкой ее до потребителя. Отрасль является мощной базой для развития абсолютно всех отраслей народного хозяйства, и от уровня ее развития во многом зависят темпы, масштабы и экономические показатели общественного производства, а потому ТЭК всегда считался отраслью, определяющей уровень развития научно-технического прогресса в стране. ТЭК представляет собой сложную по составу межотраслевую систему, включающую в себя топливную промышленность (угольная, газовая, нефтяная, торфяная, сланцевая, атомная), электроэнергетику, развитую производственную инфраструктуру в виде магистральных линий электропередач (ЛЭП) и трубопроводов, образующих единые сети, которые объединены общей целью: удовлетворение потребностей народного хозяйства в топливе, электрической и тепловой энергии. Благодаря наличию мощного топливо-энергетического комплекса Россия является единственно крупной промышленно развитой страной, которая полностью обеспечивает себя топливом и энергией за счет собственных природных ресурсов и осуществляет экспорт топлива и электроэнергии в значительных объемах. ТЭК является весьма капиталоемким. На развитие топливной промышленности и электроэнергетики расходуется до 40% суммарных капиталовложений в промышленность.

Энергетика является технической базой функционирования и развития промышленности. Она занимает важное место в экономике промышленного производства и в значительной степени определяет уровень его конкурентоспособности.

1.1. Энергетическое хозяйство страны и его особенности

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

Укрупненная схема основных последовательных процессов преобразования энергетических ресурсов показана на рис. 1.1.

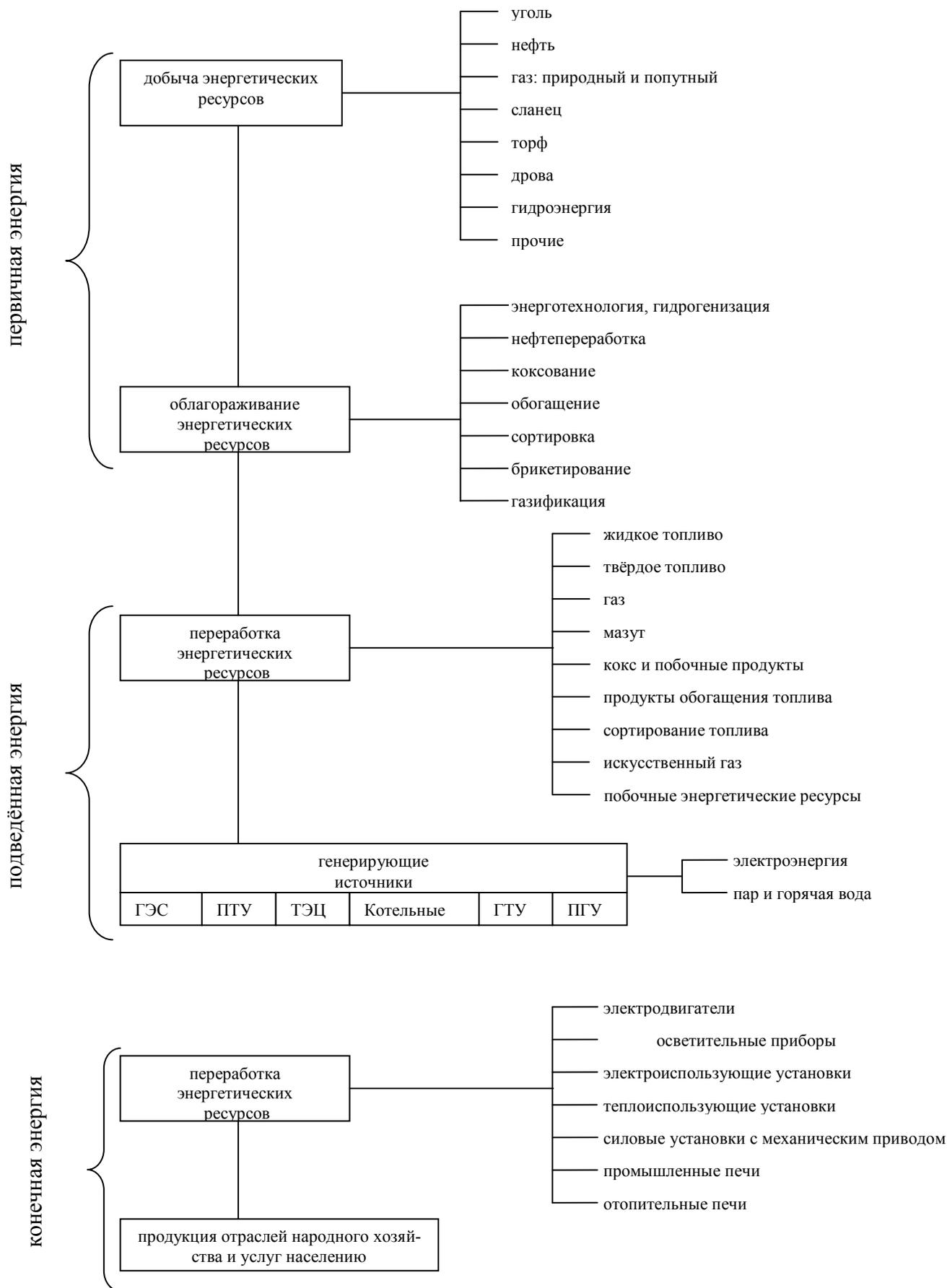


Рис 1.1. Укрупненная схема основных процессов преобразования энергоресурсов

В зависимости от стадии преобразования различают следующие виды энергии:

- первичная – энергетические ресурсы, извлекаемые из окружающей среды;
- подведенная – энергоносители, получаемые потребителями: разные виды жидкого, твердого и газообразного топлива, электроэнергия, пар и горячая вода, разные носители механической энергии и др.;
- конечная – форма энергии, непосредственно применяемая в производственных, транспортных или бытовых процессах потребителей.

В энергетике имеют место связи и системы как внутри энергетического хозяйства, так и внешние связи с другими хозяйственными и отраслевыми системами и структурами. *Внешние связи энергетики* проявляются в двух направлениях: оперативных и обеспечивающих. *Оперативные внешние связи* осуществляются с технологическими процессами промышленности, транспорта, сельским хозяйством, коммунально-бытовым хозяйством. Неразрывность этих первых связей определяется практическим совпадением во времени процессов производства, передачи и потребления электроэнергии и теплоты. Отсутствие возможности запастись энергией в практически ощутимых количествах приводит к необходимости создания резервов в генерирующих мощностях, топливе на тепловых и атомных электростанциях, воде на гидростанциях. *Обеспечивающие внешние связи* определяются необходимостью обеспечения заблаговременного согласования развития топливной промышленности, металлургии, машиностроения, строительной индустрии, транспортных устройств.

Выделяют *два направления энергетики*: первое объединяет энергодобывающие (нефтяная, газовая, угольная, атомная и т.п.) и энергопроизводящие (электроэнергетика и теплоэнергетика) отрасли; второе – энергопотребляющие, – потребляющие непосредственно топливо, электроэнергию и тепло, другие энергоресурсы.

Для обеспечения различными видами энергоресурсов отраслей народного хозяйства и населения страны используются транспорт (в виде железнодорожного, автомобильного, трубопроводного, электрических и тепловых сетей), склады топливных ресурсов, генерирующие и аккумулирующие устройства, трансформирующие, передающие, распределительные устройства. Все эти системы находятся между собой во взаимосвязи и призваны обеспечивать предусмотренное энергоснабжение с достаточным уровнем надежности. Последнее вызывается тем, что элементы или звенья снабжения каким-либо энергоресурсом (например, углем) от добычи ресурса до его потребления представляют собой единую цепь, в которой изменение в одном из звеньев приводит к изменению всех других звеньев. Например, снижение добычи угля на одной из шахт приводит к простоя транспорта, запланированного для перевозки этой части угля, снижению выработки электроэнергии и тепла на электростанциях, работающих на этом угле, недоотпуску электроэнергии и тепла потребителю, снижению выпуска продукции промышленными и другими потребителями и т.д.; перебои с транспортом вызывают затоваривание угля на шахте, снижение выработки электроэнергии и тепла на тепловой станции и т.д.

Таким образом, каждое из звеньев цепи энергоснабжения должно надежно обеспечивать выполнение своих функций.

В технологическом аспекте *важнейшим элементом энергетического хозяйства являются генерирующие установки* электроэнергетической отрасли.

Энергетические генерирующие установки — это установки, производящие энергетическую продукцию. К их числу относят: тепловые электростанции (ТЭС),

гидравлические электростанции (ГЭС), атомные электростанции (АЭС), парогазовые установки (ПГУ), газотурбинные установки (ГТУ), воздухоудвнные станции, кислородные станции, котельные.

Генерирующие установки классифицируются по ряду основных признаков:

- виду первичных энергоресурсов;
- процессам преобразования энергии;
- видам отпускаемой энергии;
- количеству и типам обслуживаемых потребителей;
- режиму работы.

По видам использованных первичных энергоресурсов различаются электростанции, применяющие: органическое топливо — ТЭС; ядерное топливо — АЭС; гидроэнергию — ГЭС, гидроаккумулирующие электростанции ГАЭС и приливные (ПЭС); солнечную энергию — СЭС; энергию ветра — ВЭС; подземное тепло — геотермальные (ГЭОЭС).

Электростанции на органическом топливе делятся в зависимости от вида используемого топлива на работающие на угле, на местных видах топлива (сланцы, торф) и газомазутном топливе.

По применяемым процессам преобразования энергии выделяются электростанции, в которых:

- полученная тепловая энергия преобразуется в механическую, а затем в электрическую энергию — ТЭС, АЭС;
- полученная тепловая энергия непосредственно превращается в электрическую — СЭС с помощью фотоэлементов;
- энергия воды и воздуха превращается в механическую энергию, а затем в электрическую — ГЭС, ГАЭС, ПЭС, ВЭС.

По видам отпускаемой энергии различают электростанции: отпускающие только электрическую энергию — ГЭС, ГАЭС, тепловые конденсационные электростанции (КЭС), атомные КЭС; отпускающие электрическую и тепловую энергию — теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), атомные ТЭЦ и др.

По количеству и типам охватываемых потребителей выделяют: районные электростанции; местные электростанции для энергоснабжения отдельных населенных пунктов; блок-станции для энергоснабжения отдельных потребителей.

По режиму работы различаются электростанции: базовые; маневренные или полупиковые; пиковые.

К первой группе относятся крупные, наиболее экономичные КЭС, атомные КЭС, ТЭЦ, работающие в теплофикационном режиме; ко второй группе — маневренные КЭС и ТЭЦ; к третьей — пиковые ГЭС, ГАЭС, ГТУ.

Кроме того, для каждого типа электростанции имеются внутренние признаки классификации. Например, ГЭС различаются по схеме концентрации напора (плотинная, приплотинная, деривационная), единичной мощности турбоагрегатов и т.п.

При решении проблем экономического развития, выбора рациональной организационной схемы необходимо учитывать **специфические особенности основных технологий отрасли.**

К технологическим особенностям энергетического производства относят:

1. **Совпадение во времени процесса производства и потребления энергетической продукции.** Ни тепловую, ни электрическую энергию нельзя складировать и

запасать. Энергосистемы должны выдавать столько энергии и мощности, сколько требуется в данный момент.

Непрерывность процесса производства энергии в свою очередь приводит к определенным особенностям:

- в процессе имеется абсолютная соразмерность производства и потребления энергии, т.е. отсутствуют местные скопления полуфабрикатов и продукции:

$$\text{Э}_{\text{пр}} = \text{Э}_{\text{потр}} + \text{Э}_{\text{пот}} \quad (1.1)$$

$$Q_{\text{пр}} = Q_{\text{потр}} + Q_{\text{пот}},$$

где $\text{Э}_{\text{пр}}$ — произведенная электрическая энергия, кВт·ч; $\text{Э}_{\text{потр}}$ — потребленная электрическая энергия, кВт·ч; $\text{Э}_{\text{пот}}$ — потери электрической энергии при транспортировке, кВт·ч; $Q_{\text{пр}}$ — произведенная тепловая энергия, ГДж; $Q_{\text{потр}}$ — потребленная тепловая энергия, ГДж; $Q_{\text{пот}}$ — потери тепла при транспортировке, ГДж.

Это предопределяет жесткую зависимость производства энергии от режима потребления, т.е. имеет место постоянное изменение производства энергии в течение суток, недели, месяца, года. В основе этого лежат, с одной стороны, природно-климатические факторы (колебания температуры, изменение естественного освещения и т.п.), а с другой — особенности технологического процесса различных предприятий и отраслей народного хозяйства, режима труда и отдыха, и т.д., изменения бытовой нагрузки.

- отсутствует проблема сбыта, в виду чего невозможно затоваривание;
- отпадает надобность складировать продукцию, поскольку все, что производится — все потребляется в тот же момент. В любой другой отрасли промышленности можно накапливать на складе продукты производства, в результате чего уменьшается взаимная зависимость между отдельными его звеньями. Невозможность складирования энергии обуславливает принципиальную особенность работы энергетических предприятий, которая заключается в том, что выработка энергии подчинена потребителю и изменяется в соответствии с изменением ее потребления;
- исключается бракование продукции и изъятие ее из потребления. Это накладывает на энергетические предприятия особую ответственность за постоянное качество энергии, т.е. за поддержание в определенных пределах параметров энергии, основными характеристиками которого являются: напряжение и частота для электрической энергии, давление и температура пара для тепловой энергии. Эта особенность технологии обуславливает высокие требования к надежности работы энергосистем и качеству электроэнергии. Надежность является одним из важнейших требований в энергетике. Перебои в энергоснабжении наносят предприятиям и в целом народному хозяйству большой ущерб: приводят к нарушению нормальной работы потребителей, порче оборудования и сырья, снижению планируемых объемов продукции и, соответственно, к убыткам. Для обеспечения надлежащего уровня надежности в энергосистеме используется резервирование, т.е. создаются резервы мощности, которые необходимы для замены вышедших из строя агрегатов, для проведения ремонта энергосистем и для поддержания качества выдаваемой энергии (частота и напряжение в электрической сети), а также резервные запасы топлива, воды и т.д.

2. Относительно быстрое развитие аварийных ситуаций, влияние оказавшего элемента на другие элементы, работающие с ним во взаимосвязи.

3. **Широкая взаимозаменяемость генерирующих установок** в энергосистеме. Так, для производства электроэнергии могут быть использованы конденсационные электростанции (КЭС), теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), гидростанции (ГЭС), атомные электростанции (АЭС) и др. А для производства тепла используются ТЭЦ, котельные или утилизационные установки. На этих станциях и котельных могут быть установлены агрегаты различных типов, работающие на разных параметрах пара и использующие различные виды органического топлива, газа, угля, мазута и т.п., нетрадиционные источники энергии. Многовариантность имеется и на стадиях транспорта энергии и использования ее потребителями.

4. **Взаимозаменяемость видов продукции** определяется возможностью использования различных энергоносителей в данных установках. Например, использование природного газа или электроэнергии в нагревательных печах, использование парового или электрического привода компрессора и др.

5. **Высокая динамичность энергопотребления.** Это обуславливает высокие требования к маневренности генерирующих установок, так как в каждый момент времени должно быть произведено такое количество энергии, которое требуется потребителю. Маневренность агрегата должна обеспечить возможность работы энергосистемы по заданному графику.

В связи с тем, что система работает с переменным режимом и в течение суток, и в течение недели, месяца, года, генерирующие установки должны иметь широкий диапазон регулирования нагрузки.

Наилучшими маневренными свойствами обладают ГЭС. Запуск в работу гидроагрегата составляет несколько минут. На тепловых станциях это более длительный процесс — котел необходимо нагревать или наоборот остужать 15—20 часов.

6. **Необходимость создания энергосистем, включающих генерирующие установки разных типов.**

В результате повышается надежность, уменьшаются резервы, а следовательно экономятся средства; увеличивается единичная мощность установок; снижается годовой и удельный расходы топлива; повышается эффективность ремонтных работ; осуществляется более полное и рациональное использование ресурсов.

Энергетические предприятия допускают как изолированную, так и совместную, параллельную работу. Значительное повышение надежности и экономичности работы достигается при совместной работе энергетических предприятий. При этом надежность энергоснабжения тем выше, чем большее число энергетических предприятий работает совместно (участвуют в параллельной работе) и когда имеется возможность резервирования друг друга.

Энергетическая система имеет общий резерв мощности, который вводится при авариях и отключениях какой-либо части энергосистемы. Энергетические системы, связанные между собой линиями электропередачи, по которым может передаваться электроэнергия из одной системы в другую, образуют объединенную (межрайонную) энергосистему. В свою очередь, объединенные энергосистемы образуют единую энергосистему России. Соответственно, резервы мощности становятся общими для объединенной энергосистемы или единой энергосистемы страны.

В энергетическом хозяйстве особое значение имеет оперативное управление работой отдельных электростанций, предприятий электрических сетей и энергосистемой в целом. Это обусловлено, с одной стороны, быстротой протекания пере-

ходных процессов в энергосистеме, а с другой – зависимостью режима работы и объема выработки от изменения метеорологических, климатических и других условий.

В связи с этим, в процессе эксплуатации электростанций и энергосистемы в целом, возникает необходимость в оперативном порядке корректировать заданную производственную программу и, как следствие, подчинять режим работы отдельных электростанций диспетчерской службе энергосистемы, в которую они входят.

Особенности энергетического хозяйства привели к необходимости применения системного метода экономического исследования.

Важность оптимизационных технико-экономических расчетов в энергетике особенно велика в связи с широкой взаимозаменяемостью отдельных энергетических установок, видов энергетической продукции и сравнительно высокой капиталоемкостью энергоустановок.

В основе энергетического хозяйства имеются **два направления: теплофикация и электрификация.**

Особенно большое значение имеет электрификация. Это определяется ее особыми свойствами: легкостью превращение в другие виды (тепловую, механическую, световую); возможностью обеспечить необходимые параметры протекания производственных процессов; комплексностью механизации и автоматизации производства; повышение производительности труда. Электроэнергия допускает расщепление на отдельные потоки и передачу на значительные расстояния. Без применения электроэнергии невозможны электрохимические и электрофизические процессы, а также привод станков-автоматов, манипуляторов, роботов и другие производственные процессы.

Требуемая установленная мощность электростанций России определяется максимальными электрическими нагрузками потребителей, экспортом мощности за пределы России, потерям мощности в электрических сетях и расчетным резервом мощности.

В настоящее время промышленность остается основным потребителем электроэнергии в народном хозяйстве.

Для характеристики уровня электрификации используется система показателей, выраженных в стоимостной или натуральной форме.

Один из основных показателей – **электроемкость продукции,** определяемая отношением потребляемой электроэнергии к объему выпускаемой продукции за одинаковый период времени. Динамика показателя указывает на степень опережения темпов роста потребления электроэнергии над темпами роста производства продукции. Несовершенство этого показателя определяется условностью расчета объема продукции в стоимостном выражении.

Важный показатель – **электровооруженность труда,** которая может быть подсчитана в натуральных единицах по мощности или энергии.

В качестве обобщающего показателя часто используется **показатель электропотребления на душу населения** по стране в целом или по крупному региону.

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

Промышленность является основным потребителем энергетических ресурсов, потребляя около 60% всего добываемого в стране топлива, более 51% вырабатываемого тепла и 53% вырабатываемой электроэнергии. Энергетическое хозяйство промышленности неразрывно связано с электроэнергетикой.

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

1.2. Прогнозирование спроса на электрическую и тепловую энергию

Развитие энергетического хозяйства требует значительных капиталовложений (ТЭК является весьма капиталоемким: на развитие топливной промышленности и электроэнергетики расходуется до 40% суммарных капиталовложений в промышленность) и имеет стратегическое значение для обеспечения экономического роста предприятия, города, региона и т.д. Необходимым условием обоснованности принятия решений является полнота и достоверность информации. Поэтому прогнозирование потребности в энергетических ресурсах является очень важной проблемой при решении задач технико-экономического обоснования вариантов развития энергохозяйства.

Учитывая технологические особенности производства электроэнергии и тепла, технико-экономическое обоснование развития электроснабжающих и теплоснабжающих систем должно основываться на информации о количестве потребляемой электроэнергии и тепла, и на изменения их потребления во времени. Такую информацию содержат перспективные графики нагрузки отдельных потребителей и суммарные графики нагрузки.

Для характеристики энергопотребления предприятий, экономических районов важное значение имеют величины максимальных нагрузок, режимы потребления, отражаемые графиками нагрузок. Графики нагрузок показывают изменение нагрузок по времени. Они различаются по видам нагрузок потребителей, длительности и сезонам.

По видам потребления выделяют графики электрической и тепловой нагрузки, а также расходов топлива. Графики тепловой нагрузки строятся по параметрам и видам энергоносителей. В зависимости от длительности рассматриваемого периода различают суточные, недельные, месячные, годовые и многолетние графики нагрузок; по сезонам года – зимние, весенние, летние и осенние.

Графики различаются также по назначению:

- отчетные (для анализа работы потребителей в энергосистеме),
- расчетные (перспективные) для планирования работы энергообъектов системы.

Расчетные графики характеризуют изменение нагрузки во времени, обусловленные регулярно действующими факторами (характер технологического процесса, сезонные изменения температуры наружного воздуха).

При планировании нагрузок пользуются типовыми графиками. Типовые графики составляют для отдельных потребителей (промышленности, сельского хозяйства, коммунально-бытовых потребителей и др.) и с учетом периодов времени. В типовом графике используется среднеарифметические значения для всего периода.

Например, суточный график тепловой нагрузки зависит от технологических режимов производственных процессов, сменности, сезона года. Наиболее равномерные суточные графики имеют такие теплоемкие производства, как химические, целлюлозно-бумажные, нефтеперерабатывающие.

В течение года технологическое теплотребление меняется за счет внутригодового прироста тепловой нагрузки, изменения потерь в окружающую среду, расходов теплоты на разогрев агрегатов после холодных простоев, остановок и ремонтов.

Помимо колебаний нагрузки внутри отдельных недель имеют место колебания между неделями, вызываемые изменениями наружной температуры воздуха, температуры нагреваемой воды, приростом нагрузки.

Состояние энергетического хозяйства и возможные перспективы его развития характеризуются многоуровневой системой энергетических балансов, обеспечивающих для рассматриваемого объекта (мира, страны, региона, отрасли, предприятия, цеха, установки и т.д.) согласование прихода и расхода всех видов энергии по всем фазам ее преобразования в границах данного объекта.

Баланс это равенство между приходом и расходом. Термин “энергетический баланс” означает полное количественное равенство в данный момент времени между расходом и приходом топлива и энергии в энергетическом хозяйстве. Принципиальная структура энергетического баланса приведена в таблице 1.1.

Таблица 1.1

Принципиальная схема энергетического баланса

Энергопотребляющие процессы							Энергетические установки	Виды расходуемых энергоресурсов						
Осветительные	Силовые	Высокотемпературные	Среднетемпературные	Низкотемпературные	Химические	Электротехнологические		ИТОГО	Гидроэнергия	Твердое топливо	Нефть, газ	Побочные ресурсы	Ядерное горючее	ИТОГО
+	+	+	+	+	+	+		1. Электростанции	+	+	+	+	+	
	+		+	+	+			2. Котельные		+	+	+		
	+	+						3. Установки непосредственного потребления топлива		+	+	+		
								Итого						

Задача энергетического баланса – обеспечение количественного согласования потребностей в энергетических ресурсах и возможностей их производства на протяжении планируемого периода.

Сущность баланса состоит в определении потребности в каком-либо виде продукции и установлении источников покрытия этой потребности.

Балансы бывают:

1. Материальные (в натуральном выражении), например, по металлу, топливу, с/х продукции и т.д.
2. Общеэкономические: баланс рабочей силы, денежных расходов и доходов и т. п.

Для энергетики материальными балансами являются: баланс топливных ресурсов; балансы по видам энергии, в том числе баланс тепловой энергии и баланс электрической энергии.

Энергетический баланс охватывает все элементы энергетического хозяйства, от источника получения первичных ресурсов до полезного использования всех видов энергии. При составлении энергетических балансов учитываются также экспорт и импорт энергоресурсов и электроэнергии.

Энергетический баланс, как любой баланс содержит две части: расходную и приходную. *Расходная* часть отражает потребность в топливе, электроэнергии, тепловой энергии различных параметров. *Приходная* часть отражает уровень добычи и производства топливно-энергетических ресурсов, необходимых для удовлетворения этих потребностей.

Энергетический баланс классифицируется по следующим признакам: по стадиям энергетического потока – добыча, переработка или преобразование и конечное использование; по энергетическим установкам и объектам – обогатительные фабрики, электростанции, котельные, промышленные предприятия и другие; по целевому назначению – силовые, тепловые, электрохимические и электрофизические процессы, освещение; по использованию – полезная энергия, потери; по экономике в целом и отдельным отраслям промышленности, транспорта и сельского хозяйства.

Топливо-энергетический баланс – это баланс производства и потребления всех видов топлива и энергии. Он предусматривает обеспечение потребителей по отраслям промышленности, по экономическим районам, крупным территориям с учетом наиболее эффективного использования ресурсов.

В топливо-энергетических балансах все виды энергии и топлива обычно выражаются в сопоставимых единицах – тоннах условного топлива (тут), при этом энергия ГЭС и АЭС учитывается по среднему удельному расходу топлива на отпущенный 1 кВт-ч с шин ТЭС в соответствующий год.

Баланс электроэнергии – это баланс потребности народного хозяйства в электроэнергии и производства ее различными типами электростанций.

$$\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{с}} + \mathcal{E}_{\text{бл.с.}} + \mathcal{E}_{\text{пок.}} = \mathcal{E}_{\text{пот}}^{\text{с.п}} + \mathcal{E}_{\text{прод.}} + \Delta \mathcal{E}_{\text{пот.}} \quad (1.2)$$

$$\mathcal{E}_{\text{пот.}}^{\text{с.п}} = \sum_{i=1}^n \mathcal{E}_{\text{пп}i} + \mathcal{E}_{\text{тр.}} + \mathcal{E}_{\text{пр}}^{\text{с.х}} + \mathcal{E}_{\text{к.б.}}^{\text{с.х}} + \mathcal{E}_{\text{к.б.}}^{\text{г.}}$$

где $\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{с}}$ – количество электроэнергии, выработанное энергосистемой; $\mathcal{E}_{\text{бл.с.}}$ – количество электроэнергии, выработанное блок-станцией; $\mathcal{E}_{\text{пок.}}$ – количество покупной электроэнергии; $\mathcal{E}_{\text{пот}}^{\text{с.п}}$ – количество потребленной электроэнергии; $\mathcal{E}_{\text{прод.}}$ – количество электроэнергии, проданной в другие энергосистемы; $\Delta \mathcal{E}_{\text{пот.}}$ – величина потерь в энергосистеме; $\sum_{i=1}^n \mathcal{E}_{\text{пп}i}$ – количество электроэнергии, потребленной

промышленными предприятиями. Промышленный потребитель характеризуется графиком потребления электроэнергии, зависящим от технологического процесса: промышленный потребитель с непрерывным производством и промышленный потребитель с прерывным производством (1-3 смены); $\mathcal{E}_{\text{тр}}$ – количество электроэнер-

гии, потребленной транспортным хозяйством; $\mathcal{E}_{\text{пр}}^{\text{с.х}}$ – количество электроэнергии, потребленной сельским хозяйством на производственные нужды. Это сезонный потребитель, режим потребления которого зависит от вида сельскохозяйственной продукции (полеводство, животноводство); $\mathcal{E}_{\text{кб}}^{\text{с.х}}$ – количество электроэнергии, потребленной коммунально-бытовыми потребителями в сельском хозяйстве; $\mathcal{E}_{\text{кб}}^{\text{г}}$ – количество электроэнергии, потребленное городским коммунально-бытовым хозяйством. Зависит от размера города, степени использования электроплит и электроотопительных приборов, от развития города, от этажности домов и т.д.

В приходной части – производство электроэнергии различными станциями, а в расходной части – суммарная потребность в электроэнергетике всех потребителей. **Расходная часть** электробаланса разделяется по отраслям народного хозяйства. Расходная часть баланса должна быть равной приходной:

$$\mathcal{E}_{\text{выраб.}} = \mathcal{E}_{\text{расх.}} \quad (1.3)$$

Таблица 1.2

Энергобаланс по отраслям народного хозяйства

Приходная часть	Расходная часть
ТЭС	Промышленность
АЭС	Строительство
ГЭС	Транспорт
Другие электростанции	Сельское хозяйство, в том числе Коммунально-бытовые нужды городов
	Итого полезный отпуск: Потери в электрических сетях и расход на собственные нужды
	ВСЕГО: Экспорт
Итого:	Итого:

Баланс электроэнергии неразрывно связан с балансом электрической мощности – балансом максимальной нагрузки потребителей и генерирующих мощностей с учетом рациональной величины резерва (МВт).

$$\sum_{i=1}^{n_{\text{ст}}} N_{\text{расп}} = \sum P_{\text{max}}^{\text{с}} + N_{\text{пер}} + N_{\text{рез}}^{\text{с}} + \sum_{i=1}^{n_{\text{ст}}} N_{\text{с.н}} + \Delta N_{\text{пот}}^{\text{ЛЭП}}; \quad (1.4)$$

где $\sum_{i=1}^{n_{\text{ст}}} N_{\text{расп}}$ – сумма располагаемых мощностей всех станций системы; $\sum P_{\text{max}}^{\text{с}}$ – совмещенная сумма максимумов нагрузки энергосистемы; $N_{\text{пер}}$ – передаваемая мощность в другие энергосистемы; $N_{\text{рез}}^{\text{с}}$ – эксплуатационный резерв системы, который используется в качестве аварийного резерва, ремонтного и нагрузочного резервов; $\sum_{i=1}^n N_{\text{с.н}}$ – потребление электроэнергии на собственные нужды станции; $\Delta N_{\text{пот}}^{\text{ЛЭП}}$ – компенсация потерь мощности в ЛЭП.

Баланс топлива представляет собой баланс добычи, переработки, транспорта и потребления топливных ресурсов.

Расходная часть баланса топлива представляет собой так называемую свободную характеристику, характеризующую потребности в топливе (с учетом взаимозаменяемости его), непосредственно используемом в установках, группировку потребителей по их требованиям, предъявляемым к качеству топлива. Так как ряд энергетических и технологических установок могут использовать только определенные виды топлива, то кроме свободных топливных балансов составляются также балансы по отдельным видам топлива.

1.3. Гидроэнергетические ресурсы: их оценка и классификация

Часть речного стока, используемая или которая может быть использована для производства электроэнергии, образует *гидроэнергетические ресурсы*.

Гидроэнергетическая энергия рек представляет собой работу, совершаемую текущей в ней водой. В естественном, не зарегулированном состоянии эта работа расходуется на преодоление внутреннего сопротивления движению воды, сопротивления на трение в русле, размыв и перемещение частиц грунта в виде донных и взвешенных наносов. Силой, осуществляющей работу водного потока, служит собственный вес воды. Работа водного потока характеризуется разностью уровней воды в начале и конце рассматриваемого участка реки (рис. 1.2).

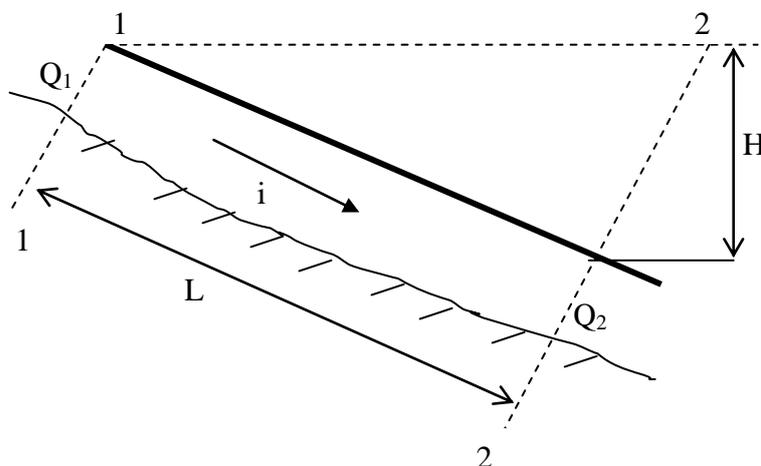


рис. 1.2. Схема продольного профиля участка реки.

При определении гидроэнергоресурсов реки ее разделяют на несколько участков. Мощность реки на участке длиной L , м (работа текущей воды в течение 1с):

$$N = 9.81 \cdot Q \cdot H, \quad (1.5)$$

$$Q = 0.5 \cdot (Q_1 + Q_2),$$

где H – падение участка реки (водотока), м; Q – средний годовой расход воды, м³/с; Q_1, Q_2 – расход, соответственно, на входном и выходном сечении участка реки.

Энергия водотока:

$$\mathcal{E} = N \cdot t. \quad (1.6)$$

Зависимости (1.5) и (1.6) выражают потенциальную мощность и выработку электроэнергии. Реальная или техническая мощность будет меньше за счет потерь в гидротехнических сооружениях, водоподводящих воду из реки к турбинам, потерь в самих турбинах, генераторах ГЭС и повышающих трансформаторах, учитываемых коэффициентом полезного действия η . Поэтому значение мощности N в (1.5) следует умножить на η . Тогда полезная мощность, кВт:

$$N = 9.81 \cdot Q \cdot H \cdot \eta. \quad (1.7)$$

КПД водоподводящих сооружений составляет 0,8-0,96, КПД турбины – 0,9-0,98, КПД генератора – 0,96-0,98. КПД ГЭУ в целом – 0,8-0,9.

Гидротехнические ресурсы делятся на потенциальные (теоретические и валовые), технические и экономические.

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы – это теоретические запасы энергии без учета технических потерь в процессе производства электроэнергии, которые подсчитываются по каждой реке отдельно с последующим интегрированием по бассейнам рек и территориям. Для этого каждая река разбивается на несколько участков от истока до устья и определяется падение реки на участке H , м, и средний расход воды на участке. Потенциальные гидроэнергоресурсы определяются, исходя из 8760 ч использования потенциальной мощности.

Технические гидроэнергетические ресурсы (технический потенциал) учитывают обязательные потери:

- в расходах воды (на испарение с водной поверхности водохранилищ, фильтрацию, протечки через различные затворы и т.п.);
- стока из-за невозможности его полного использования в связи с недостаточной емкостью водохранилищ и ограничением установленной мощности ГЭС;
- напорах (гидравлические в водоподводящих сооружениях и на решетках, невозможностью использовать часть падения реки в верховьях и приустьевых участках);
- электромеханические в оборудовании.

С учетом суммарные потери при освоении гидроэнергетического потенциала в целом по стране определяется располагаемый технический потенциал гидроэнергоресурсов России.

Практическую значимость для народного хозяйства имеет **экономический потенциал**, т.е. та часть технического потенциала, которую в современных условиях и прогнозах о развитии энергетики и экономическим оценкам целесообразно использовать в обозримой перспективе. Экономический гидроэнергетический потенциал существенно зависит от степени изученности рек, удаленности ГЭС от места присоединения к энергосистеме, обеспеченности района использования гидроэнергии другими энергетическими ресурсами, их качества и стоимости. Таким образом, экономический гидроэнергетический потенциал – переменная величина, зависящая от многих изменяющихся во времени факторов. Потенциал гидроэнергетических ресурсы за средний по водности год для России приведен в табл. 1.3.

Таблица 1.3

Потенциал гидроэнергетики в России*

Район	Валовый потенциал, млрд кВт·ч	Технический потенциал, млрд кВт·ч	Экономический потенциал, млрд кВт·ч	Использование, млрд кВт·ч	Использование, %
Европейская часть	470	220	155	73,5	40
Северо-Запад	147	65	50	15,1	30
Центр-Урал	148	80	62	41,2	65
Юг	175	75	43	17,2	40
Азиатская часть	2495	1482	652	68,6	13
Сибирь	1286	798	422	62,7	15
Дальний Восток	1209	684	230	6,1	2
ВСЕГО	2965	1702	807	142,3	15

* данные на 2013 г.

В табл.1.4 приводятся сведения об экономическом потенциале гидроэнергетических ресурсов крупнейших рек России.

Таблица 1.4

Гидроэнергетический потенциал крупнейших рек России

Река	Водность в устье, тыс.м ³ /с	Потенциальная энергия рек	
		Мощность, млн кВт	Электроэнергия, млрд кВт·ч
Енисей	18,6	18,1	158,3
Лена	15,5	16,4	144,0
Ангара	4,37	10,7	93,9
Амур	10,8	9,5	82,9
Волга	7,96	6,2	54,3
Обь	12,83	5,9	51,4
Витим		5,78	50,4
Алдан	5	5,5	48,9
Нижняя Тунгуска	3,7	2,1	41,0
Колыма	3,8	4,5	39,8
Индигирка		4,48	39,6
Олекма		2,9	25,5
Иртыш	3	2,9	25,2
Виллюй	2,29	2,6	22,5
Подкаменная Тунгуска		2,07	18,0
Зея	1,8	2	17,4
Томь		1,75	15,2
Буряя		1,68	14,6
Печора	4,02	1,6	14,3
Кама	3,83	1,45	12,7
Ока	1,27	1,26	11

1.4. Гидравлическое аккумулирование энергии

Гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС) в отличие от обычных ГЭС представляют собой не только комплекс сооружений и оборудования для генерирования потребления электроэнергии, но и служат для ее преобразования в потенциальную энергию поднятой воды. Процессы потребления, преобразования и последующего генерирования электроэнергии, осуществляемые ГАЭС, называются гидроаккумулированием.

Работа ГАЭС, как и других аккумуляторов электроэнергии, заключается в смене двух отдельных во времени режимов: накопления энергии или заряда и ее отдачи потребителям (разряда).

Заряд ГАЭС – подъем воды гидромашинами с электрическим приводом из нижнего в верхнее водохранилище. Эти водохранилища называются также резервуарами или бассейнами. Такой режим работы происходит во время снижения электропотребления ночью, в выходные и праздничные дни, а также в сезонном интервале времени. При разряде, происходящем в часы максимума нагрузки или аварии на других станциях или электрических сетях энергосистемы, потенциальная энергия поднятой воды преобразуется в электрическую. При этом вода срабатывается из верхнего в нижний резервуар, т.е. пропускается через турбины или обратимые гидромашинны, которые работают совместно с реверсивными электромашиннами, генерирующими электрический ток, как и на обычных ГЭС. Таким образом, гидроакку-

муляторы при заряде работают как насосные станции, а при разряде – как гидроэлектростанции. Мощность турбинного режима выражается той же формулой, что и для ГЭС (1.7), а для насосного – формулой мощности насосных станций:

$$N_{\text{н}} = 9.81 \cdot Q \cdot H_{\text{н}} \cdot \eta_{\text{н}} \quad (1.8)$$

где $N_{\text{н}}$ – мощность насосного режима, кВт; $H_{\text{н}}$ – подведенный напор, определяемый суммой статического напора и его гидравлических потерь; $\eta_{\text{н}}$ – КПД насосного режима; Q – подача воды.

1.5. Роль гидроэнергетики в экономике страны

В условиях, происходящих в России преобразований гидроэнергетика стала одним из наиболее надежно функционирующих элементов электроэнергетического комплекса.

Высокие маневренные качества гидросилового оборудования позволяют использовать ГЭС для покрытия неравномерной части графиков электрической нагрузки, регулирования частоты и напряжения электрического тока, т.е. для повышения качества электроснабжения потребителей. ГЭС способствуют также равномерному режиму параллельной с ними работы ТЭС и АЭС, повышая надежность и экономичность эксплуатации последних.

В часы наиболее интенсивных изменений электрической нагрузки, когда скорость набора мощности значительно превышает технические возможности ТЭС и АЭС (в особенности в энергообъединениях Европейской части страны), ГЭС обеспечивают устойчивость работы энергосистем. В большинстве энергосистем на ГЭС сосредоточена основная часть оперативного резерва мощности.

Гидроэнергетика, основанная на использовании возобновляемых энергоресурсов, сберегает народному хозяйству значительное количество органического топлива, что особенно важно в современных условиях при повышении цен на топливо.

Высокая эффективность производства электроэнергии на ГЭС определяется целым рядом факторов:

- постоянная естественная возобновляемость ресурсов;
- высокая производительность труда при эксплуатации;
- низкая себестоимость электроэнергии на ГЭС;
- комплексное использование водных ресурсов в интересах энергетики, ирригации, речного транспорта, борьбы с наводнениями, водоснабжения, рекреации и т.д.;
- сравнительно меньшая потребность в сложном технологическом оборудовании.

Весьма существенно, что при эксплуатации ГЭС производственный травматизм, включая и травматизм с летальным исходом, в расчете на 1 кВт·ч вырабатываемый электроэнергии существенно ниже, чем на ТЭС с учетом предприятий по добыче и транспорту топлива.

Экономия трудовых ресурсов при эксплуатации ГЭС обуславливают:

- значительно более высокая производительность труда по сравнению с ТЭС и АЭС;
- высокая степень автоматизации производства;
- отсутствие затрат труда на добычу, транспорт, переработку топлива и удаление его отходов.

В результате численность персонала, используемого при эксплуатации ГЭС, примерно в 12-15 раз ниже, чем на альтернативных ТЭС и АЭС с обслуживающими их топливными базами и транспортом, которые пришлось бы соорудить при гипотетической предпосылке отсутствия действующих ГЭС. Особенно необходимо снижать потребность в трудовых ресурсах в трудодефицитных районах Сибири, Дальнего Востока и Крайнего Севера, где она составила примерно 150 тыс. чел. Около 60% указанного снижения численности работающих в отраслях ТЭК и на транспорте относится к профессиям, используемым на тяжелых и вредных для здоровья работах по добыче топлива, в горячих цехах ТЭС и др. Этот фактор – важный социальный эффект эксплуатируемых ГЭС.

Высокая экономическая эффективность гидроэнергетики обусловлена отсутствием топливной составляющей себестоимости электроэнергии, слабой изнашиваемостью основных фондов, сравнительно меньшими расходами на заработную плату, совершенством технологического процесса. Средняя себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии на ГЭС в несколько раз ниже, чем на ТЭС.

Комплексное использование водных ресурсов. Гидроэнергетического строительства в России осуществляется с учетом транспортной реконструкции речной сети, развития ирригации, промышленного и коммунального водообеспечения, рыбоводства, уменьшения угрозы разрушительных наводнений.

Комплексные гидроузлы внесли большой вклад в решение транспортной проблемы. Каскады на Волге, Каме и Дону заложили основу единой глубоководной транспортной сети европейской части России, связывающей все омывающие ее моря и центральные районы страны. Объем грузоперевозок пароходствами центральных бассейнов Волги, Камы и Дона составляет 260 млн. т, что в 2.5 раза превысило возможности этих водотоков в их естественном состоянии. Это обстоятельство исключило необходимость создания дополнительных двухпутных железнодорожных линий меридионального направления протяженностью около 2 тыс. км каждая.

Зарегулированный сток рек надежно обеспечил водными ресурсами промышленность, коммунально-бытовой сектор и сельское хозяйство прилегающих территорий. Без регулирования стока во многих регионах страны возникали бы острые проблемы с водообеспечением крупных регионов.

Созданные при строительстве ГЭС водохранилища – действующее средство борьбы с наводнениями. Гидроузлы на Волге, Каме, сибирских и дальневосточных реках надежно защищают от разрушительных паводков территории суммарной площадью примерно 1.2 млн га с развитым производством и многомиллионным населением, решая тем самым сложные социальные и экологические задачи.

Практически все водохранилища ГЭС в настоящее время интенсивно используются населением как зоны рекреации и туризма.

1.6. Экологические аспекты

Снижение загрязнения воздушного бассейна, особенно окислами углерода, и предотвращение развития "парникового эффекта" на планете стало одной из глобальных мировых проблем. Свой вклад в их решение вносит и Россия. Одним из путей снижения выбросов в энергетике считается расширение бестопливных ее направлений. Гидроэнергетика в этом отношении абсолютно чистое направление. В 1995 г. выработанная на ГЭС электроэнергия позволила на четверть снизить выбро-

сы от электроэнергетики. При гипотетической предпосылке отсутствия ГЭС в атмосфере над Россией поступило бы дополнительно 0.5 млн. т золы; 0.7 млн. т окислов серы; 0.4 млн. т азота.

Технологический процесс производства гидроэнергии экологически безвреден. При нормальном состоянии оборудования ГЭС могут полностью отсутствовать какие-либо вредные выбросы в окружающую среду. Вместе с тем, возведение гидроэнергетических объектов оказывает на нее влияние. При возведении единичных гидроузлов это влияние оказывается локальным. Однако сооружение каскадов крупных водохранилищ и другие водохозяйственные мероприятия могут изменить природные условия в больших масштабах.

Влияние сооружения гидроэнергетических объектов на окружающую среду разделяется на период строительства и период эксплуатации. **Первый** сравнительно невелик – 5-7 лет. В это время в районе строительства гидроузла нарушается естественный ландшафт. В связи с прокладкой дорог, постройкой промышленной базы и поселка резко возрастает уровень шума. Вода, используемая для разнообразных строительных работ, возвращается в реку с механическими примесями. Она загрязняется также коммунально-бытовыми стоками строительного поселка. В период строительства начинается подъем воды в верхнем бьефе, в результате заполнения водохранилища изменяется расход воды и ее уровень в нижнем бьефе.

Во **втором** происходит разностороннее влияние гидроэнергетических объектов на окружающую среду. Наиболее существенное влияние оказывают водохранилища, создание которых всегда влечет за собой ряд изменений в природных условиях и объектах народного хозяйства затрагиваемой территории, причем эта территория может быть весьма обширной. Например, Куйбышевское водохранилище, имеющее площадь зеркала при нормальном уровне 6450 км, находится в пределах двух областей и трех республик.

Воздействие водохранилищ на окружающую среду зависит от географического положения и типа водохранилища (горные, предгорья, равнинные), геологического строения и гидрогеологической характеристики его ложа и бортов, площади, конфигурации и объема, глубины его сработки, режима эксплуатации и других условий.

Воздействие водохранилищ на природные условия затрагиваемых территорий может быть положительным и отрицательным. Положительное влияние водохранилищ как регулятора стока распространяется на территории значительно большие, чем те, на которых они располагаются. Например, орошение земель, осуществляемое с помощью Волгоградского водохранилища, охватывает огромную территорию Заволжья и Прикаспийской низменности. Водохранилище комплексного назначения позволяет удовлетворять потребности нескольких отраслей народного хозяйства. Положительное народнохозяйственное водохранилищ велико. Однако сооружение их имеет и отрицательные последствия. При проектировании, строительстве и эксплуатации необходимо способствовать повышению положительных и снижению отрицательных последствий сооружения гидроузлов. Ниже приведены возможные последствия при возведении гидроузлов.

Затопление земель – главный негативный фактор гидроэнергетики по ее влиянию на окружающую среду и социально-экономическую сферу. Крупное гидроэнергетическое строительство, осуществляемое в 1950-1960 гг. на европейской ча-

сти бывшего СССР, в том числе России, преимущественно в равнинных условиях размещения водохранилищ, сопровождалось изъятием значительных земельных ресурсов. В результате строительства ГЭС и создания водохранилищ комплексного и энергетического назначения в России затоплено 4,5 млн. га земель (в том числе 1,6 млн. га сельскохозяйственных угодий; 2,1 млн. га лесных площадей и 0,8 млн. га прочих земель).

Перемещение гидроэнергостроительства в горные и предгорные районы Северного Кавказа, Сибири и Дальнего Востока в сочетании с экономически обоснованным выбором подпорных отметок водохранилищ и инженерными мероприятиями позволило более рационально использовать земельные ресурсы.

Создание водохранилища как регулятора стока в ряде случаев позволяет получить сельскохозяйственные угодья за счет орошения земель и защиты плодородных угодий от наводнений по площади, значительно большей затопливаемых площадей.

В тоже время водохранилища ГЭС, построенные на территории бывшего СССР, позволяют проводить орошение земель на площади более 10 млн га.

После создания водохранилищ отдельные участки примыкающих к ним территориям приобретают дополнительную ландшафтную ценность за счет активизации природных процессов и наличия вблизи привлекательного водного объекта. В ряде случаев это приводит к необходимости создания на таких участках заповедных и охраняемых территорий.

Другие аспекты воздействия водохранилища на окружающую среду.

Подтопления в верхнем бьефе. Зоны подтопления образуются в результате подъема грунтовых вод и приводят к заболачиванию земель, подтоплению различных сооружений, населенных пунктов и связанному с этим ухудшению санитарных условий местности.

В засушливых районах подтопление улучшает условия произрастания растений при соответствующих глубинах почвенных вод. Однако при неблагоприятных условиях подтопление может приводить к засолению почвы, т.е. к ухудшению условий произрастания растений.

Переформирование берегов. Процесс регулирования стока и происходящие в связи с этим колебания уровня воды в водохранилище вызывают переработку берегов и дна, что, в свою очередь, сопровождается уменьшением размеров водохранилища, отложением в нем различных пород, образованием подводных отмелей и отложением взвешенных наносов.

Гидрологический режим. Создание водохранилищ и сам процесс регулирования стока приводит к изменениям гидрологического режима в обоих бьефах. Из-за увеличения зеркала водной поверхности резко возрастают потери воды на испарение, что влечет за собой увеличение безвозвратных изъятий воды из реки. Изменяется собственно гидрологический режим реки.

Температурный режим воды. Летом и осенью температура воды в водохранилище становится ниже, чем в реке: начинается более ранний ледостав и сокращаются сроки навигации. В зимнее время температура глубинных слоев водохранилища более высокая, чем в реке. Поэтому после прохождения воды через турбины ГЭС в нижнем бьефе возникают полыньи, длина которых достигает в некоторых случаях нескольких километров.

Климатические условия. Это выражается в изменении температуры воды и воздуха, образовании заболоченных территорий, мелководий, хорошо прогреваемых солнцем при глубине 1-1.5 м, например, на Цимлянском, Волжских, Каховском и других водохранилищах. Повышение температуры воды, выпускаемой из водохранилищ зимой через турбины, и создание в результате этого больших незамерзающих участков в нижнем бьефе приводит к усиленному испарению, туманам, повышенной влажности воздуха при весьма низких отрицательных температурах, как, например, в нижнем бьефе Красноярской ГЭС.

Влияние водохранилищ на фауну (животный мир). Все животные из зоны затопления переселяются на территорию с более высокими отметками. При этом видовой состав их и численность, как правило, уменьшаются.

В ряде случаев водохранилища способствуют обогащению фауны новыми видами водоплавающих птиц.

Влияние на рыбное хозяйство. Необходимо отметить обстоятельства:

- сооружение плотины ГЭС препятствует проходу рыбы к местам естественных нерестилищ, а создаваемые в некоторых случаях рыбопропускные устройства не всегда успешно работают;
- требования рыбного хозяйства к режиму стока полностью противоречат задачам регулирования стока, т.е. той цели, для которой создается водохранилище, - при ранней сработке водохранилища после весеннего половодья осушаются мелководья, что отрицательно влияет на нерест рыбы в верхнем бьефе, ежедневные колебания на значительную величину нижнего бьефа отрицательно влияют на нерест рыбы в нижнем бьефе;
- глубокая сработка водохранилища зимой в средней полосе страны может повлечь за собой замор рыбы на мелководных участках водохранилища.

С целью создания оптимальных условий для нереста рыбы пропуск воды в нижний бьеф осуществляется в строгом соответствии с требованиями рыбного хозяйства. В тех случаях, когда ущерб предотвратить не удастся, предусматривается строительство компенсационных рыбохозяйственных объектов (рыбоводных заводов, нерестово-выростных хозяйств).

Было бы неправильно утверждать, что все воздействия водохранилищ на окружающую среду, а их гораздо больше, чем здесь рассмотрено, имеют только отрицательную сторону. Обычно каждое из них обладает комплексом как отрицательных, так и положительных свойств.

Нельзя также утверждать, что все формы воздействия водохранилищ неизбежны и представляют собой органические пороки гидротехнического строительства. Многие из этих воздействий, проявившиеся в практике создания и эксплуатации водохранилищ, явились следствием или неправильного их проектирования, или нарушением правил эксплуатации водохранилищ и гидроузлов в целом. Так, вредное воздействие водохранилищ на рыбное хозяйство удастся в значительной мере нейтрализовать правильным проектированием и надлежащим уровнем эксплуатации водохранилища.

Мероприятия по охране природы. Гидроэнергетические объекты следует проектировать с минимальным ущербом природе. В целях контроля и предотвращения загрязнений окружающей среды на ГЭС организовано наблюдение за:

- протечками и утечками технологических масел;

- качеством сбрасываемой после использования технологической воды;
- утечками элегаза, применяемого в комплексном распределительном устройстве.

Кроме того, учитывая специфику крупных водохранилищ комплексного и энергетического назначения, на них проводятся следующие виды наблюдений:

- метеорологические;
- гидрохимические;
- гидробиологические, включая ихтиологические.

По результатам наблюдений принимаются решения о необходимых природоохранных мероприятиях.

При создании водохранилищ предусматривается водоохранная зона водохранилища, на территории которой планируются защитные лесонасаждения и лесовосстановительные мероприятия. Водоохранная зона позволит ограничить поступление в водохранилище загрязняющих веществ с поверхностным стоком.

На базе специально выполненных научных исследований в проекты ГЭС включен широкий комплекс мероприятий по защите растительного и животного мира:

- лесовосстановление взамен затопленных лесных площадей;
- вынос из зоны затопления редких, реликтовых и краснокнижных видов растений;
- плантационное выращивание ценных пород;
- специальный режим пропусков, исключающий иссушение в нижнем бьефе;
- отлов и перемещение из зоны затопления ценных видов животных;
- создание звероферм и зверопитомников;
- организация охраняемых и заповедных территорий;
- строительство рыбозащитных, рыбопропускных и компенсационных объектов.

Общая величина затрат на природоохранные, компенсационные и социальные мероприятия могут составлять для ГЭС современного поколения до 30% общей суммы затрат на создание объекта

Вопросы для самоконтроля

1. Что является объектом изучения экономики ГЭУ?
2. Что представляет собой энергетическое хозяйство страны?
3. Какой состав энергетической цепи и внешние связи энергетики?
4. Перечислите виды генерирующих установок электроэнергетической отрасли.
5. Назовите технологические особенности энергетических предприятий.
6. Как осуществляется прогнозирование спроса на электрическую и тепловую энергию?
7. Что такое «энергетический баланс»?
8. Какие составляющие входят в баланс электроэнергии?
9. Назовите факторы, определяющие высокую эффективность производства электроэнергии на ГЭС.
10. Какое воздействие на окружающую среду оказывает возведение ГЭС? Перечислите положительные и отрицательные факторы.

ТЕМА 2

2. Основные параметры проектируемых ГЭС

2.1. Выбор установленной мощности ГЭС

Установленная мощность – один из основных энергетических показателей ГЭС представляет собой суммарную номинальную активную мощность всех генераторов, установленных на гидроэлектростанции. Установленная мощность исчисляется в киловаттах (мегаваттах). На установленную мощность ГЭС существенное влияние оказывают значения таких основных параметров ГЭС, как отметка нормального подпорного уровня (НПУ) и полезный объем или, другими словами, горизонт мертвого объема (ГМО) водохранилища. Изменение каждого из этих параметров в той или иной степени влияет на энергетические, водохозяйственные и стоимостные показатели гидроузлов. Тесная взаимосвязь гидроэнергетических объектов с природными условиями делает необходимым выбор основных параметров гидроузла в каждом конкретном проекте.

Энергетические показатели (мощность и выработка электроэнергии) характеризуют энергетический эффект ГЭС в энергосистеме. При комплексном использовании должны учитываться затраты и эффекты не только по энергосистеме, но и по другим компонентам комплекса.

Очередность проведения расчетов при выборе основных параметров гидроузла следующая:

- при каждой отметке НПУ задаются несколькими вариантами отметки ГМО водохранилища;
- для каждого сочетания (отметка НПУ – отметка ГМО) определяются в предварительном порядке величина установленной мощности;
- проводятся технико-экономические расчеты для обоснования оптимальной глубины сработки для каждого варианта отметки НПУ;
- проводится технико-экономическое сравнение отметок НПУ и определение наиболее эффективной из рассматриваемых отметок с учетом оптимальной глубины сработки (отметки ГМО) и предварительно найденной установленной мощности для каждого из вариантов отметки НПУ;
- после выбора отметки НПУ необходимо вновь вернуться к уточнению установленной мощности ГЭС, применительно к выбранной отметке НПУ, с учетом характеристик возможного к установке оборудования.

В настоящем разделе рассматривается методика выбора оптимальной величины установленной мощности в предположении, что другие основные параметры экономически обоснованы и выступают в качестве заданных величин.

В этих условиях на величину установленной мощности проектируемой ГЭС влияет несколько факторов. Условно их можно разделить на три группы (табл. 2.1).

Соответственно выбору оптимального варианта установленной мощности предшествуют водохозяйственные, энергетические, и сметные расчеты.

В результате водохозяйственных расчетов определяется среднемесячная мощность проектируемой ГЭС ($N_{\text{срмес}}$) в период прохождения годового максимума электрических нагрузок (применительно к условиям России – годовой максимум нагрузки приходится обычно на декабрь-январь). Кроме того, на основании водохозяйственных расчетов устанавливается зависимость среднегодовой выработки

энергии проектируемой ГЭС от величины ее установленной мощности $\mathcal{E}_{ГЭС} = f(N_{уст})$. Эта зависимость в общем случае представляет собой кривую с затухающим приростом среднегогодовой выработки электроэнергии по мере возрастания установленной мощности $N_{уст}$, так как при значительном увеличении $N_{уст}$ выработка возрастает за счет дополнительного использования стока только в очень многоводные годы.

Табл. 2.1.

Факторы, влияющие на установленную мощность проектируемой ГЭС

Факторы	Состав
Гидрологические и связанные с водохозяйственной системой	Состав и требования компонентов водохозяйственного комплекса; масштабы и режим отборов воды из верхнего бьефа; требования, предъявляемые к попускам и уровням воды в нижнем бьефе и т.д.
Энергетические	Масштабы энергосистемы и предполагаемые темпы ее развития; режим электропотребления; современная структура генерирующих мощностей и предполагаемые направления развития, в том числе перспективы гидроэнергостроительства; экономические показатели по заменяемому варианту и топливу, развитие электрических сетей и их экономические показатели. Весьма важным, особенно для крупных и средних по величине установленной мощности ГЭС, считается возможность передачи ее энергии и мощности, или их части, в сопредельные энергосистемы и энергообъединения.
Связанные с сооружением самой ГЭС, в том числе природные	Топографические и геологические условия; экономические показатели и, прежде всего, удельные капиталовложения на 1 кВт установленной мощности. Кроме того, весьма важны данные о величине капиталовложений, связанных с развитием установленной мощности ГЭС в некоторых пределах (так называемые капиталовложения в дополнительный кВт установленной мощности ГЭС).

Результат энергетических расчетов – построение кривой изменения используемой мощности ГЭС во времени $N_{исп} = f(t)$. **Используемая мощность** ГЭС ($N_{исп}^{ГЭС}$) состоит из рабочей ($N_{раб}^{ГЭС}$) и резервной ($N_{рез}^{ГЭС}$) мощностей:

$$N_{исп}^{ГЭС} = N_{раб}^{ГЭС} + N_{рез}^{ГЭС} \quad (2.1)$$

Рабочая мощность проектируемой ГЭС определяется размещением суточной выработки энергии ГЭС ($N_{ср\ мес} \cdot 24$) в расчетном суточном графике нагрузки энергосистемы. Для ГЭС, имеющих суточное регулирование, рабочая мощность определяется «вливанием» ее суточной выработки энергии в пиковую часть суточного графика электрической нагрузки по горизонтальным ограничивающим линиям. При этом учитывается совместная работа проектируемой и ранее введенных ГЭС. При наличии водохранилища недельного или более глубокого регулирования суточная

выработка электроэнергии проектируемой ГЭС в максимальные расчетные сутки может быть соответственно повышена.

При «влипании» суточной выработки энергии ГЭС и определении возможностей ее использования для покрытия неравномерности электропотребления должны быть учтены ограничения регулирования, связанные с удовлетворением потребностей неэнергетических водопользователей, которые часто вынуждают ГЭС работать частью своей мощности (а иногда и полной мощностью) в базе суточного графика электрической нагрузки.

Расчетная величина рабочей мощности проектируемой ГЭС меняется с течением времени весьма существенно, т.к. с ростом энергосистемы увеличивается пиковая часть суточного графика электрической нагрузки и, следовательно, при той же среднемесячной мощности ($N_{\text{срмес}}$), гидроэлектростанция может развивать все большую и большую рабочую мощность.

В суммарном графике нагрузки энергосистемы рабочая мощность ГЭС может быть вычислена как разность между максимальной потребностью в рабочих мощностях других электростанций энергосистемы в вариантах без ввода проектируемой ГЭС и с учетом ее ввода. Обозначим индексом «1» вариант энергосистемы без ввода ГЭС, а индексом «2» с ГЭС. Разница между этими вариантами и определяет величину рабочей мощности ГЭС:

$$N_{\text{раб}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{раб}}^1 - N_{\text{раб}}^2 \quad (2.2)$$

Резервная мощность ГЭС ($N_{\text{рез}}^{\text{ГЭС}}$) в общем случае может состоять из нескольких составляющих различных по назначению:

$$N_{\text{рез}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{ав}} + N_{\text{нагр}} + N_{\text{рем}} \quad (2.3)$$

Аварийный резерв ($N_{\text{ав}}$) энергосистемы, размещаемый на ГЭС, представляет собой запас мощности в случае аварии генерирующих источников в энергосистеме и временного выхода их из строя. Аварийный резерв, размещаемый на проектируемой ГЭС, должен быть всегда обеспечен водой на период восстановления выбывшего в результате аварии агрегата (агрегатов) электростанции соответствующих энергосистем или энергообъединений.

Целесообразность размещения аварийного резерва на гидроэлектростанции вытекает из необходимости его включения в энергосистему на очень короткие отрезки времени, измеряемые несколькими секундами. Он может находиться в двух состояниях:

- «горячий» – агрегаты находятся в обращении и имеют возможность быстро воспринимать нагрузку;
- «холодный» – агрегаты находятся в остановленном состоянии.

Размещаемый на проектируемой ГЭС аварийный резерв определяется в результате анализа ряда факторов, главнейшие из которых следующие:

- потребность в аварийном резерве в данной энергосистеме;
- возможность образования резервной призмы водохранилища на проектируемой ГЭС;
- возможность восстановления аварийно сработавшей призмы водохранилища на проектируемой ГЭС за счет последующего использования резерва ГЭС.

Кроме того, должен, особенно для низконапорных ГЭС, анализироваться размер снижения рабочих напоров и располагаемой мощности ГЭС при работе дополнительной резервной мощности в момент максимума системы. Требуют также специального анализа условия выдачи резервной мощности ГЭС в энергосистему.

Нагрузочный резерв ($N_{\text{нагр}}$) воспринимает внеплановые колебания нагрузки, предназначен для нейтрализации кратковременных (блуждающих) пиков нагрузки (электротяга, включение двигателей для привода прокатных станков и т.д.). Внезапное увеличение мощности, если оно не воспринято энергосистемой, приводит к отклонению величины частоты тока от нормативной (50 Гц).

Нагрузочный резерв, таким образом, регулирует частоту тока в энергосистеме. Его всегда целесообразно размещать на ГЭС и ГАЭС в связи с необходимостью быстро реагировать на отключение нагрузки у потребителя. При введении частоты в энергосистеме агрегаты ГЭС должны работать с некоторой недогрузкой, что позволяет за несколько секунд воспринимать толчки нагрузки.

Общая величина нагрузочного (частотного) резерва для крупных энергосистем колеблется в пределах 2-3%, из них 1,5-2%, а иногда и больше, размещается ГЭС. Величина нагрузочного резерва, размещаемого на проектируемой ГЭС, зависит от состава потребителей, структуры генерирующих мощностей, конфигурации высоковольтных ЛЭП и т.д.

Величина **ремонтного резерва** ($N_{\text{рем}}$) зависит от числа агрегатов, установленных на гидроэлектростанции, а также от принятой продолжительности межремонтного периода, составляющей для основного оборудования около 4-5 лет. Кроме того, величина ремонтного резерва ГЭС и сроки производства ремонтных работ должны быть согласованы со сроками ремонтов на других электростанциях энергосистемы. При этом размещение ремонтного резерва на различных электростанциях в значительной степени зависит от изменений в потребности энергии и мощности в различные сезоны года.

Величина ремонтного резерва, размещаемого на ГЭС, определяется как общими потребностями энергосистемы, так и возможностями проектируемой ГЭС выполнять подобные функции. Особенность резерва такого типа – необходимость обеспечения его значительной выработкой энергии, если ремонт проводится на тепловых электростанциях. Если ремонт выполняется на проектируемой ГЭС, то такой ремонтный резерв не требует специальной выработки энергии и должен, как правило, размещаться на самой ГЭС.

На основе нахождения рабочей и резервной мощностей ГЭС на ряд перспективных уровней выявляется динамика роста используемой мощности ГЭС по годам. В начальный период эксплуатации освоение мощности на ГЭС происходит быстро и определяется практическими темпами ввода мощности на ГЭС и нарастанием напора на водохранилище проектируемой ГЭС. В дальнейшем интенсивность освоения мощности определяется темпами прироста пиковой нагрузки в энергосистеме, масштабом ввода других электростанций и ЛЭП и т.д.

В результате сметных расчетов определяется та часть капитальных вложений в оборудование с монтажом и сооружениями, которая непосредственно зависит от величины установленной мощности ГЭС. Расчеты проводятся для нескольких вариантов установленной мощности. Для выбора мощности находится величина прира-

щения капитальных вложений при повышении мощности ГЭС на некоторую величину ($k_{\Delta N}$).

Обычно удельная стоимость дополнительного киловатта установленной мощности ГЭС ($k_{\Delta N}$) намного меньше стоимости основного киловатта ($k_{ГЭС}$), так как при вычислении средней удельной стоимости ГЭС учитываются все капиталовложения по гидроузлу, включая стоимость плотины, водохранилища, здания ГЭС с оборудованием и т.д., а в стоимость дополнительного киловатта входят в основном затраты по расширению здания гидростанции, стоимость оборудования и изменение затрат по другим сооружениям, которые в отдельных случаях могут оказаться экономией, например по стоимости плотины.

Наличие соотношения $k_{\Delta N}/k_{ГЭС}$, которые, как правило, существенно ниже единицы, служит существенно предпосылкой для обоснования размещения на ГЭС части пиковых и резервных мощностей энергосистемы, а также части агрегатов, используемых в балансе мощности энергосистемы не сразу после ее ввода. Вместе с тем, кривая $k_{\Delta N} = f(N)$ в общем случае имеет тенденцию к возрастанию по мере увеличения установленной мощности ГЭС. Особенно интенсивно проявляется это на низконапорных ГЭС. Здесь увеличение мощности и, следовательно, максимального расхода приводит к подъему нижнего бьефа и снижению напора, а последнее приводит к снижению располагаемой мощности ГЭС ($N_{расп}$).

На средненапорных и высоконапорных ГЭС увеличение стоимости дополнительного киловатта ($k_{\Delta N}$) может происходить скачком в связи с изменением топографических и геологических условий размещения здания ГЭС, изменением параметров водопроводящих сооружений и т.д.

Необходимо различать первоначальные капитальные затраты в дополнительную мощность ГЭС ($K'_{\Delta N}$), вкладываемые в период строительства, и последующие капитальные затраты, которые могут быть осуществлены в период установки оборудования ($K''_{\Delta N}$):

$$K'_{\Delta N} + K''_{\Delta N} = K_{\Delta N}. \quad (2.4)$$

аналогично это относится и к эксплуатационным издержкам

$$I'_{\Delta N} + I''_{\Delta N} = I_{\Delta N}. \quad (2.5)$$

При технико-экономическом обосновании установленной мощности, как и любого другого параметра проектируемой ГЭС, сравниваются два варианта развития энергосистемы:

- 1) при увеличении установленной мощности проектируемой ГЭС;
- 2) при развитии установленной мощности на других электростанциях энергосистемы, рассматриваемых в данном случае в качестве альтернативных.

Уровни и режимы потребления электроэнергии в энергосистеме для обоих сравниваемых вариантов принимаются одинаковыми. Могут сопоставляться только проектируемые объекты, например ГЭС и заменяемая парогазовая электростанция (или, например, АЭС), но с обязательным учетом их влияния на другие объекты энергосистемы (электростанции, ЛЭП) как эксплуатируемые, так и строящиеся.

При обосновании увеличения установленной мощности могут иметь место два случая.

1. Прирост установленной мощности ГЭС $\Delta N_{ГЭС}$ приводит в расчетный год t к повышению использования мощности ГЭС в энергосистеме и соответственному вытеснению установленной мощности альтернативных электростанций. В этом случае эффект в энергосистеме от повышения установленной мощности проектируемой ГЭС состоит из двух составляющих: снижение ввода мощности на альтернативных электростанциях и экономии топлива, обеспечиваемой выработкой электроэнергии при повышении установленной мощности ГЭС в неполных пределах.

2. Прирост установленной мощности ГЭС $\Delta N_{ГЭС}$ представляет собой дублируемую мощность в год t . При этом эффектом в энергосистеме будет лишь дополнительная выработка энергии и, соответственно, экономия топлива, обеспечиваемая с повышением установленной мощности ГЭС.

Выбор оптимальной величины установленной мощности ГЭС сводится к технико-экономическому сравнению ряда значений установленной мощности ГЭС. Схема проведения расчетов излагается ниже. Прежде всего, необходимо задаться некоторым значением установленной мощности ГЭС (N_r), измеряемой в киловаттах или мегаваттах. Увеличение установленной мощности ГЭС на ΔN_r кВт, приводит к увеличению капиталовложений в ГЭС и зачастую капиталовложений в электросетевое строительство (K_{tN}). Кроме этого, увеличение установленной мощности ГЭС приводит к возрастанию соответствующих эксплуатационных издержек (I_{tN}) и соответствующих ликвидных сумм (L_{tN}).

Все технико-экономические расчеты должны вестись в интервалах, т.е. для каждой очередной дополнительной установленной мощности должна определяться ее экономическая эффективность. Если на ГЭС могут быть установлены различные типы агрегатов с разными диаметрами рабочего колеса, то интервалы при предварительном выборе установленной мощности могут не соответствовать конкретным единичным мощностям агрегатов. Выбор оборудования ГЭС может быть проведен для предварительно выбранной установленной мощности, которая, в небольших пределах, может быть уточнена после получения окончательных данных от поставщиков оборудования.

Однако в тех случаях, когда твердо задан диаметр рабочего колеса известного типа турбины (например, при унификации оборудования на каскаде ГЭС), то установленная мощность должна выбираться на основе реально технически осуществимых вариантов.

В качестве заменяемой электростанции, технико-экономические показатели которой определяют результат от повышения установленной мощности ГЭС, принимается наиболее эффективный из возможных альтернативных типов электростанций. Выбор оптимального типа заменяемой электростанции осуществляется на основе предварительной оптимизации двух вариантов развития энергетических систем – с проектируемой ГЭС и без проектируемой ГЭС. Заменяемой может оказаться тепловая электростанция (конденсационная, парогазовая или газотурбинная), другая ГЭС или ГАЭС, АЭС или ДЭС, в отдельных случаях – сочетание ряда альтернативных энергоисточников.

Повышение установленной мощности проектируемой ГЭС эффективно, если величина чистой современной стоимости (методика расчета приведена далее в разделе 4) $\mathcal{E}_{эKN}$, обеспечиваемая повышением установленной мощности проектируемой ГЭС в некоторых пределах, имеет положительное значение.

Расчеты сравнительной эффективности в странах с рыночной экономикой могут проводиться в постоянных ценах, т.е. без учета инфляции. Однако в странах с переходной экономикой, таких как Россия, возможно проведение расчета в скользящих ценах, т.е. в ценах, учитывающих инфляцию. При этом процент инфляции по отдельным элементам капиталовложений, эксплуатационных издержек и затрат по альтернативному варианту (результатов) может быть различным. Предположим, что сравнивается развитие установленной мощности ГЭС со строительством тепловой электростанции на угле. Одним из результатов определения увеличения установленной мощности ГЭС является снижением выработки электроэнергии на тепловой электростанции на угле. При этом выявлено, что добыча угля дотируется из федерального бюджета. В этих условиях сравнение в постоянных (современных) ценах явно будет недостаточно корректным. Отсюда в переходной экономике целесообразно, в отдельных случаях, при наличии соответствующих обоснований, при выборе установленной мощности проектируемой ГЭС, впрочем, как и других параметров гидроузлов, использовать скользящие цены.

В энергосистеме при нахождении результатов от повышения установленной мощности проектируемой ГЭС при определении величины удельной экономии (перерасхода) топлива, обеспечиваемой приростом выработки электроэнергии на проектируемой ГЭС, следует иметь в виду следующее.

Экономия или перерасход топлива при вводе дополнительных агрегатов ГЭС должна вычисляться как разность топливного эффекта ГЭС при соответствующих вариантах установленной мощности.

Первые устанавливаемые на ГЭС агрегаты имеют, как правило, высокое число часов использования. Удельная экономия топлива, обеспечиваемая соответствующей выработкой энергии ГЭС, близка к удельному расходу топлива на заменяемых тепловых электростанциях. Последующее увеличение установленной мощности ГЭС может обеспечивать сравнительно небольшой прирост дополнительной выработки энергии. При этом в том случае, если проводится технико-экономическое сравнение развития установленной мощности на ГЭС с тепловой электростанцией, величина удельной экономии топлива, обеспечиваемая дополнительной выработкой ГЭС, по сравнению с удельным расходом топлива на тепловой электростанции, уменьшается из-за наличия так называемого «эффекта выталкивания» малоэкономичных тепловых электростанций в зону меньшей выработки.

На выбор установленной мощности существенное влияние оказывает фактор времени, так как по мере развития энергосистемы величина использования рабочей и резервной мощностей ГЭС постепенно увеличивается. Отсюда в отдельных случаях возникает вопрос целесообразности установки агрегатов на ГЭС в две очереди. При этом в первую очередь, как правило, экономически обоснованным является установка лишь резервных строительных ячеек для агрегатов второй очереди.

Имеющийся опыт проектирования ГЭС свидетельствует о том, что постепенное увеличение сроков освоения мощности дополнительных агрегатов проектируемой ГЭС в балансе мощностей энергосистемы наряду с уменьшением дополнительной пиковочной выработки энергии и увеличением дополнительных затрат в ЛЭП приводит к постепенному снижению экономической эффективности установки дополнительных агрегатов, что и ограничивает развитие установленной мощности проектируемой ГЭС.

2.2. Выбор отметки нормального подпорного уровня гидроузла

Отметка НПУ водохранилища – основной параметр ГЭС. Она определяет не только энергетические показатели ГЭС, но и тип, конструкцию и габариты гидротехнических сооружений, а также зону затоплений и подтоплений. В итоге отметка НПУ определяет энергоотдачу и в существенной степени сметную стоимость проектируемой ГЭС. Значительное влияние может оказывать отметка НПУ данного гидроузла на параметры и энергоотдачу других гидроузлов на данном водотоке.

Поэтому именно отметка НПУ намечается и предварительно обосновывается на самом раннем этапе проектирования – при составлении схемы комплексного использования реки, когда в результате технико-экономического сопоставления вариантов выбирается схема всего каскада. В дальнейшем при составлении технико-экономического обоснования по первоочередным объектам происходит уточнение отметки НПУ.

Выбор оптимальной отметки НПУ должен проводиться в результате технико-экономического сравнения вариантов. На диапазон рассматриваемых вариантов отметок НПУ конкретного гидроузла влияет ряд факторов. Так, верхний предел отметки НПУ может ограничиваться недопустимостью затопления крупных населенных и промышленных центров, транспортных объектов, условиями каскадной схемы использования реки, а также топографическими и геологическими условиями в створе плотины и ложе водохранилища. Нижний предел отметки НПУ может определяться резким падением энергоотдачи при уменьшении напора и объема водохранилища или минимально допустимым уровнем водохранилища для неэнергетических потребителей. Если указанных ограничений нет, то расчетный диапазон целесообразно принять по предварительным соображениям и по 3-4 точкам построить кривые энергетических и экономических показателей гидроузла и выполнить технико-экономические расчеты по обоснованию отметки НПУ.

Интервал рассматриваемых отметок НПУ зависит от абсолютной величины напора проектируемой ГЭС. Чем выше напор, тем более значительным принимается интервал. Для высоконапорных плотин могут рассматриваться варианты отметок с интервалом 10 м. Для низконапорных гидроузлов целесообразно рассмотрение интервала 1-2 м и менее.

При повышении отметок НПУ в широком диапазоне возрастание мощностного эффекта проектируемой ГЭС и среднемноголетней выработки электроэнергии на ней, отнесенные к постоянной величине прироста НПУ, постепенно затухает. На увеличение выработки (среднемесячной мощности) влияют при повышении НПУ увеличение напора и используемого стока (при увеличении объема водохранилища). Однако при значительном повышении НПУ влияние второго фактора затухает, чем объясняется и затухание прироста энергетического эффекта.

Затухание прироста мощностного эффекта при этом объясняется, кроме затухания прироста среднемесячной мощности (энергии), также использованием дополнительно зарегулированной энергии, которую обеспечивает повышение отметки НПУ, на покрытие электрических нагрузок во все более плотной зоне графика потребления энергии, что постепенно снижает прирост используемой и, соответственно, экономически оправдываемой установленной мощности при подъеме НПУ.

По мере повышения НПУ возрастает высота и длина напорных сооружений, что может потребовать увеличения общего срока строительства гидроузла, увеличиваются и подтапливаемые площади. Увеличение объема водохранилища (при повышении НПУ) может привести к значительному удлинению сроков его первоначального наполнения и более поздним по времени выходом ГЭС на режим и объем проектной энергоотдачи. Кроме того, повышение отметки НПУ, на покрытие электрических нагрузок во все более плотной зоне потребления энергии, что постепенно снижает прирост используемой и, соответственно, экономически оправдываемой установленной мощности при подъеме НПУ.

По мере повышения НПУ возрастает высота и длина напорных сооружения, что может потребовать увеличения общего срока строительства гидроузла, увеличиваются затапливаемые и подтапливаемые площади. Увеличение объема водохранилища (при повышении НПУ) может привести к значительному удлинению срока его первоначального наполнения и более поздним по времени выходом ГЭС на режим и объем проектной энергоотдачи. Кроме того, повышение отметки НПУ может привести к существенному снижению энергоотдачи вышерасположенных существующих ГЭС каскада.

Изменение отметки НПУ проектируемого гидроузла может оказать существенное влияние не только на энергетический, но и комплексный водохозяйственный эффект существующих ГЭС каскада, а в отдельных случаях повлиять на параметры, технические решения и стоимость строительства других проектируемых на этом каскаде гидроэлектростанций.

Так, при повышении отметки НПУ уменьшается напор, располагаемая мощность и выработка энергии на находящихся в подпоре выше расположенном гидроузле. Если верхние гидроузлы еще не построены, то значительное изменение отметки НПУ данного гидроузла может потребовать перенесение створов и изменения подпорных отметок ближайшего или несколько других верхних гидроузлов. Вместе с тем, превышение НПУ обычно увеличивает регулируемую емкость водохранилища, что влечет за собой улучшение энергетических показателей нижерасположенных гидроузлов каскада – увеличиваются их зарегулированные расходы воды, используемая мощность и выработка энергии. В отдельных случаях повышение отметки НПУ на проектируемой ГЭС может создать экономические предпосылки для увеличения установленной мощности нижерасположенных ГЭС. Кроме того, если нижележащая ГЭС еще не построена или находится в начальной стадии строительства, на последней может иметь место экономия по водосбросным сооружениям из-за уменьшения сбросных расходов из водохранилища проектируемой ГЭС. Ниже приводится общая схема расчетов по определению оптимальной подпорной отметки гидроузлов.

Рекомендуется задаться несколькими отметками НПУ в намечаемом диапазоне. Для каждого из сравниваемых вариантов отметок НПУ на основании технико-экономических расчетов в предварительном порядке определяются такие основные параметры, как установленная мощность и глубина сработки водохранилища или, другими словами, горизонт мертвого объема – ГМО водохранилища. Кроме того, для каждого варианта отметки НПУ определяется оптимальный режим первоначального наполнения водохранилища.

Для каждого варианта отметки НПУ (в условиях предварительно выбранных параметров) определяются экономические показатели по гидроузлу – капиталовложения и эксплуатационные издержки и их приращение при последовательном изменении отметок НПУ. Должны быть также определены изменения капиталовложений и ежегодных издержек по другим ГЭС каскада, а также по сопутствующим мероприятиям (линии электропередачи для энергетики, ирригационные сети для сельского хозяйства и т.д.).

Определяются капиталовложения и ежегодные издержки по заменяемым вариантам по всем компонентам водохозяйственного комплекса. Определяются также сопутствующие затраты, связанные с реализацией эффекта в заменяемом варианте. Другими словами, таким образом определяется результат от повышения отметок НПУ.

Выбор оптимальной отметки НПУ проводится на основании технико-экономических расчетов. Он сводится к сопоставлению затрат при увеличении отметки НПУ в некоторых интервалах с результатом (эффектом) по заменяемому варианту, решающему аналогичные задачи в области энергетики, ирригации, водного транспорта, водоснабжения, рыбного хозяйства и т.д. Повышение отметки НПУ проектируемой ГЭС в некотором интервале является эффективным, если величина чистой современной стоимости (экономической) $\mathcal{E}_{\text{кНПУ}}$, обеспечиваемая повышением отметки НПУ проектируемой ГЭС в некоторых пределах имеет положительное значение.

2.3. Выбор глубины сработки водохранилища проектируемых ГЭС

Глубина сработки водохранилища является одним из основных параметров гидроэлектростанции. С увеличением объема сработки водохранилища уменьшается мертвый объем водохранилища и возрастает коэффициент использования стока реки за счет накопления воды в водохранилище и последующего его применения в маловодные периоды.

При фиксированной отметке НПУ конечная глубина сработки определяет величину мертвого объема и полезной емкости водохранилища и, следовательно, непосредственно влияет на мощность и выработку электроэнергии ГЭС и на комплексный эффект гидроузла.

Вырабатываемую ГЭС электроэнергию ($\mathcal{E}_{\text{ГЭС}}$) при наличии водохранилища можно представить состоящей из двух частей: выработка электроэнергии за счет транзитного стока ($\mathcal{E}_{\text{тр}}$) реки, протекающего во время опорожнения водохранилища, и выработки за счет сработки водохранилища ($\mathcal{E}_{\text{в}}$):

$$\mathcal{E}_{\text{ГЭС}} = \mathcal{E}_{\text{тр}} + \mathcal{E}_{\text{в}}. \quad (2.6)$$

Обе составляющие связаны между собой; $\mathcal{E}_{\text{тр}}$ зависит от объема транзитного стока и напора. В свою очередь, напор зависит от режима и конечной глубины сработки водохранилища. Выработка на транзитном стоке по мере углубления сработки падает. Объясняется это возрастанием потерь энергии за счет снижения напора.

Величина $\mathcal{E}_{\text{в}}$ растет по мере углубления глубины сработки.

Суммируя для различных глубин сработки энергию водохранилища и энергию за счет транзитного стока, получим полезную величину выработки электроэнергии ГЭС за весь период опорожнения водохранилища.

Величина $\mathcal{E}_{ГЭС}$ возрастает до определенного предела, после чего снижение напора не компенсируется увеличением используемого стока и суммарная выработка электроэнергии снижается.

Благодаря увеличению среднесуточной выработки электроэнергии и среднемесячной мощности, возрастание полезного объема может привести к увеличению установленной мощности ГЭС, что, соответственно, требует дополнительных затрат. Кроме того, даже при постоянной величине установленной мощности более глубокая сработка водохранилища связана с большим заглублением водозабора и удорожанием соответствующих сооружений.

В случае каскадной схемы использования водотока, увеличение полезного объема водохранилища проектируемой ГЭС, может привести к целесообразности увеличения установленной мощности на нижерасположенных ГЭС каскада.

При выборе глубины сработки водохранилища (отметки ГМО) необходимо учитывать перспективы строительства верхних водохранилищ, после сооружения которых может оказаться целесообразным уменьшением глубины сработки и полезной емкости водохранилища проектируемой ГЭС.

Следует также иметь в виду, что на горных реках глубина сработки и полезная емкость могут ограничиваться по условиям заиления водохранилища.

Общая *схема расчетов по определению оптимальной глубины сработки* водохранилища следующая:

- для каждого значения отметки НПУ задаются несколькими вариантами полезной емкости (глубины сработки) водохранилища;
- для каждого варианта полезной емкости водохранилища определяется на основании энергоэкономических расчетов предварительная величина установленной мощности ГЭС. Увеличение зимней среднемесячной мощности ГЭС с ростом полезной емкости водохранилища позволяет во многих случаях обосновать большую установленную мощность ГЭС. Следует иметь в виду, что с изменением полезной емкости водохранилищ может измениться тип и параметры устанавливаемого на ГЭС оборудования. При наличии водохранилища многолетнего регулирования стока каждой величине полезной емкости должен соответствовать оптимальный режим первоначального наполнения водохранилища;
- для каждого варианта полезной емкости водохранилища определяются прирост капиталовложений и прирост эксплуатационных издержек при последовательном изменении глубины сработки водохранилища. В случае необходимости должны быть также определены изменения капиталовложений и эксплуатационных издержек по другим ГЭС каскада (например, затраты и увеличение мощности нижерасположенных ГЭС), а также по сопутствующим мероприятиям (линии электропередач для энергетики, ирригационные сети для сельского хозяйства, насосной станции для водоснабжения и т.д.);
- определяются капиталовложения и эксплуатационные издержки по заменяемым вариантам по всем компонентам водохозяйственного комплекса, затем количественная оценка результата от углубления сработки водохранилища. При этом вычисляются также сопутствующие затраты, связанные с получением результата (эффекта) в энергетической системе и для комплексных водопользователей;
- выбирается оптимальная глубина сработки водохранилища на основании технико-экономических расчетов; это сводится к сопоставлению результатов в энергоси-

стеме и в неэнергетических компонентах водохозяйственного комплекса (ирригации, водного транспорта, водоснабжения, рыбного хозяйства и т.д.) и дополнительных затрат по варианту гидроузла при увеличении полезной емкости в некоторых пределах.

Углубление сработки водохранилища проектируемой ГЭС в некотором интервале является эффективным, если величина чистой современной стоимости (экономической) $\mathcal{E}_{\text{эк сраб}}$, обеспечиваемая углублением сработки водохранилища проектируемой ГЭС в некоторых пределах имеет положительное значение.

2.4. Интегральная кривая нагрузки (ИКН) и ее использование

Для нахождения зоны работы ГЭС в суточных графиках нагрузки энергосистемы может быть использована интегральная кривая нагрузки суточной выработки энергии – ИКН (рис. 2.1):

$$\mathcal{E}_{\text{сут}} = \int_0^{P_v} T dP, \quad (2.7)$$

где T – время суток, P – нагрузка,

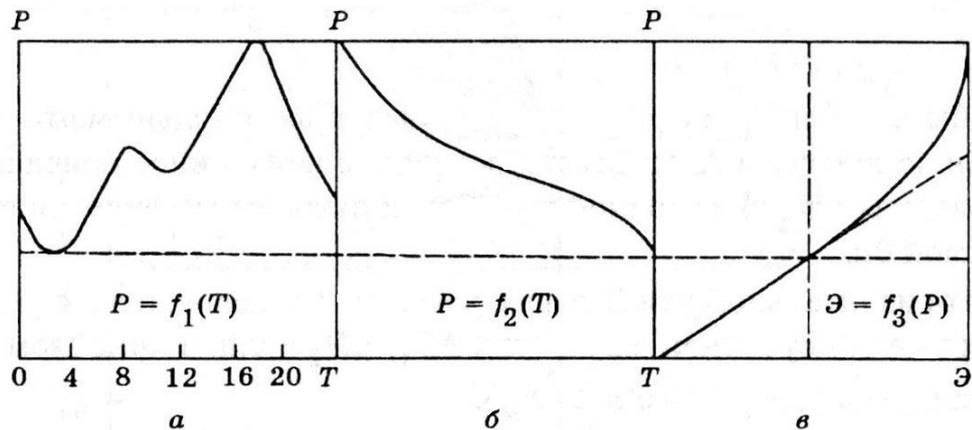


рис. 2.1. Суточные графики нагрузки энергосистемы: а – хронологический; б – кривая продолжительности нагрузок; в – интегральная кривая выработки энергии

Интегральная кривая характеризует зависимость прироста суточной выработки энергии $\Delta \mathcal{E}$ от прироста нагрузки энергосистемы ΔP и строится методом графического интегрирования суточной кривой продолжительности нагрузки или непосредственным подсчетом соответствующих элементарных выработок энергии по площади суточного (хронологического) графика нагрузки энергосистемы.

Рассмотрим **порядок построения ИКН** одним из методов (рис. 2.2).

1. Переменная часть суточного графика нагрузки системы делится на несколько (например, 10) равных частей, характеризующих элементарные приращения нагрузки ΔP . Каждому приращению нагрузки ΔP соответствует элементарное приращение суточной выработки $\Delta \mathcal{E}$, количественно равное площади элемента графика нагрузки между двумя горизонталями, ограничивающими элементарное приращение нагрузки ΔP .

2. Подсчитываются элементарные приращения суточной выработки электроэнергии $\Delta \mathcal{E}$ (по площади соответствующих элементов графика нагрузки).

3. В линейном масштабе откладывается горизонтальный отрезок $0'a$, характеризующий потенциально возможную предельную суточную выработку энергии системой (при прямоугольной конфигурации суточного графика) $\mathcal{E}_{\text{сут}}^{\text{пред}} = P_{\text{м}} \cdot 24 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$.

Если бы суточный график был прямоугольным, то каждому приращению нагрузки ΔP соответствовало бы неизменное приращение $\Delta \mathcal{E}$ и интегральная кривая суточной выработки была бы графически представлена прямой $0a$.

4. На горизонтальной оси \mathcal{E} откладываются последовательно элементарные приращения суточной выработки $\Delta \mathcal{E}_1, \Delta \mathcal{E}_2$ и т.д. в линейном масштабе, выбранном для отрезка $0'a$ ($P_{\text{м}} \cdot 24$).

5. Так как элементарные приращения $\Delta \mathcal{E}$ по мере возрастания нагрузки в пиковой части графика убывают по величине, стремясь к нулю при приближении нагрузки к суточному максимуму, фактически интегральная кривая выработки все более отклоняется от прямой $0a$ и в своей последней точке 10 отсекает на горизонтальной $0'a$ отрезок $0'10$, равный фактически суточной выработке энергии системой $\mathcal{E}_{\text{сут}}$.

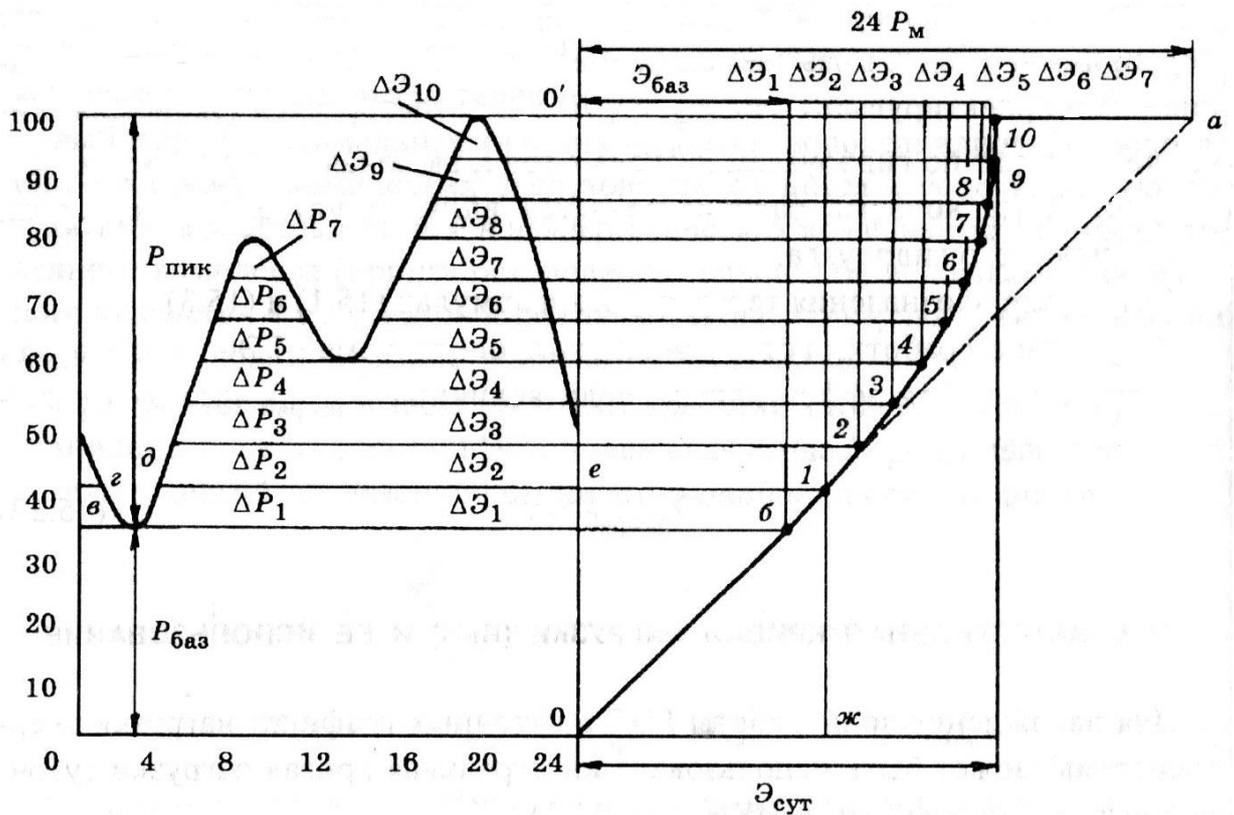


рис. 2.2 Интегральная кривая суточной выработки энергии энергетической системой

Каждая точка интегральной кривой 010 (например, точка 1), отвечающая какому-либо элементарному приросту нагрузки (например ΔP_1) и выработки (например, $\Delta \mathcal{E}_1$), определяется пересечением горизонтали, ограничивающей элементарный прирост нагрузки (например, $вгде$), с вертикалью, проведенной через точку горизонтальной оси координат (оси \mathcal{E}), ограничивающую соответствующую величину приращения выработки.

Выбор рациональной зоны работы ГЭС в суточном графике нагрузки энергосистемы при использовании ИКН может быть выполнен следующим образом (рис. 2.3)

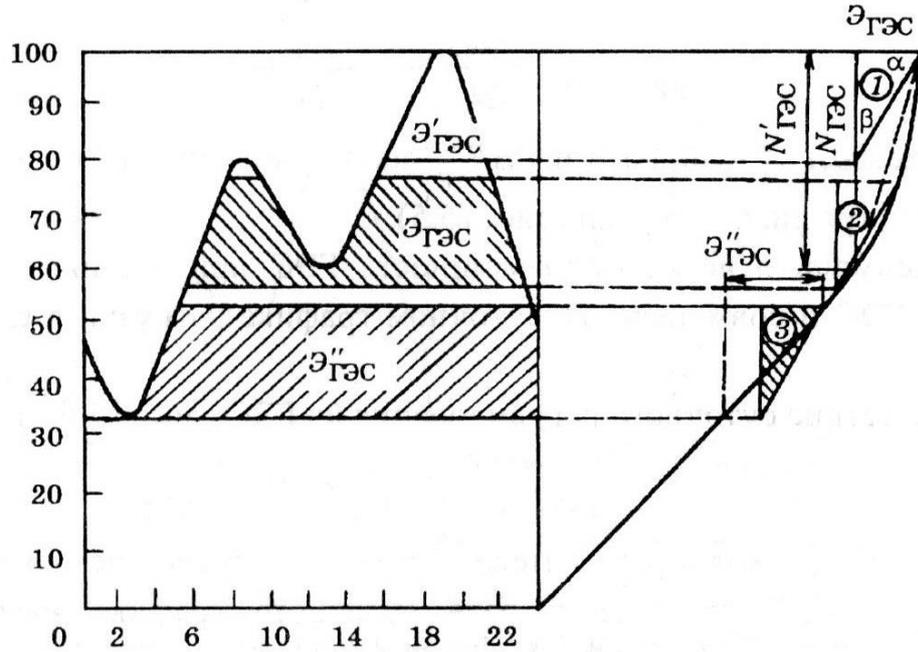


рис. 2.3. Определение оптимальной рабочей зоны ГЭС с помощью интегральной кривой

Зона работы ГЭС устанавливается, исходя из заданных условий:

- полного использования возможной суточной выработки ГЭС;
- максимально возможного участия ГЭС в покрытии суточного максимума нагрузки системы.

1. Строится прямоугольный треугольник, катеты которого в масштабе ИКН должны быть равны: вертикальный – установленной мощности ГЭС $N_y^{ГЭС}$, горизонтальный – ее возможной суточной выработке $\mathcal{E}_{сут}^{ГЭС}$.

2. Этот треугольник перемещается по ИКН сверху вниз таким образом, чтобы вершина его острого угла α , образованного гипотенузой и катетом $\mathcal{E}_{сут}^{ГЭС}$, все время касалась кривой при сохранении вертикального расположения катета $N_y^{ГЭС}$. Рассмотрим возможные положения треугольника $N_y^{ГЭС} - \mathcal{E}_{сут}^{ГЭС}$ на ИКН.

Положение первое. ГЭС работает в верхней части пика графика нагрузки системы. Треугольник не вписывается в кривую: для того, чтобы вершина угла β легла на кривую, длина его вертикального катета должна быть значительно больше, чем $N_y^{ГЭС}$. Это означает, что установленная мощность ГЭС недостаточна для осуществления такого режима ее работы; при работе в верхней части пика ГЭС сможет дать только часть своей возможной суточной выработки энергии.

Положение второе. При смещении треугольника вниз, вершина угла β легла на интегральную кривую (треугольник $N_y^{ГЭС} - \mathcal{E}_{сут}^{ГЭС}$ вписан в кривую). Это означает, что поставленное требование выполнено: ГЭС участвует в максимуме системы всей своей установленной мощностью и отдает системе всю свою возможную суточную выработку энергии.

Соответствующая зона графика нагрузки системы в данном случае оптимальна для размещения (работы) ГЭС.

Действительно, дальнейшее перемещение треугольника вниз приведет к его **третьему положению**, когда вершина угла β выйдет за пределы интегральной кривой. Это означает, что при заданной суточной выработке энергии ГЭС будет работать в максимуме системы с нагрузкой, меньшей своей установленной мощности (т.е. не будет выполнено второе поставленное условие).

С помощью ИКН можно определить:

1. Средневзвешенную нагрузку $P_{\text{ср.сут}}$ на суточном графике нагрузки (рис. 2.4):

$$P_{\text{ср.сут}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{сут}}}{24} = \frac{1}{24} \sum_{\text{ассу}}^{24} P_{\text{ассу}}^{\text{max}}, \quad (2.8)$$

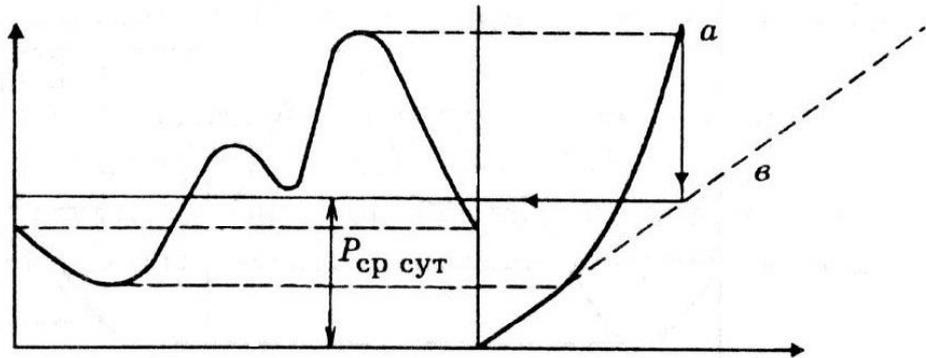


рис. 2.4. Определение средневзвешенной нагрузки энергосистемы

2. Средневзвешенную нагрузку $\Delta P_{\text{ср}}$ какой-либо зоны ΔP в пиковой части суточного графика нагрузки (рис. 2.5).

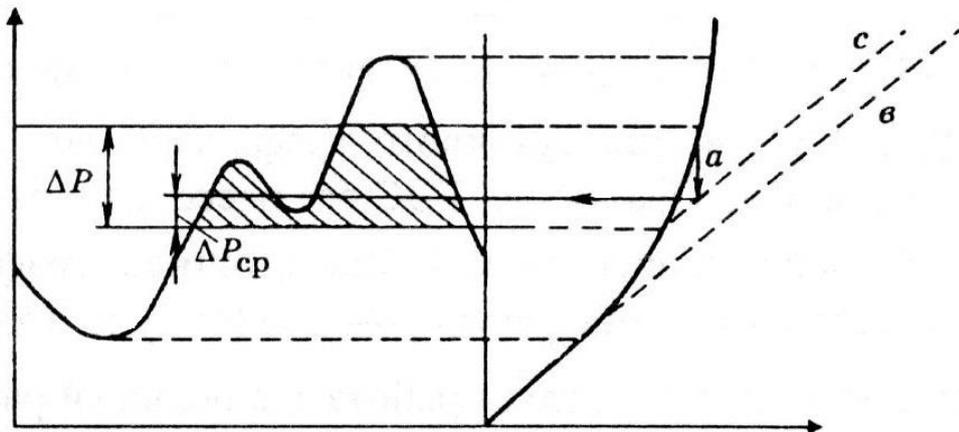
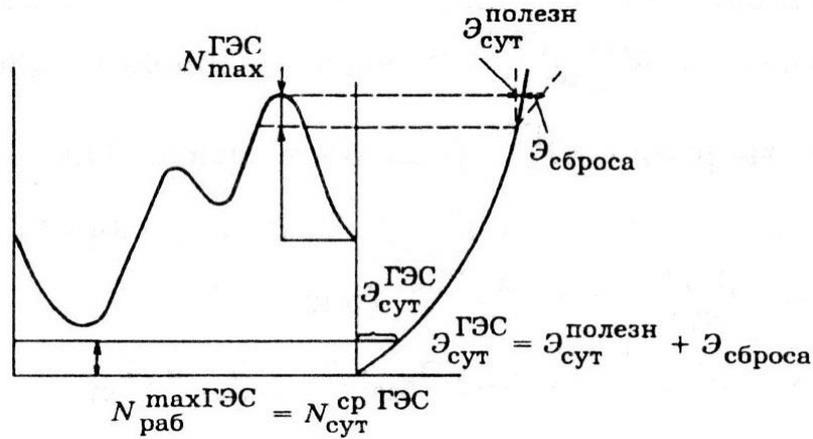


рис. 2.5. Определение средневзвешенной нагрузки зоны в пиковой части суточного графика нагрузки

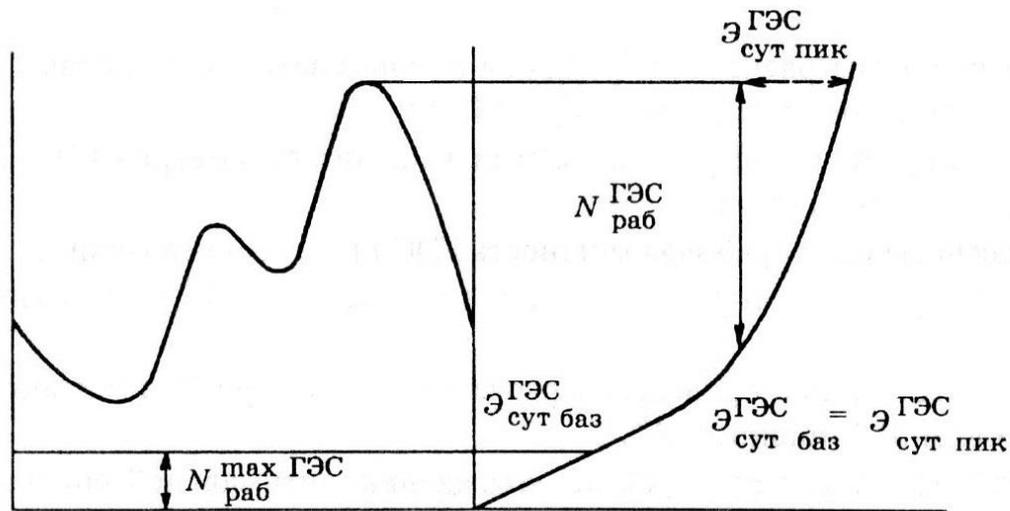
3. Максимально возможную мощность ГЭС при заданных суточной выработке ГЭС и совмещенном суточном графике нагрузки в следующих случаях:

- а) отсутствии суточного регулирования на ГЭС (рис. 2.6, а):

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{\text{сут}}^{\text{ГЭС}} &= N_{\text{ср.сут}}^{\text{ГЭС}} \cdot 24, \\ N_{\text{раб}}^{\text{ГЭС}} &\leq N_{\text{ср.сут}}^{\text{ГЭС}}, \end{aligned} \quad (2.9)$$



а)



б)

б)

рис. 2.6. Определение максимальной мощности ГЭС, не имеющей суточного регулирования (а) и с регулированием (б)

Считаем, что расход в реке в межень в течение суток постоянен. В этом случае, если ГЭС работает в базе суточного графика нагрузки, то (рис. 2.6, а):

$$\mathcal{E}_{\text{сут}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{раб}}^{\text{max ГЭС}} \cdot 24, \quad (2.10)$$

Если поместить ГЭС в пик суточного графика, будем иметь потери ($\mathcal{E}_{\text{сброса}}$) в выработке. Следовательно, ГЭС без бассейна суточного регулирования должна быть помещена только в базе суточного графика;

б) неограниченное суточное регулирование (рис. 2.6, б).

Суточное регулирование позволяет работать с большей рабочей мощностью ($N_{\text{раб}}^{\text{ГЭС}}$). Следовательно, ГЭС в этом случае следует размещать в пике нагрузки и соответственно при проектировании может быть принята более высокая установленная мощность ГЭС. Годовое и сезонное регулирование также повышают $N_{\text{раб}}^{\text{max ГЭС}}$, но через среднюю мощность.

4. Количество энергии ($\Delta \mathcal{E}_{\text{ак}}^{\text{ГЭС}}$), которое следует аккумулировать в водохранилище, чтобы обеспечить $N_{\text{раб}}^{\text{max ГЭС}}$ при заданном суточном графике нагрузки, ИКН, $\mathcal{E}_{\text{сут}}^{\text{ГЭС}}$ и $N_{\text{раб}}^{\text{max ГЭС}}$ (рис. 2.7). \mathcal{E}_1 соответствует $N_{\text{сп}}^{\text{ГЭС}}$ и равно $\mathcal{E}_{\text{баз}}$; $\mathcal{E}_2 = \mathcal{E}_{\text{ак}} = \mathcal{E}_{\text{сут}}^{\text{ГЭС}} - \mathcal{E}_1$.

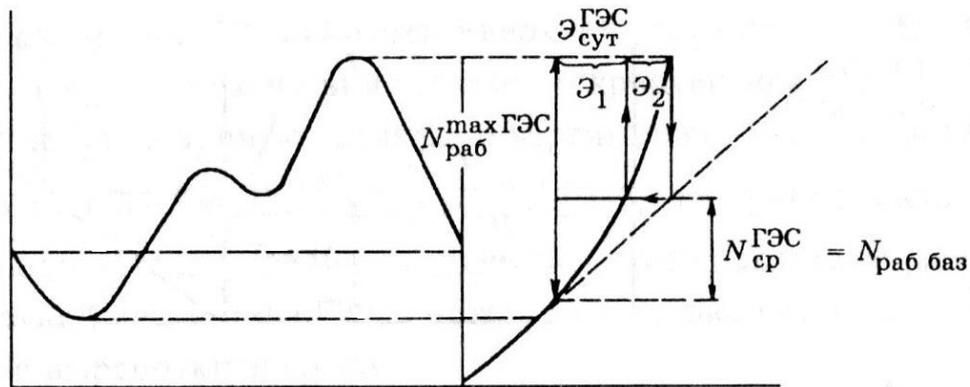


рис. 2.7. Определение энергии, аккумулируемой в водохранилище

Вопросы для самоконтроля

1. Как рассчитывается рабочая мощность ГЭС при проектировании?
2. Какие факторы определяют величину резервной мощности на ГЭС?
3. Расскажите о схеме проведения расчетов при выборе оптимальной величины установленной мощности ГЭС.
4. Расскажите о схеме расчетов по нахождению оптимальной подпорной отметки гидроузла.
5. Расскажите о схеме расчетов по определению оптимальной глубины сработки водохранилища.
6. Как осуществляется построение ИКН методом графического регулирования?
7. Как найти зону работы ГЭС в суточном графике нагрузки с помощью ИКН?
8. Как вычислить средневзвешенную нагрузку какой-либо зоны в пиковой части суточного графика нагрузки с помощью ИКН?
9. Расскажите, как определить количество энергии, которое необходимо аккумулировать в водохранилище для обеспечения максимальной рабочей мощности с помощью ИКН.

ТЕМА 3

3. Капитальные вложения в строительства гидроэнергетических установок

3.1. Капитальные вложения и их структура

Для создания новых, а также для расширения или реконструкции существующих предприятий требуются материальные, денежные и трудовые ресурсы. Они необходимы для проведения строительно-монтажных работ, приобретения технологического оборудования, установления транспортных связей, закупки инвентаря и т.п. Эти затраты в денежном выражении составляют **капитальные вложения**.

Капитальные вложения K — это сумма двух составляющих: стоимости технологического оборудования $K_{\text{об}}$ и стоимости строительно-монтажных работ $K_{\text{смр}}$:

$$K = K_{\text{об}} + K_{\text{смр}} \quad (3.1)$$

В зависимости от типа электростанций и энергетического оборудования структура капитальных вложений различна (табл.3.1).

Капитальные вложения делятся на активные и пассивные. Активные — это затраты, непосредственно связанные с производством продукции (затраты на технологическое оборудование с учетом обвязки и монтажа, КИП и А, НИР, ОКР и т.д.). Пассивные — затраты, которые обеспечивают нормальные условия труда персонала и эксплуатации энергетического объекта (затраты на здания, сооружения, дороги, очистные сооружения, освещение, отопление, вентиляцию и прочее).

Структура капитальных вложений тем качественнее, чем больше доля оборудования (активной части). В энергетике доля пассивных капиталовложений составляет 40-65% в зависимости от типа объекта.

Таблица 3.1.

Соотношения между K , $K_{об}$ и $K_{смп}$ в энергетике.

Тип энергопредприятия	Капитальные вложения, %		
	K	$K_{об}$	$K_{смп}$
Электростанции:			
АЭС	100	60	40
ТЭС		40	60
ГЭС		20	80
Электрические сети (с подстанциями) 35 кВ и выше	100	35	65

Капитальные затраты могут быть представлены как сумма условно-постоянных и условно-переменных затрат:

$$K = K_{п} + k_{пер} \times N_y, \quad (3.2)$$

где $K_{п}$ — постоянная часть капитальных затрат, не зависящая от установленной мощности объекта, руб.; $k_{пер}$ — удельная переменная составляющая капиталовложений, пропорциональная установленной мощности, руб./ед.мощности; N_y — установленная мощность объекта, кВт.

Условие разделения затрат — зависимость (переменные) или независимость (постоянные) от мощности электростанции. Увеличение мощности электростанции может быть вызвано масштабным фактором, т.е. возрастанием количества единиц основного энергетического оборудования или установкой оборудования большей единичной мощности.

Если представить капитальные затраты на единицу мощности, то можно получить удельные капиталовложения, руб/кВт:

$$k_{уд} = \frac{K_{п}}{N} + k_{пер}. \quad (3.3)$$

Удельные капитальные вложения зависят от типа агрегата, вида топлива, района строительства, единичной электрической и тепловой мощности агрегата, числа агрегатов.

Увеличение единичных мощностей агрегатов приводит, как правило, к снижению удельных капитальных затрат (рис.3.1а). При этом переход к все большим единичным мощностям ведет к относительно меньшим снижениям удельных капитальных затрат.

Это является результатом влияния двух факторов, действующих в противоположных направлениях:

- уменьшение доли условно-постоянных затрат, приходящихся на единицу установленной мощности;
- увеличение затрат, вызванных усложнением конструкций, использованием более высоких начальных параметров пара, более качественных материалов с ростом установленной мощности.

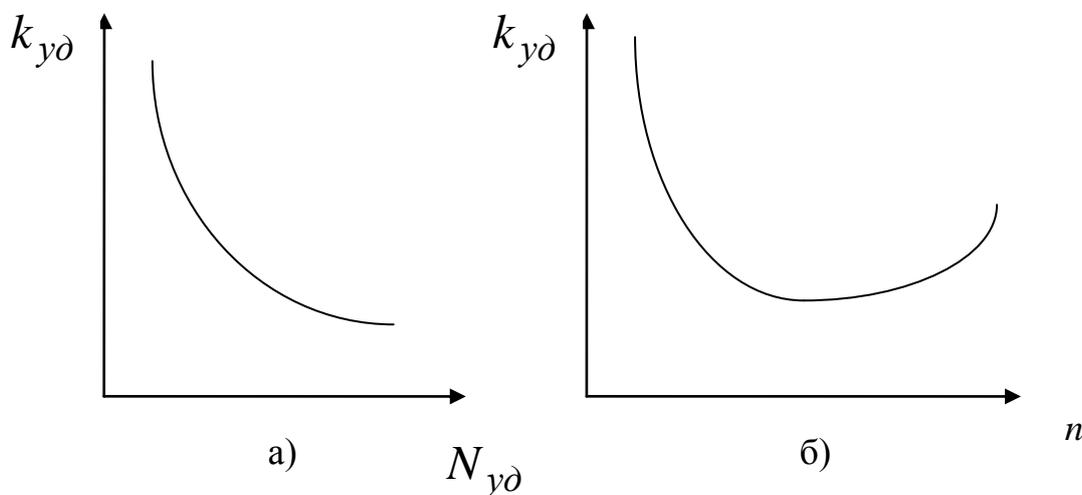


Рис. 3.1. Влияние на удельные капитальные затраты:

а) увеличения единичной мощности агрегатов; б) увеличения числа однотипных агрегатов.

Влияние увеличения числа однотипных агрегатов на удельные капитальные затраты неоднозначно. Вначале с увеличением числа агрегатов удельные капитальные затраты снижаются. С дальнейшим ростом числа агрегатов удельные капитальные затраты начинают расти. Это связано, главным образом, с удорожанием транспортных связей (рис.3.1, б).

Поэтому существует оптимальное наименьшее значение удельных капиталовложений, которому соответствует предельное число агрегатов. Большое количество единиц основного оборудования нецелесообразно располагать на одной территории, так как это потребует привлечения дополнительных, ничем не обоснованных финансовых ресурсов и приведет к снижению эффективности энергетического производства.

3.2. Виды проектно-изыскательских работ и стадии проектирования

Капитальное строительство каждого нового объекта носит практически индивидуальный характер и ведется в новых условиях, на новой строительной площадке: большое влияние на процесс строительства оказывают местные условия (геологические, топографические, климатические и др.), особенно это относится к гидроэлектростанциям. Поэтому для строительства каждого генерирующего энергообъекта и ЛЭП составляет проект – техническая проектная документация в полном

объеме. Исключение составляют объекты, выполняемые по типовым проектам для практически одинаковых объектов.

В общем случае для разработки документации на строительство зданий и сооружений установлен следующий порядок:

- предпроектная документация;
- схема развития и размещения отраслей народного хозяйства и отраслей промышленности (далее – «схемы»);
- технико-экономическое обоснование (ТЭО) строительства крупных и сложных предприятий и сооружений;
- технико-экономические расчеты (ТЭР) по технически сложным зданиям и сооружениям;
- проектная документация;
- рабочий проект для технически сложных объектов, возводимых преимущественно по типовым и повторно применяемым проектам;
- проект и рабочая документация для крупных и сложных предприятий и сооружений.

Проектирование энергообъектов осуществляется в два этапа:

1 этап – предпроектный;

На предпроектном этапе рассматриваются схема развития соответствующей отрасли и взаимосвязи ее с другими отраслями. Схема развития используется для анализа хозяйственной необходимости и экономической целесообразности создания данного объекта. Рассматриваются развитие энергосистемы в связи с созданием нового объекта, строительство сопряженных объектов — тепловых сетей, линий электропередач (ЛЭП), а также вопросы топливно-энергетического и электроэнергетического балансов. Проводятся технико-экономические расчеты по выбору энергообъектов и места их размещения, мощности, определяется его приблизительная стоимость. В результате принимается решение о создании (строительстве) объекта, в соответствии с которым заказчик передает все данные в специальные проектные организации. На основании этих материалов составляется бизнес-план.

2 этап – проектный.

Проектирование осуществляется в одну или две стадии. Если объект небольшой мощности и при проектировании могут быть использованы типовые решения, то проектирование ведется в одну стадию. При этом создается технорабочий проект. Применение типовых или повторных проектов значительно ускоряет и удешевляет проектные и конструкторские работы, сокращают сроки строительства. Типовым называется утвержденный проект, предназначенный для многократного использования при строительстве одинаковых объектов. Он содержит полный комплект рабочих чертежей с пояснительной запиской, спецификациями на оборудование и ведомостями потребных материалов, данными об объемах работ и прочими необходимыми для проведения строительно-монтажных работ сведениями. В случае применения типового проекта на конкретном объекте требуется привязка рабочих чертежей к местным условиям строительной площадки.

В основном энергообъекты проектируются в две стадии.

Первая — разработка (составление) технического проекта, в котором рассматриваются вопросы местоположение объекта (станции) и отдельных ее сооружений, мощность и сроки ввода по очередям, предполагаемый режим работы,

состав и тип оборудования, топливоснабжение и водоснабжение, транспортные коммуникации, организация строительства и методы производства работ и т.д. Решаются технические вопросы с экономической точки зрения: общая стоимость строительства и технико-экономические показатели станции. В конце составляется смета — свод затрат на создание объекта.

Вторая – разработка рабочих чертежей, где происходит увязка оборудования со строительно-монтажной площадкой. В результате формируется уточненная смета.

Все проекты до их утверждения проходят отраслевую экспертизу, в которой принимают участие представители эксплуатационных, строительных и монтажных организаций.

3.3. Сметная стоимость строительства

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

Смета является основным документом, по которому производятся расчеты между заказчиком и подрядчиком, ведется финансирование строительства. Сметы до их утверждения согласовываются с подрядными организациями и передаются им до начала строительства.

Сметы бывают *объектные*, содержащие расчет объемов работ и затрат на строительные работы, приобретение оборудования и его монтаж по отдельным объектам строительного комплекса и *сводные*, которые составляются на основе объектных смет.

Сводная смета к техническому проекту содержит две части (раздел А – капиталовложений в промышленное строительство и раздела Б – капиталовложений в объекты непроизводственного назначения – жилищного и гражданского строительства). В первой части отражены все затраты на создание объекта, начиная с затрат на подготовку территории строительства, заканчивая затратами на благоустройство территории построенного объекта:

- глава 1 – подготовка территории строительства;
- глава 2 – объекты основного производственного назначения;
- глава 3 – объекты подсобного и обслуживающего назначения;
- глава 4 – объекты энергетического хозяйства;
- глава 5 – объекты транспортного хозяйства и связи;
- глава 6 – внешние сети и сооружения водоснабжения, канализации, теплофикации, газификации;
- глава 7 – благоустройство и озеленение территории предприятия;
- глава 8 – временные здания и сооружения (на период строительства);
- глава 9 – прочие работы и здания;
- глава 10 – содержание дирекции строящегося предприятия и авторский надзор;
- глава 11 – подготовка эксплуатационных кадров;
- глава 12 – проектные и изыскательские работы.

Для электростанций с наличием в составе их водохранилищ (например, при возведении ГЭС) предусматривается глава 13, в которой учитываются работы и затраты по созданию водохранилища.

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

За итогом сметы указываются возвратные суммы, получаемые в процессе строительства и после завершения его (ликвидная часть стоимости временных зданий и сооружений, амортизационные отчисления по этим сооружениям и др.).

Для расчетов на предварительной стадии проектирования применяют укрупненные показатели стоимости (УПС). **УПС – это осредненные стоимости укрупненных единиц объемов работ или отдельных конструкций, позволяющих получить сметную стоимость всех работ без калькуляции стоимости всех строительных процессов.** В УПС на строительные работы в качестве удельных измерителей принимаются: 1 куб.м здания, 1 кв.м площади, 1 км наружных трубопроводов и т.д. По оборудованию в УПС измерителями являются: агрегат, турбина, трансформатор, кран, комплект и т.д.

В УПС указываются базисные цены, т.е. стоимость изделий без стоимости транспорта и заготовительных операций. Местная расценка (Π_m) определяется на основании базисной (Π_b) с учетом ряда поправок. Виды поправок, их значения и учет рассматриваются в соответствующих разделах по ТЭС, ГЭС и электросетевым предприятиям. Стоимость группы однотипных работ определяется по формуле:

$$K = \Pi_m \times U, \quad (3.4)$$

где U – объем работ в единицах, для которых определена Π_m .

Капитальные вложения в строительный комплекс связаны со сметными затратами следующим соотношением:

$$K = K_{см} - K_{возв} - \sum \alpha K_{смеж} + K_{буд} + K_{пред} + S_{\min \text{ об. ср}}, \quad (3.5)$$

где $K_{возв}$ – средства на организацию строительства, приобретение строительных материалов, которые могут по окончании строительства данного объекта частично использоваться на других стройках; составляют 10–20% от сметных затрат; $K_{смеж}$ – стоимость отдельных объектов, входящих в общий комплекс сооружений, используются не только данным предприятием, но и служат для других целей (водохранилище, железные и шоссейные дороги и др.); α – доля смежных затрат, относящихся к другим объектам; $K_{буд}$ – капитальные затраты будущих периодов; $K_{пред}$ – затраты на предшествующие строительству работы (геологоразведочные, проектные); $S_{\min \text{ об. ср}}$ – минимально необходимый размер оборотных средств для сдачи объекта в эксплуатацию.

Энергетика – отрасль большой капиталоемкости. Размер капиталовложений в энергетические установки и их структура зависят от многих факторов: типа оборудования и его мощности; числа и параметров устанавливаемых агрегатов; применяемых схем технологических связей, местные условия строительства.

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

3.4. Определение стоимости строительства ГЭС на разных стадиях проектирования

Схема – первый предпроектный документ. Применительно к гидроэнергетике целью схемы в самом общем выражении считается изучение возможности и перспектив использования гидроэнергетических ресурсов отдельных рек и водотоков, входящих в территориальную зону (административную, физико-географическую или экономическую). Составление "схемы" предполагает обязательное рекогносцировочное, инженерное, экологическое и социальное обследование и необходимый минимум полевых инженерных изысканий. В схеме использования гидроресурсов реки разрабатываются следующие основные вопросы:

- выявление технического и экономического потенциалов гидроэнергоресурсов рассматриваемой реки, при этом под техническим потенциалом понимается сумма технически возможных с инженерной точки зрения ГЭС на водотоке, создание которых допустимо по социально-экологическим условиям (без учета экономической целесообразности);
- выявление первоочередных объектов проектирования и последующего строительства без установления окончательных параметров и лимитной стоимости этих объектов.

В качестве примера одного из наиболее крупных предпроектных документов, разработанного институтом Гидропроект, можно назвать «Технико-экономический доклад об основных направлениях развития малой гидроэнергетики СССР». В нем рассмотрено более 2000 створов, из которых 100 было отнесено к числу первоочередных проектов. Пример региональной схемы – «Схема развития малой гидроэнергетики Северной Осетии», где из 25 рассмотренных объектов 11 отнесены к первоочередным.

Технико-экономическое обоснование (ТЭО). По существу это начало процесса проектирования конкретной ГЭС, хотя, как отмечалось, ему могут предшествовать проработки в рамках схемы. В ТЭО наряду с принципиальными техническими решениями, определяется общая стоимость строительства, которая не должна быть превышена на последующих стадиях. От последующих стадий ТЭО отличается, с одной стороны, максимальный временной лаг между периодом проектирования и началом строительства, тем более, момент его завершения, и, с другой, относительно минимальный объем и степень проработки проектных материалов, особенно в части технологии работ. Сложности определения стоимости усугубляются, как правило, отсутствием, на момент проектирования, подрядной организации.

Для использования в ТЭО строительства гидростанции существующая общегосударственная сметно-нормативная база определения стоимости, ориентированная на последующие стадии проектирования, не подходит. Поэтому были разработаны

ведомственные укрупненные показатели стоимости для строительства гидростанций (УПС ГЭС), соответствующие минимальной детальности исходных проектных материалов в ТЭО (Сборник укрупненных показателей стоимости для ТЭО строительства ГЭС и ГАЭС (УПС ГЭС-84), утвержденный Минэнерго СССР 06.06.1984 г.). Сборник предусматривает первоначальное определение стоимости работ для условий базисного района (Московская область) с последующей привязкой к местным условиям проектируемой стройки.

Для объектов основного назначения были разработаны УПС по основным видам гидротехнических работ (бетонные, земляные, каменные конструкции, туннели и т.д.). Разработка этих УПС была выполнена на основе единых районных единичных расценок (ЕРЕР) их укрупнением за счет технологических признаков. В результате в характеристиках ("шапках"), получаемых УПС, полностью отсутствует упоминание о применяемых типах механизмов, их грузоподъемности, емкости ковшей и т.п., что позволило чрезвычайно существенно уменьшить число УПС в сравнении с ЕРЕР, упростить их использование.

Поскольку перечень работ, для которых разработаны УПС, не включает ряд немассовых видов работ (водослив, гидроизоляция, сантехнические работы и т.п.), итоговая стоимость строительно-монтажных работ по гл. 13 увеличивается на 10% за счет так называемой "неполноты номенклатуры".

Кроме УПС по видам работ, Гидропроектом разработаны весьма специфические, еще более укрупненные показатели для определения затрат по главам 1,3-12 сводного расчета стоимости. Дело в том, что издавна сложилась практика, при которой в ТЭО относительно углубленно разрабатываются только гидротехнические сооружения (гл.2), объекты и затраты прочих глав рассматриваются весьма эскизно, что затрудняет по ним нахождение стоимости.

Учитывая это обстоятельство, на основании статистической обработки данных по ряду построенных ГЭС установлены процентные соотношения между стоимостью строительно-монтажных работ гидротехнических сооружений и затратами других глав. Эти соотношения дифференцированы по характерным районам страны, они подлежат некоторой корректировке в зависимости от конкретных условий района строительства и позволяют определить в ТЭО полную стоимость стройки. Для компенсации при такой методике возможных неучтенных факторов в ТЭО предусмотрена достаточно высокая норма резерва на непредвиденные работы и затраты, которая составляет 15-20% полной стоимости строительства.

Практика использования сборника УПС показывает, что, несмотря на повышенную норму непредвиденных расходов, стоимость на последующих стадиях все-таки превышает таковую, определенную в ТЭО. Для исправления этой ситуации, прежде всего, требуется углубление проработок по всему комплексу сооружений.

Проект. Гидростанции относятся, как правило, к сложным сооружениям и их проектирование осуществляется в две стадии – проект и рабочая документация.

Разработка проекта ведется непосредственно на основании утверждаемого ТЭО и материалов по выбору площадки. В проекте на основе конкурсного проектирования проводится необходимая доработка и детализация проектных решений, принятых в ТЭО, уточняются основные технико-экономические показатели, в том числе стоимость строительства.

Разделы проекта разрабатываются без излишней детализации в составе и объеме, достаточных для обоснования принимаемых решений, определения объемов работ, а также для правильного вычисления сметной стоимости строительства.

В состав документации, передаваемой заказчику, не включаются расчеты строительных конструкций, оборудования, объемов работ и т.п., а также материалы инженерных изысканий. Они могут быть представлены заказчику во временное пользование по его требованию.

В составе сметной документации составляется сводный сметный расчет стоимости строительства, средства в котором распределяются по 13 главам.

В гл. 13 включаются работы и затраты, связанные с подготовкой водохранилища (К13 гл. "А"), определяются специальными расчетами на основании "Положения о порядке проведения мероприятий по подготовке зон затопления водохранилищ в связи со строительством гидростанций и водохранилищ", утвержденного Правительством.

Положение определяет порядок установления затрат, связанных с переселением населения, переносом строений, подготовкой зоны затопления водохранилища (санитарная подготовка, лесосводка и лесочистка, изменение условий судоходства, охрана исторических памятников и т.д.). В смету на строительство гидростанций и водохранилищ включаются затраты на возмещение убытков землепользователям и водопользователям в связи с отводом земель для строительства гидроэлектростанции и водохранилища. Затраты, связанные с расширением и реконструкцией строений и сооружений, подлежащих переносу из зоны затопления водохранилищ, относятся на сметную стоимость гидроузлов.

Целесообразность проведения мероприятий по защите от затопления (обвалов и т.д.) должна быть обоснована технико-экономическими расчетами.

При определении капиталовложений по гл. 13 (К₁₃ гл. «А») значительную долю могут составить затраты по компенсации потерь сельскохозяйственного производства, связанные с изъятием сельскохозяйственных угодий. Они определяются в соответствии с постановлением Правительства «О возмещении убытков землепользователям и потерь сельскохозяйственного производства при отводе земель для государственных и общественных нужд. Потери сельскохозяйственного производства в этом постановлении рекомендуется оценить по нормативам стоимости освоения новых земель. Потери сельскохозяйственного производства не возмещаются при отводе земельных участков под строительство водохранилищ и мелиоративных систем, используемых для орошения земель сельскохозяйственного назначения.

Создание гидроузлов на реках, имеющих рыбохозяйственное значение, может приводить к нарушению условий естественного воспроизводства рыбных запасов (размораживание и нагула рыбы) в данном бассейне. В целях сокращения этого ущерба месторасположение, параметры и режим работы гидроузла должны выбираться с учетом интересов всех участников водохозяйственного комплекса, в том числе и рыбного хозяйства. Особое значение имеют объемы и внутригодовое распределение рыбохозяйственных попусков в низовьях рек. Необходимо иметь в виду, что ущерб рыбному хозяйству во внутренних водоемах наносится не только строительством гидроузлов, но и загрязнением воды, водозаборами, ростом безвозвратного потребления (не связанного с сооружением гидроузлов), лесосплавом и

другими факторами. Поэтому при проектировании необходимо проводить объективный анализ ущерба, который наносится только сооружением гидроузла.

На смету гидроузла относятся капиталовложения, необходимые для предотвращения или восстановления теряемого из-за сооружения гидроузла объема улова и его видового состава. При этом главное внимание обращается на мероприятия для расширенного воспроизводства наиболее ценных рыб (осетровых, лососевых). В состав рыбохозяйственных мероприятий, относимых на сметы гидроузлов, входят рыбоводные заводы, нерестово-выростные хозяйства, обводнение естественных и строительство искусственных нерестилищ, рыбопроходных и рыбозащитных сооружений и др. При невозможности или неэкономичности полного восстановления рыбопродуктивности водоема предусматривается компенсация потерь за счет строительства предприятий товарного рыбоводства (прудовых, озерных, тепловодных).

При возведении гидроузлов на судоходной реке может возникнуть ущерб народному хозяйству в связи с увеличением издержек на перевозки при изменении судоходных условий или передачей грузов на другие виды транспорта при прекращении транзитного судоходства, а также при переносе затопливаемых объектов и пр. Затраты по компенсации ущерба, наносимого водному транспорту, относятся на смету гидроузла. Основные из них – строительство судопропускных сооружений; осуществление мероприятий, связанных с обеспечением нормальных условий работы флота, портов, пристаней, причалов и промышленных предприятий в верхнем и нижнем бьефах гидроузлов и т.д. Ущерб на водном транспорте учитывается и для несудоходных рек, если в планируемый период возникает целесообразность организации на данной реке судоходства, но наличие гидроузла делает это невозможным или ухудшает его экономические показатели.

Рабочая документация. Последняя наиболее глубокая и детальная стадия проектирования, по материалам которой непосредственно возводятся сооружения. На этой стадии сметы на отдельные объекты и виды работ используются для расчетов за выполненные работы между подрядчиком и заказчиком. Рабочая документация содержит рабочие чертежи, разрабатываемые в соответствии с государственными стандартами СПДС.

По отдельным особо сложным объектам проектная организация при составлении рабочей документации может выполнять дополнительные проработки, уточняющие материалы проекта.

Учитывая длительный срок строительства гидростанций, сметы к рабочим чертежам разрабатываются постепенно под планируемый годовой объем строительномонтажных работ, т.е. практически за 6—9 месяцев до реализации проектных решений в натуре.

В комплексе вопросов определения стоимости строительства гидростанций существенное значение имеет правильная оценка влияния природных и экономических условий района строительства на стоимость проектируемого объекта. Кроме того, в процессе проектирования в ряде случаев возникают ситуации, требующие оперативной оценки изменения сметной стоимости гидроузлов при их строительстве в том или ином районе страны. Часто появляется необходимость учета изменения стоимости и во времени под воздействием инфляционных процессов либо других факторов.

Одним из факторов при определении затрат на строительные-монтажные работы – район строительства, для которого предусмотрены территориальные коэффициенты изменения стоимости строительных-монтажных работ гидроэлектростанций. Значения этих коэффициентов для некоторых ГЭС приведены в табл. 3.2.

Таблица 3.2

Территориальные коэффициенты изменения стоимости строительных-монтажных работ гидроэлектростанций

ГЭС, район строительства	Территориальный коэффициент
Бурейская на реке Буря (Дальний Восток)	1.54
Каскад ГЭС на реке Кемь (Кольский п/о)	1.25
Зарамагские (Сев.Осетия)	1.19
Ирганайская (Дагестан)	1.22
Богучанская на реке Ангара	1.68
Колымская	2.59
Вилуйская ГЭС-III (Якутия)	2.52
Курейская на реке Курейка	2.29

Главные *ценообразующие факторы, характеризующие величину территориального удорожания объекта*, как следует из анализа результатов расчета, это повышающие коэффициенты к заработной плате, тарифам на автоперевозки, для ряда районов размер накладных расходов, определяемых индивидуально для строительной организации, и уровень зимних удорожаний работ, устанавливаемых в зависимости от температурных условий района; очень существенный фактор – транспортные условия района, непосредственно сказывающиеся на стоимости привозных материалов.

Относительно высоким уровнем территориальных коэффициентов в таблице выделяются две группы гидроэлектростанций: Колымская, Вилуйская, Курейская и Бурейская, Богучанская. Объекты первой группы расположены в районах северней 60 параллели (так называемый район Крайнего Севера). Их объединяют максимальные значения повышающих коэффициентов к заработной плате (1.7) и тарифам на автоперевозки (2.2), высокие показатели норм накладных расходов и зимних удорожаний, этим объектам свойственны сложные транспортные схемы доставки материалов (для Колымской ГЭС – особо сложные, включая морской транспорт). Вторая группа объектов расположена также в тяжелых природно-климатических условиях, но южнее 60 параллели (районы, приравненные к району Крайнего Севера). Количественные показатели ценообразующих факторов и транспортные условия близки к первой группе, территориальные коэффициенты занимают промежуточное положение между районами Крайнего Севера и всеми другими районами, учтенными в расчете.

Заслуживают выделения и гидроэлектростанции, строящиеся в горных и предгорных условиях (Зарамагские, Ирганайская).

Отметим, что весь расчет территориальных коэффициентов учитывает изменение стоимости работ только под влиянием ценообразующих факторов.

Изменение стоимости работ под воздействием климатических, сейсмических или любых других не стоимостных факторов, могущих вызвать необходимость усиления конструкций, увеличения объемов работ, пересмотра марок бетона и т.п., остается за рамками этого расчета и подлежит прямому учету в процессе проектирования объекта.

Как отмечалось, сметная стоимость всех проектируемых гидроузлов определяется в сметных ценах, введенных с 1 января 1984 или 1991 г. Неизменность сметных цен обеспечивает сопоставимость всех стоимостных расчетов. Однако, с другой стороны, стоимость в ценах 1991 г. при нестабильности стоимостных показателей имеет условный характер, она не отражает текущий, т.е. сегодняшний уровень цен на строительную продукцию, в котором протекает деятельность подрядной организации.

3.5. Определение сметной стоимости строительства ГЭС

В проектных организациях разработаны укрупненные показатели стоимости (УПС) капитальных вложений, отнесенные на один энергоблок или котел и турбину в отдельности, с указанием доли затрат на оборудование и строительно-монтажные работы (СМР).

Рассмотрим методы определения капитальных вложений в отдельные объекты энергохозяйства предприятия при использовании укрупненных показателей: определение суммарных капиталовложений на основе сметной стоимости и использование показателя удельных капиталовложений.

1. Блочные тепловые электростанции:

$$K_{эс} = (K_1 + \sum K_{пi}) \times C_p \times C_t \times C_{инф}, \quad (3.6)$$

где K_1 , $\sum K_{пi}$ – капитальные вложения соответственно в первый и последующий агрегаты; C_p , C_t – коэффициенты, учитывающие район сооружения и вид топлива; $C_{инф}$ – коэффициент-дефлятор по основным средствам рассматриваемого года к базовому.

Затраты, связанные с установкой первого агрегата выделены отдельно, так как они выше, чем для последующих агрегатов. Это определяется тем, что для ввода первого агрегата необходимо произвести целый ряд затрат, которые являются общими для этого агрегата и последующих (подъездные пути, подготовка площадки, устройства связи и водоснабжения, часть главного корпуса и др.).

Удельные капитальные затраты в данный объект представляют собой отношение суммарных капитальных вложений в электростанцию $K_{эс}$ к установленной мощности объекта N , руб/ед.мощности:

$$k_{уд} = \frac{K_{эс}}{N}. \quad (3.7)$$

2. Электрические сети:

$$K_{эс} = K_{лэп} + K_{п.ст}. \quad (3.8)$$

Стоимость сооружения ЛЭП $K_{лэп}$ определяется ее основными параметрами: напряжением, типом опор, маркой проводов и конструкцией фазы, районом строительства, характеристикой трассы и климатическими условиями:

$$K_{лэп} = [k_{п} \sum (L_i \alpha_i) \alpha_{нв} + K_{в.пр} + K_{сп.п} + K_{св}] \times C_p + K_{доп.т} + K_{рем.б}, \quad (3.9)$$

где $k_{п}$ – удельные капитальные затраты на сооружение воздушных линий электропередач, проходящих по равнинной местности; L_i – длина участков трассы, проходящих в разных условиях (горах, районах промышленной застройки, болотах, поймах рек и т.п.); α_i , $\alpha_{нв}$ – поправочные коэффициенты, учитывающие условия про-

хождения трассы и скоростной напор ветра; $K_{в.пр}$ – стоимость вырубки просеки; $K_{сп.п}$ – стоимость сооружения спецпереходов через судоходные реки и каналы; $K_{св}$ – стоимость линий связи; $K_{рем.б}$ – стоимость ремонтных баз; $K_{доп.т}$ – стоимость транспортировки грузов, перевозимых для строительства ЛЭП, учитывается если расстояние перевозок более 20 км по железной дороге и более 5 км по трассе.

Капитальные затраты на сооружение подстанций определяются составом оборудования:

$$K_{п.ст} = (\sum K_i \times n_i + K_{пост}) \times C_p, \quad (3.10)$$

где K_i – расчетные стоимости распределительных устройств, трансформаторов, компенсирующих устройств, токоограничивающих реакторов, батарей конденсаторов, а также дополнительные капиталовложения линейных ячеек, оборудованных высокочастотной связью; n_i – соответственно число единиц перечисленного оборудования; $K_{пост}$ – постоянная часть затрат по подстанции, малозависящая от мощности подстанции (благоустройство территории, мастерские, лаборатории, диспетчерские пункты и др.).

3. Гидроэнергетические объекты

Стоимость строительства проектируемых гидроэнергетических объектов вычисляется по сводной смете, состоящей из двух частей:

- раздел А – капиталовложения в промышленное строительство;
- раздел Б – капиталовложения в жилищно-гражданское строительство.

Смета по разделу А включает вышеупомянутые 13 глав.

При проведении сметно-финансовых расчетов затраты по гл. 2 находятся прямым счетом:

$$K_i = \Pi_i \cdot V_i, \quad (3.11)$$

где Π_i – стоимость единицы строительно-монтажных работ по УПС; V_i – объем работ.

Значения стоимости единицы работ, приведенные в УПС, подлежат обязательной привязке к местным условиям проектируемой стройки. Привязку следует проводить по формуле:

$$\Pi_M = \left[\Pi_б \cdot K^M + P_б \cdot (K_1^3 \cdot K_2^3 - 1) + T_б \cdot (K^T - 1) + \sum M \cdot C_M \right] \cdot (1 + H_H), \quad (3.12)$$

где Π_M – стоимость единицы работ и конструкций в ценах проектируемой стройки;

$\Pi_б$ – стоимость для базисного района по соответствующему УПС; K^M – поправочный коэффициент по приложению 4 УПС к базисной стоимости, учитывающей увеличение затрат на эксплуатацию машин в районах, приравненных к Крайнему Северу; для других районов коэффициент следует принимать за 1.0; $P_б$ – заработная плата для базисного района, включая зарплату, входящую в стоимость эксплуатации строительных машин [УПС, гр. 5, табл.1]; K_1^3 – районный коэффициент к заработной плате рабочих [УПС, приложение 3]; K_2^3 – льготный коэффициент к заработной плате рабочих, установленный для района строительства; $T_б$ – стоимость автотранспорта для базисного района [УПС, гр. 6, табл.1]; K^T – поясной поправоч-

ный коэффициент к стоимости автотранспорта [УПС, приложение 3]; M – норма расхода привязываемых материалов и ресурсов на единицу работ и конструкций [УПС, гр. 7, табл.1]; C_M – единичная стоимость материалов, учитывающая местные условия; C'_M – разница в стоимости 1 кВт·ч электроэнергии для местных условий и учтенной в УПС (вводится только на УПС гидромеханизации 1,25–1,40); H_H – принятый размер накладных расходов и плановые накопления.

Стоимость монтажных работ следует принимать равной 12% стоимости технологического оборудования, в том числе заработная плата рабочих 4%; определенная таким образом стоимость монтажных работ включает накладные расходы и плановые накопления.

Стоимость монтажных работ подлежит привязке к местным условиям проектируемой стройки по формуле:

$$П_M^M = П_6^M + P_6^M \cdot (K_1^3 \cdot K_2^3 - 1), \quad (3.13)$$

где $П_6^M$ – базисная стоимость работ (12% стоимости оборудования); P_6^M – базисная величина заработной платы монтажных работ (4% стоимости оборудования); K_1^3 , K_2^3 – районный и льготный коэффициенты к зарплате.

Помимо всех перечисленных выше составляющих раздела «А» сметы, отдельно учитываются также непредвиденные затраты (K_{H3}). На стадии ТЭО согласно УПС они составляют 15-20% сметной стоимости 13 глав раздела «А». Таким образом, полная сметная стоимость строительства по разделу «А» составит:

$$K_A = K_{2 \text{ гл.} \text{«А»}} + K_{1, 3 - 12 \text{ гл.} \text{«А»}} + K_{13 \text{ гл.} \text{«А»}} + K_{H3}, \quad (3.14)$$

где $K_{H3} = 0,2 (K_{2 \text{ гл.} \text{«А»}} + K_{1, 3 - 12 \text{ гл.} \text{«А»}} + K_{13 \text{ гл.} \text{«А»}})$.

Раздел «Б» - стоимость объектов жилищного и гражданского назначения принимается в процентах (долях) общей сметной стоимости по разделу «А» без затрат по водохранилищу в следующих размерах:

10% - районы Европейской части бывшего СССР и Кавказа;

11% - Урал и Сибирь;

12% - районы, приравненные к районам Крайнего Севера.

Капиталовложения по разделу «Б» на стадии ТЭО определяются в виде:

$$K_B = (0,1 - 0,12) (K_A - K_{13 \text{ гл.} \text{«А»}}), \quad (3.15)$$

Полная сметная стоимость строительства (объем финансирования) :

$$K_{CM} = K_A + K_B, \quad (3.16)$$

На гидроузел $K_{ГУ}$ относят капиталовложения по разделу «А», за вычетом реализованных возвратных сумм $K_{возв}$, а также стоимость объектов, передаваемых различным ведомствам для дальнейшего использования $K_{перед}$. К возвратным суммам относятся следующие средства:

- от реализации материалов после разборки временных зданий и сооружений;
- от реализации попутно добываемых, но неиспользованных строительных материалов и пр.

3.6. Методы повышения эффективности капитальных вложений

В энергетике для обеспечения надежности энергоснабжения могут создаваться резервные установки, которые приводят к увеличению удельных капитальных вложений.

Высокая капиталоемкость энергетического оборудования обуславливает необходимость эффективного использования капиталовложений и изучения направлений возможного повышения их эффективности.

В электроэнергетике этого можно достигнуть за счет комплекса целенаправленных мероприятий: улучшением проектов, разработкой их с учетом опыта строительства и применением более совершенного энергетического и другого оборудования. В этих проектах должны использоваться новые перспективные компоновочные решения, строительные конструкции и материалы, а также предусматриваться более совершенная организация работ. Это позволит снизить трудоемкость и повысить производительность труда в энергетическом строительстве.

Повышение уровня индустриализации технологии и методов строительства электростанций и сетей, повсеместное внедрение сборных конструкций зданий и сооружений, сокращение площади застройки и протяженности технологических коммуникаций также способствует повышению эффективности капиталовложений. При сооружении дымовых труб и градирен широко применяются инвентарные переставные и скользящие опалубки.

Таким образом, *основные пути повышения эффективности капиталовложений:*

1) обеспечение согласованного срока ввода в эксплуатацию предприятий-изготовителей и предприятий-потребителей продукции, а также объектов жилищно-коммунального и культурно-бытового назначения;

2) увеличение мощностей на действующих предприятиях путем их расширения, реконструкции, внедрения передовой технологии, модернизации и замены устаревшего оборудования и других мероприятий, позволяющих повысить выпуск продукции с меньшими затратами и в более короткие сроки по сравнению с новым строительством;

3) сооружение экономически оправданных объектов большой мощности с установкой на них агрегатов большой единичной мощности, комбинированных энергетических и энерготехнологических агрегатов;

4) сооружение эффективных безотходных производств, обеспечивающих сохранение окружающей среды;

5) использование рациональных видов топлива, возобновляемых энергетических ресурсов и энергоносителей;

6) типизация отдельных элементов и сооружений в целом;

7) повышение уровня заводской готовности оборудования, строительных конструкций, уровня индустриализации строительства;

8) улучшение качества проектов и сокращение сроков их разработки.

В общем виде капиталовложения, относимые на гидроузел, могут определяться по формуле:

$$K_{г\text{у}} = K_{\text{А}} - K_{\text{возвр}} - K_{\text{перед}}, \quad (3.17)$$

где $K_{\text{возвр}}$ - возвратные средства; $K_{\text{перед}}$ - стоимость объектов, которые после завершения строительства передаются на баланс другим организациям (в том числе ВХК).

При использовании водотока только в энергетических целях капиталовложения, относимые на гидроузел $K_{\text{гв}}$, равны капиталовложениям, относимым на энергетику ($K_{\text{эн}}$). При комплексном использовании водотока капиталовложения в гидроузел на основе специальных расчетов распределяются между участниками комплекса – энергетикой, орошением, водоснабжением, водным транспортом и т.д. При этом естественно, $K_{\text{эн}} < K_{\text{гв}}$

При технико-экономических сопоставлениях часто применяются показатели удельных капиталовложений. В гидроэнергетике наибольшее распространение получили две характеристики – удельные капиталовложения на 1 кВт установленной мощности $k_{\text{ГЭС}}^N$ и удельные капиталовложения на 1 кВт среднемноголетней выработки электроэнергии $k_{\text{ГЭС}}^{\mathcal{E}}$:

$$k_{\text{ГЭС}}^N = K_{\text{эн}} / N_{\text{уст ГЭС}} \quad (3.18)$$

где $N_{\text{уст ГЭС}}$ – установленная мощность ГЭС (суммарная номинальная мощность всех генераторов, установленных на гидростанции, при расчетном $\cos \varphi$);

$$k_{\text{ГЭС}}^{\mathcal{E}} = K_{\text{эн}} / \mathcal{E}_{\text{ср ГЭС}}, \quad (3.19)$$

где $\mathcal{E}_{\text{ср ГЭС}}$ – среднемноголетняя выработка энергии на ГЭС.

Так как значительная часть ГЭС предназначена для работы в пиковой и полупиковой частях графика нагрузок, т.е. число часов использования установленной мощности менее 3500, а в базисной части графика нагрузок число часов использования ГЭС может достигать 6000-6500, то удельные капиталовложения на 1 кВт установленной мощности могут дать искаженное представление о ГЭС. Поэтому необходимо при сопоставлениях принимать во внимание оба вида показателей.

Пути снижения удельных капиталовложений в строительство ГЭС:

- комплексное использование водотока. В этом случае капиталовложения распределяются между участниками (компонентами) водохозяйственного комплекса и на энергетику относится только часть общих затрат;
- концентрация мощности на одной ГЭС. С увеличением установленной мощности стоимость одного установленного кВт (удельные капиталовложения) снижается;
- унификация оборудования, использование типовых решений;
- использование местных строительных материалов, не требующих перевозки на большие расстояния;
- совершенствование методов и организации строительно-монтажных работ.

Вопросы для самоконтроля

1. Какие стадии проектирования Вам известны? В чем состоят их основные особенности?
2. Раскройте способы определения стоимости строительства для разных стадий проектирования.
3. Охарактеризуйте виды смет, состав показателей сметы, содержание главы 13.
4. Чем отличаются сметные затраты и капитальные вложения?
5. Что такое укрупненные показатели стоимости, для каких целей они используются, каких видов бывают?

6. Расскажите о порядке составления сметно-финансового расчета затрат по гл.2.
7. Как определяется полная сметная стоимость строительства ГЭС?
8. Каковы пути снижения удельных капиталовложений?

ТЕМА 4

4. Ресурсы предприятия и их использование

4.1. Состав и характеристика фондов предприятия

Источниками формирования ресурсов предприятия являются различные виды капитала. Для ведения производственного процесса необходимы средства производства и предметы труда; для организации процессов заготовок и сбыта нужны денежные средства. При осуществлении производственно-хозяйственной деятельности предприятия формируют активы, которые в совокупности составляют денежные и вещественные средства предприятия.

Производительный капитал предприятия по способу его оборота и возврата делится на *основной* и *оборотный* (рис. 4.1).



Рис. 4.1. Классификация фондов предприятия

Основной капитал – это часть производительного капитала, рассчитанная на использование ее предприятием в течение длительного периода времени. Его стоимость переносится на стоимость готовой продукции постепенно по мере износа. За счет него формируются основные средства, нематериальные активы (НМА) и долгосрочные финансовые вложения (ДФВ).

Основные средства – это средства, либо непосредственно участвующие в производственном процессе, либо необходимые для его нормального течения. Они могут быть предназначены для ведения производственного процесса (основные производственные средства или средства труда – инвестиции в землю, производственные здания, транспорт, оборудование и т.д.) и для обслуживания социальных потребностей работников предприятия (основные непроизводственные средства -

детские сады, дома отдыха, стадионы и т.д.). Стоимость средств труда предприятия составляет его основные производственные фонды (ОПФ).

Под **нематериальными активами** понимают инвестиции в нематериальные объекты, которые способны приносить прибыль в течение ряда лет. Это стоимость объектов интеллектуальной собственности и иных имущественных прав: права пользования земельными участками и природными ресурсами; патенты; лицензии; авторские права; организационные расходы (плата за госрегистрацию, брокерское место и т.д.); торговые марки; товарные и фирменные знаки и т.п.

Долговременные финансовые вложения – это долгосрочные вложения в ценные бумаги (например, в акции).

Оборотным капиталом называют те активы, которые при нормальной хозяйственной деятельности предприятия меняют свои формы в относительно короткий срок (менее чем за 1 год). **Оборотный капитал – это та часть производительного капитала, стоимость которого в процессе потребления полностью переносится на продукт и целиком возвращается к предпринимателю в денежной форме в течение каждого кругооборота капитала.** Капитал, направленный на приобретение предметов труда называется производственным оборотным капиталом, а стоимость самих предметов труда – производственными оборотными средствами. Денежные средства предприятия, размещенные на различных счетах в банках, находящиеся в расчетах с поставщиками и подрядчиками и др. лицами, называются средствами обращения. Совокупность средств обращения и производственных оборотных средств носит название средств в обороте. Эти средства формируются за счет оборотного капитала. В составе оборотных средств наиболее существенное место занимают производственные запасы топлива, вспомогательных материалов и запасных частей для проведения ремонтных работ.

Капитал, направленный на создание средств производства предприятия (средств труда и предметов труда) принимает материализованную форму, а на создание средств обращения - сохраняет денежную форму.

Для энергетической отрасли характерен высокий удельный вес основных средств производства. Это связано со значительной капиталоемкостью энергетических объектов.

4.2. Структура и оценка основных средств

Основные средства – это средства, используемых в хозяйственном процессе, сроком службы более 1 года. Для них характерны следующие свойства:

- участвуя в производственном процессе, они сохраняют свою натуральную форму;
- многократно используются в течение всего срока службы;
- в процессе производства основные средства переносят свою стоимость на стоимость продукции по частям по мере износа;
- возмещение их стоимости происходит постепенно по мере реализации продукции.

В зависимости от основного назначения и характера выполняемых функций основные средства подразделяются в соответствии с классификатором на ряд групп и имеют для энергопредприятий следующую примерную структуру:

1. Здания производственно-технические, служебные и другие.
2. Сооружения (водопроводные, гидротехнические, канализационные и др.).
3. Передаточные устройства (электросети, теплосети, трубо- и газопроводы).
4. Машины и оборудование в том числе:
 - силовые машины и оборудование (генераторы, двигатели, котлы, турбины, электродвигатели, трансформаторы и т.д.);
 - рабочие машины и оборудование (металлорежущее, прессовое, химическое, электросварочное, электротермическое и т.д.);
 - измерительные и регулирующие приборы и устройства, лабораторное оборудование;
 - вычислительная техника.
5. Транспортные средства (конвейеры, электрокары, электровозы и т.д.);
6. Инструмент со сроком службы более одного года.
7. Производственный и хозяйственный инвентарь.
8. Прочие основные средства.

В составе основных средств учитываются земельные участки, объекты природопользования, находящиеся в собственности организации. Не относятся к основным средствам и учитываются в составе средств в обороте предметы, служащие менее одного года, независимо от их стоимости.

Структура основных средств существенным образом зависит от вида предприятия, отрасли промышленности, климатических и геологических условий.

Примерную структуру основных фондов характеризуют показатели, представленные в табл. 4.1.

Таблица 4.1

Ориентировочная структура основных, %

Отрасль промышленности	Здания	Сооружения	Передаточные устройства	Силовые машины и оборудование	Рабочие машины и оборудование	Транспортные средства	Прочие основные фонды	Всего
Вся промышленность	29	20	11	8	27	2	3	100
Электроэнергетика	14	16	33	33	1	1	2	100

Основные средства разделяются на активные и пассивные. Активные средства связаны непосредственно с производством продукции. Пассивные создаются с целью обеспечения нормальной работы оборудования и людей. Оборудование является активной частью средств труда, а здания и сооружения - пассивной. С повышением мощности энергооборудования растет доля активной части.

Основные средства могут быть производственного и непроизводственного назначения. К производственным относят средства, которые непосредственно участвуют в производственном процессе (машины, оборудование) и создают условия для нормального осуществления производственного процесса (здания, сооружения, передаточные устройства). В качестве непроизводственных основных средств рассматриваются жилье, медицинские, спортивно-оздоровительные и другие учреждения, обеспечивающие социальные нужды работников предприятия и числящиеся на балансе предприятия.

Учет и планирование основных средств ведутся в натуральной и денежной форме.

Натуральные измерители служат для определения технического состава и мощности оборудования, его состояния и возрастной структуры. Для этого проводится ежегодная инвентаризация основных средств и периодическая их паспортизация. Паспорта служат для оптимизации состава и структуры основных средств отрасли.

Стоимостная форма учета необходима для определения общей стоимости основных средств предприятия, установления их износа, начисления амортизации, расчета издержек производства, прибыли и рентабельности.

В связи с длительностью функционирования основных средств, их постепенным изнашиванием, изменением условий воспроизводства существует несколько видов денежной оценки основных средств.

Различают:

- первоначальную стоимость;
- восстановительную стоимость;
- балансовую стоимость;
- накопленный износ;
- остаточную стоимость;
- ликвидационную (ликвидную) стоимость.

Первоначальная стоимость – это стоимость, по которой основные средства приобретались, без НДС, с учетом затрат на доставку и монтаж. Основные средства принимаются на учет по первоначальной стоимости, т.е. по фактическим затратам их приобретения, сооружения, изготовления.

С течением времени меняются цены, тарифы, сметные нормы, происходит обновление технологии производства аналогичных видов оборудования. Все это приводит к несопоставимости стоимости средств, созданных в разные периоды времени, и затрудняет накопление достаточных средств (амортизации) для обновления средств. Поэтому периодически проводится переоценка стоимости основных средств. **Стоимость, присваиваемая фондам после переоценки, носит название восстановительной.** Восстановительная стоимость является расчетной на дату проведения переоценки. После переоценки в учете и отчетности, при начислении износа и при проведении экономического анализа используется восстановительная стоимость основных средств. Переоценке подлежат все основные средства независимо от степени износа, включая подготовленные к списанию.

Восстановительная стоимость рассчитывается путем умножения соответствующего коэффициента на балансовую стоимость каждого вида средств, числящихся на учете на дату переоценки.

$$K_B = \sum_{i=1}^n \beta_i \cdot K_{\delta i}, \quad (4.1)$$

где β_i – коэффициент переоценки по i -ой группе основных средств; $K_{\delta i}$ – балансовая стоимость по i -ой группе основных средств; n – число групп основных средств предприятия.

Начиная с 01.01.1998 г. организация имеет право не чаще одного раза в год (на начало отчетного года) переоценивать объекты основных средств по восстановительной стоимости путем индексации или прямого пересчета по документально подтвержденным рыночным ценам. При этом до вступления в силу указанной нор-

мы переоценка основных средств осуществлялась организациями исключительно в соответствии с постановлениями Правительства Российской Федерации. Переоценка осуществляется организацией самостоятельно либо с привлечением специалистов-экспертов. Метод прямой оценки полной восстановительной стоимости основных фондов является наиболее точным и позволяет исправить неточности, накопившиеся в результате применения среднегрупповых индексов в ходе предшествующих переоценок. Для документального подтверждения полной восстановительной стоимости объектов при применении метода прямой оценки по состоянию на 1.01.97 г. могут быть использованы: данные о ценах на аналогичную продукцию, полученные в письменной форме от организаций-изготовителей; сведения об уровне цен, имеющих у органов государственной статистики, торговых инспекций и организаций; сведения об уровне цен, опубликованные в средствах массовой информации и специальной литературе; экспертные заключения о стоимости объектов основных фондов.

Стоимость, по которой основные средства числятся на балансе предприятия, называется балансовой. Баланс – это документ, содержащий информацию об имуществе предприятия. Балансовая стоимость предприятия меняется при введении новых средств и списании изношенных, отслуживших свой срок. Для расчета основных технико-экономических показателей предприятия используют усредненное значение – **среднегодовую балансовую стоимость основных средств:**

$$K_{\text{ср.г}} = K_{\text{б}} + K_{\text{в.в}} \cdot \frac{T_{\text{в.в}}}{T_{\text{г}}} - K_{\text{выб}} \cdot \left(1 - \frac{T_{\text{выб}}}{T_{\text{г}}}\right), \quad (4.2)$$

где $K_{\text{б}}$ - балансовая стоимость основных средств на начало года; $K_{\text{в.в}}$ - балансовая стоимость i -ых вновь введенных средств в рассматриваемом периоде; $T_{\text{в.в}}$ - период эксплуатации вновь введенных основных средств в течение года; $T_{\text{г}}$ - рассматриваемый период времени (год); $K_{\text{выб}}$ - балансовая стоимость выбывших за год i -х средств; $T_{\text{выб}}$ - период эксплуатации выбывших основных средств в течение года.

В процессе эксплуатации основные средства изнашиваются. Стоимость основных средств погашается путем начисления износа. Износ может измеряться в процентах или в стоимостном выражении. Процент износа ($I_{\%}$) может быть определен как произведение нормы амортизации ($H_{\text{ам}}$) на срок эксплуатации ($T_{\text{э}}$) объекта основных средств:

$$I_{\%} = H_{\text{ам}} \cdot T_{\text{э}}. \quad (4.3)$$

Изношенная стоимость (списанная в виде износа) находится по формуле:

$$K_{\text{изн}} = K_{\text{б}} \frac{I_{\%}}{100}. \quad (4.4)$$

При проведении переоценки пересчитывается не только первоначальная стоимость основных средств, но и начисленный износ в стоимостном выражении.

При проведении экономического анализа используют и остаточную стоимость основных средств $K_{\text{ост}}$. **Остаточная стоимость** – это часть стоимости основных средств, которая еще не перенесена на произведенную продукцию. Остаточная стоимость определяется как разница между первоначальной стоимостью и суммой износа:

$$K_{\text{ост}} = K_{\text{б}} - K_{\text{изн}}. \quad (4.5)$$

При ликвидации (списании с баланса) основные средства могут быть полностью или частично реализованы. Стоимость реализации отработавших и демонтированных основных средств называется ликвидной или ликвидационной стоимостью ($K_{лик}$).

4.3. Износ основных средств

Износом называется постепенная утрата основными средствами их стоимости в процессе функционирования. Различают физический износ, моральный, социальный, экологический.

В результате физического износа происходит ухудшение технико-экономических характеристик оборудования (снижается мощность, увеличиваются расходы сырья, материалов и топлива и т.п.), старение основных средств, рост затрат на их восстановление. **Физический износ бывает двух видов: эксплуатационный** – вызванный активной работой оборудования **и естественный** – под воздействием внешних факторов (например, влажности и температуры), не связанных с эксплуатацией.

Физический износ происходит неравномерно в течение срока службы оборудования, а также неравномерно изнашиваются отдельные детали и узлы. Например, предельный срок службы базовых (несменяемых) узлов энергетических агрегатов (корпуса турбины и др.) составляет не менее 50 лет, в то время как другие узлы служат гораздо меньше и заменяются при очередном восстановительном ремонте. В связи с этим выделяют частичный и полный физический износ техники. Первый возмещается с помощью капитальных ремонтов, второй – полной заменой оборудования. Финансовыми источниками для указанных мероприятий являются соответственно ремонтный фонд и фонд амортизационных отчислений, формируемые на предприятии. Степень физического износа зависит от интенсивности, сроков и условий эксплуатации оборудования, квалификации обслуживающего персонала, качества ремонта и других факторов.

Износ может быть определен либо исходя из нормы амортизации и срока эксплуатации объекта, либо на основе экспертной оценки технического состояния основных средств.

Моральный износ выражается в обесценивании средств труда до окончания их физического срока службы в результате создания новых более производительных и экономически выгодных видов оборудования. Экономическая целесообразность замены устаревшего оборудования ранее срока физического износа определяется специальными расчетами.

Моральный износ оборудования и технических устройств может быть также частичным или полным. Частичный износ наступает с началом серийного производства новой модели. В эксплуатации он может компенсироваться модернизацией соответствующей техники.

Полный износ имеет место, когда новое оборудование занимает доминирующее положение в парке действующего оборудования. В этом случае необходимой становится замена морально устаревшего оборудования. Различают **моральный износ 1-го рода**, когда появляется точно такое же оборудование по более низкой цене, и **моральный износ 2-го рода**, когда на рынке предполагается оборудование

того же назначения, но с улучшенными технико-экономическими характеристиками, более экономичное.

Социальный износ основных средств наступает в случае использования техники, не соответствующей современным социальным требованиям (вызывающей профессиональные заболевания, имеющей недостаточный уровень автоматизации производства и т.д.).

Экологический износ наступает, если основные средства не соответствуют современным требованиям охраны окружающей среды и рационального природопользования.

4.4. Амортизация основных средств

Важным финансовым инструментом обновления и повышения технического уровня основных фондов, особенно их активной части – оборудования – является амортизация. **Амортизация – это процесс постепенного перенесения стоимости изношенной части основных средств на производимую продукцию с целью образования фонда денежных средств, для последующего полного или частичного их восстановления.** Амортизационные отчисления производятся по законодательно утверждаемым нормам, зависящим от срока полезного использования различных видов основных средств.

В настоящее время по Налоговому кодексу установлено **два способа начисления амортизации: линейный и нелинейный** (по сумме чисел лет полезного использования, уменьшаемого остатка, пропорционально объему произведенной продукции). При использовании линейного способа и способа по сумме чисел лет полезного использования для начисления амортизации используется первоначальная стоимость основных средств и норма амортизации (процент ежегодных отчислений в амортизационный фонд от балансовой стоимости основных средств), определенная по установленным правилам. Способ уменьшаемого остатка предполагает начисление амортизации от остаточной стоимости на основе повышенных в два раза норм, определенных для линейного способа.

Наибольшее распространение на энергопредприятиях получил линейный способ начисления амортизации. К тому же этот способ с 2002 года может использоваться для целей как бухгалтерского, так и налогового учета. Связь между сроком полезного использования и нормой амортизации при линейном способе обратная: $N_{ам} = 1 / T_{сл}$. Норма амортизации это процент ежегодных отчислений в амортизационный фонд от балансовой стоимости основных средств.

Ежегодные отчисления на амортизацию по каждому виду основных средств определяются по выражению:

$$I_{ам} = N_{ам} K_б, \quad (4.6)$$

где $N_{ам}$ – норма амортизационных отчислений; $K_б$ – балансовая стоимость основных средств.

По истечении срока полезного использования сумма амортизационных отчислений становится равной первоначальной (восстановительной) стоимости средств с учетом всех переоценок, т.е. заканчивается цикл перенесения стоимости на произведенную продукцию. При наличии ликвидационной стоимости сумма амортизационных отчислений ($\sum I_{ам}$) за срок полезного использования составит:

$$\sum I_{\text{ам}} = K_{\text{б}} - K_{\text{лик}}, \quad (4.7)$$

где $K_{\text{лик}}$ - ликвидная стоимость основных средств.

Амортизационный фонд служит одним из главных источников собственных инвестиционных ресурсов предприятия. Его средства могут использоваться:

- на приобретение нового оборудования вместо выбывшего;
- на модернизацию оборудования;
- на механизацию и автоматизацию производственных процессов;
- на выполнение НИОКР;
- на реконструкцию, техперевооружение и расширение производства;
- на новое строительство.

Необходимо отметить, что амортизационные отчисления учитываются как расходы предприятия, подлежащие вычету из доходов при налогообложении. В результате величина амортизационных отчислений сказывается на сумме налога на прибыль. Эту зависимость государство может использовать для стимулирования обновления основного капитала.

4.5. Показатели эффективности использования основных средств

Доля основных средств в общем объеме производственных фондов составляет 70% и более, поэтому от того, как они используются, зависят экономические результаты работы предприятия.

Для характеристики эффективности использования основных средств энергопредприятия служит такой показатель, как **фондоотдача или коэффициент оборачиваемости (оборот) основных средств** (капитала), который определяется как отношение выручки от реализации (O_p) продукции к среднегодовой балансовой стоимости основных средств ($K_{\text{ср.г}}$):

$$\Phi_o = \frac{O_p}{K_{\text{ср.г}}}. \quad (4.8)$$

Коэффициент оборачиваемости основных средств характеризует способность предприятия производить и реализовать продукцию на основе имеющихся средств труда.

Обратным показателю фондоотдачи является – **фондоёмкость**. Этот показатель характеризует стоимость основных средств, вложенную с целью получения рубля реализованной продукции.

$$\square \Phi_e = \frac{K_{\text{ср.г}}}{O_p}. \quad (4.9)$$

Повышение фондоотдачи возможно при увеличении объема реализованной продукции на имеющемся оборудовании.

Объем реализованной продукции (выручка от реализации) зависит от количества и цены отпущенной потребителю продукции и находится как их произведение.

Объем полезно отпущенной энергии для электростанций, работающих в составе энергосистемы, зависит от графика нагрузки потребителей и состава мощностей энергосистемы и не может быть произвольно увеличен. В то же время степень использования электростанции в покрытии графика нагрузки потребителей зависит от

характеристик её оборудования: экономичности, мощности, маневренности, типа, вида используемого топлива. Поддержание высокого уровня готовности оборудования к несению нагрузки, своевременное и качественное проведение ремонтов, бесперебойное обеспечение производства оборотными средствами, в первую очередь топливом и запасными частями для ремонта, повышение экономичности энергетического оборудования способствует повышению эффективности использования основных средств энергопредприятий.

Характеристикой стоимости основных средств, приходящейся на одного работника, является коэффициент **фондовооруженности**, который показывает какая стоимость основных средств находится на вооружении одного рабочего:

$$\Phi_{\text{в}} = \frac{K_{\text{ср.г}}}{n}, \quad (4.10)$$

где $K_{\text{ср.г}}$ - среднегодовая стоимость основных средств предприятия; n - численность промышленно-производственного персонала.

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

Повышение эффективности использования основных средств энергопредприятий неразрывно связано с режимом эксплуатации основного энергетического оборудования. Для характеристики использования оборудования и его рабочей мощности существует система коэффициентов:

- коэффициент экстенсивного использования оборудования ($\beta_{\text{э}}$);
- коэффициент интенсивного использования оборудования ($\beta_{\text{и}}$);
- интегральный коэффициент ($\beta_{\text{инт}}$);
- число часов использования установленной мощности ($h_{\text{у}}$).

Первые два показателя характеризуют использование оборудования с разных сторон: по времени нахождения в работе и по загрузке установленной мощности. **Коэффициент экстенсивного использования оборудования** представляет собой отношение фактического времени работы ($T_{\text{р}}$) и календарного ($T_{\text{к}}$):

$$\beta_{\text{э}} = \frac{T_{\text{ф}}}{T_{\text{к}}} \leq 1, \quad (4.11)$$

$$T_{\text{ф}} = T_{\text{к}} - \sum t_{\text{пр}}, \quad (4.12)$$

где $\sum t_{\text{пр}}$ – время простоя оборудования.

Чем больше $\beta_{\text{э}}$, тем эффективнее работает оборудование. Увеличение коэффициента экстенсивности можно добиться за счет снижения времени нахождения в простое. Повышение этого коэффициента для энергетического оборудования возможно при сокращении времени простоя оборудования в ремонте и удлинении межремонтных периодов.

Коэффициент интенсивного использования оборудования определяется по формуле:

$$\beta_{\text{и}} = \frac{N_{\text{ср}}}{N_{\text{у}}} \leq 1, \quad (4.13)$$

где $N_{\text{ср}}$ - средняя загруженная мощность оборудования; N_y - установленная мощность оборудования.

Росту коэффициента интенсивности способствуют внедрение новой технологии и совершенствование существующей, автоматизация и механизация производственных процессов.

Для энергетических объектов этот коэффициент зависит от технических параметров оборудования, состава, вида используемого топлива, экологических характеристик.

Последние два показателя комплексно характеризуют степень использования оборудования. **Интегральный коэффициент** – это произведение экстенсивного и интенсивного коэффициентов:

$$\beta_{\text{инт}} = \beta_{\text{э}} \cdot \beta_{\text{и}}. \quad (4.14)$$

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

$$h_y = \frac{\mathcal{E}_r}{N_y}. \quad (4.15)$$

Применение временного измерителя для характеристики использования оборудования удобно и нашло широкое применение в энергетике. Число часов использования установленной мощности показывает такое количество часов, которое требуется для производства на данном энергооборудовании электроэнергии, равной фактической годовой выработке при условии постоянной работы на полной установленной мощности.

Для различных типов электростанций этот показатель имеет характерные значения и зависит от того в покрытии какой части графика нагрузки потребителей участвует данная электростанция. Электростанции, работающие в базовой части графика нагрузки (крупные КЭС, ТЭЦ) имеют число часов использования установленной электрической мощности на уровне 6500 - 7000 ч/год; в полупиковой части - 4500 - 6500 ч/год; в пиковой части 3000- 4500 ч/год.

Таким образом, повышения эффективности использования основных средств можно достигнуть путем их технического совершенствования, оптимизацией состава, структуры и режимов использования, сокращением простоев оборудования.

ТЕМА 5

4.6. Экономическая сущность, состав и структура оборотных средств

Для производства продукции и ее реализации наряду с основными средствами необходимы оборотные. Оборотные средства это денежные средства предприятий необходимые для их текущей деятельности, создания производственных запасов, проведения хозяйственных операций.

Под оборотными средствами понимают стоимостное выражение предметов труда, которые целиком потребляются в одном производственном цикле, полностью переносят свою стоимость на изготавливаемый продукт и требуют постоянного воспроизводства в натуральной форме.

Оборотные средства состоят из производственных оборотных средств и средств обращения. Оборотные средства обеспечивают производственный процесс, средства обращения обслуживают сферу обращения.

К производственным оборотным средствам относятся:

- производственные запасы сырья, топлива, основных и вспомогательных материалов, запасных частей, полуфабрикатов (ПЗ);
- незавершенное производство включает в себя стоимость продукции, находящейся в данное время в стадии изготовления (НП);
- расходы будущих периодов – это затраты на подготовку к выпуску новой продукции, НИР, ОКР (РБ).

К средствам обращения можно причислить:

- изготовленную и находящуюся в процессе реализации готовую продукцию (РГП);
- имеющиеся в распоряжении предприятия денежные средства, необходимые для выплаты заработной платы, закупки сырья, материалов; средства, находящиеся в расчетах с поставщиками и подрядчиками (ДС);
- дебиторскую задолженность (ДЗ);
- готовую продукцию на складе (ГПС).

Классификация оборотных средств представлена на рис. 4.2.

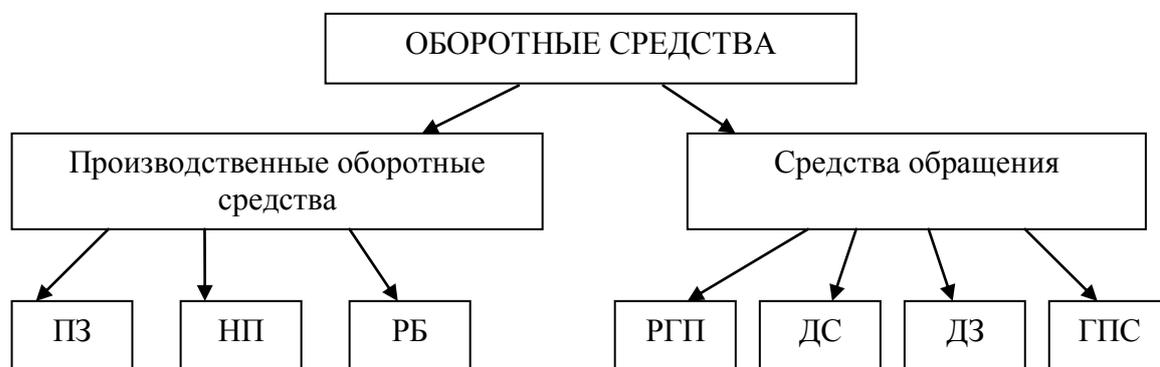


Рис. 4.2. Классификация оборотных средств

Для энергетических предприятий процесс производства продукции и ее потребление практически совпадают. Поэтому в средства обращения для энергетики входят только денежные средства и дебиторская задолженность.

Оборотные средства всегда находятся в движении и совершают кругооборот, переходя из сферы производства в сферу обращения и наоборот. Следовательно, возможности улучшения их использования находятся как в сфере производства, так и в сфере обращения.

Для начала производственного процесса кроме основных средств необходимы денежные ресурсы для приобретения сырья, материалов и других предметов труда, входящих в состав оборотных средств. Иначе говоря, надо иметь *капитал в денежной форме*. Но капитал не станет капиталом, если не будет пущен в оборот. Для этого на данную денежную сумму предприниматель закупает на рынке ресурсы (сырье, материалы, машины, рабочую силу). Таким образом, **первой стадией** движения капитала является закупка товаров-ресурсов. Происходит превращение денежного капитала в производительный (деньги – товары – факторы производства).

Материальные оборотные средства поступают в производство, там рабочими с использованием средств и предметов труда создается продукция, т.е. экономическим содержанием **второй стадии** является производительное потребление средств производства и рабочей силы. В его результате создается товар, стоимость которого выше, чем стоимость затраченных ресурсов. На этой стадии капитал меняет производительную форму на товарную.

На **третьей стадии** осуществляется реализация товара. Реализовав продукцию, предприятие получает денежные средства, которые покроют затраты и принесут прибыль. Завершается один оборот действия оборотных средств. Капитал меняет товарную форму на денежную. Причем величина денежного капитала в конце рассмотренного кругооборота выше, чем в начале.

Кругооборот капитала – это непрерывное движение капитала, в котором он последовательно превращается из одной функциональной формы (денежной, производительной, товарной) в другую и возвращается к исходной форме.

Кругооборот оборотных средств считается завершенным только в тот момент, когда после реализации готовой продукции оборотные средства возвращены предприятию в денежной форме, т.е. поступили на расчетный счет предприятия.

Движение капитала не ограничивается одним оборотом. Предприниматель снова и снова пускает в ход свой капитал. В силу этого формула кругооборота капитала принимает вид бесконечной спирали.

Оборот капитала – кругооборот капитала, рассматриваемый не как единичный акт, а как постоянно повторяющийся процесс.

Для осуществления деятельности предприятия предприниматель не должен забывать два *золотых правила*.

Правило 1. Капитал предприятия должен одновременно находиться в трех формах: денежной, производительной, товарной.

Правило 2. Возможность успешной деятельности предприятия заключена в бесперебойности смены капиталом своих форм.

Если капитал задерживается на первой фазе ($D - T$), то денежный капитал изымается из обращения, превращаясь в сокровище. При задержке на производительной фазе средства производства и рабочая сила оказываются бездействующими. Если капитал застревает на товарной фазе своего движения ($T' - D'$), то товары не реализуются, и процесс кругооборота не может быть возобновлен.

Структура оборотных средств определяется особенностями технологии производства, длительностью производственного цикла и условиями материально-технического снабжения.

При производстве тепловой и электрической энергии почти все оборотные средства сосредоточены в производственных запасах. Для электростанций характерен большой удельный вес топлива и запасных частей для ремонта, вспомогательных материалов. Практически отсутствует незавершенное производство, так как на электростанциях процесс производства энергии является непрерывным и оборотные средства превращаются в энергию без накопления на промежуточных стадиях и преобразования энергии из одного вида в другой.

Оборотные средства образуются за счет целого ряда источников. Различаются группы источников: собственные денежные средства, привлеченные и чужие (заемные). Собственными источниками финансовых ресурсов являются: прибыль; аморти-

тизационные отчисления; средства, полученные от продажи ценных бумаг; паевые и иные взносы юридических и физических лиц и другие поступления денежных средств (пожертвования, благотворительные взносы и т.п.). К заемным источникам относятся кредит и займы, средства от реализации залогового свидетельства, страхового полиса. Привлеченные средства образуются на предприятии из-за периодичности выплат заработной платы, страховых платежей и т.п. В период между платежами, начисленные, но еще не выплаченные средства могут использоваться на другие хозяйственные нужды.

Оборотные средства также классифицируются по признаку нормируемости.

Различают нормируемые и ненормируемые оборотные средства.

К **нормируемым оборотным средствам** относятся производственные запасы, незавершенное производство, расходы будущих периодов и готовая продукция, находящаяся на складах предприятия. Наряду с основными средствами они входят в состав имущества предприятия.

Не подлежат нормированию денежные средства предприятия, средства в расчетах и отгруженная продукция. Преобладающую часть оборотных средств составляют нормируемые оборотные средства.

Нормирование оборотных средств заключается в установлении норм запаса в днях и нормативов в натуральном и денежном выражении.

Абсолютный размер запасов в натуральной форме необходим для расчета складских площадей при планировании материально-технического снабжения и определении количества завозимых материалов.

Денежные выражения запасов необходимы при планировании оборотных фондов и составлении финансовых планов, а также при определении оборачиваемости оборотных средств.

Норма запаса в днях зависит от вида планируемого запаса (текущий, транспортный, страховой и т.д.). Для **текущего запаса**, который обеспечивает производство в период между поставками (на нужды производства при эксплуатации оборудования или его ремонте), норма запаса принимается, как правило, в размере половины длительности интервала между поставками. **Страховой запас**, используемый для создания гарантий при задержках в поступлении оборотных средств, составляет примерно 50% от текущего, но в настоящих условиях оправдано и более высокое его значение.

Время пребывания средств в **транспортном запасе** – это частное от деления значения средних остатков материалов в пути на средний однодневный расход материалов в производстве. Средний остаток оплаченных материалов в пути и однодневный расход материалов в производстве определяются по фактическим данным за квартал.

Время пребывания материалов на приемке, разгрузке, складировании и подготовке к производству определяется по фактически сложившимся данным. Это время, как правило, очень незначительно, поэтому им можно пренебречь при расчете, если речь не идет о производстве, технология которого требует специального подготовительного периода, предшествующего использованию материалов в производстве.

Планировать минимальное количество материальных запасов нужно для того, чтобы выявить излишки производственных запасов или их дефицит. Имея инфор-

мацию о том, сколько у предприятия на балансе лишних для производства материалов или, наоборот, сколько их не хватает, предприятие вырабатывает свою линию поведения в отношениях с банками, поставщиками, биржами и т.д.

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

$$S_{\text{ср.г}} = [(S_{1.01}^H + S_{31.12}^H)/2 + S_{1.04}^H + S_{1.07}^H + S_{1.10}^H]/4, \quad (4.16)$$

где $S_{1.01}^H$, $S_{31.12}^H$, $S_{1.04}^H$, $S_{1.07}^H$, $S_{1.10}^H$ - стоимость нормируемых оборотных средств на начало и конец года и на первое число каждого квартала соответственно.

4.8. Показатели эффективности использования оборотных средств

Эффективность использования оборотных средств на предприятии характеризуется показателями оборачиваемости и времени или периода их оборота.

Коэффициент оборачиваемости оборотных средств (число оборотов) характеризует скорость оборота. В нашей стране принято определять оборачиваемость оборотных средств как отношение выручки от реализации продукции к среднегодовой сумме оборотных средств предприятия:

$$n_{\text{об}} = \frac{O_p}{S_{\text{ср.г}}}. \quad (4.17)$$

Коэффициент оборачиваемости показывает, на какую сумму реализовано готовой продукции за счет каждого рубля оборотных средств в данный период времени.

Период, или время оборота а оборотных средств или их элементов преобразует предшествующие показатели в дни. Таким образом, среднее время оборота оборотных средств рассчитывается по выражению:

$$t_{\text{об}} = \frac{t_{\Gamma}}{n_{\text{об}}}, \quad (4.18)$$

где t_{Γ} - рассматриваемый календарный период, как правило, год (360 дней), $n_{\text{об}}$ - коэффициент оборачиваемости оборотных средств.

При сокращении продолжительности оборота оборотных средств происходит их высвобождение или при неизменных оборотных средствах возможность дополнительного выпуска продукции. Ускорение оборачиваемости оборотных средств во многом зависит от уровня применяемой техники, технологии, организации производства и труда, состояния нормативной базы, материально-технического снабжения, своевременного погашения задолженностей со стороны покупателей продукции, ускорения прохождения платежных документов и т.д.

При оценке показателей эффективности оборотных средств для каждого отдельного предприятия целесообразно использовать данные по себестоимости отпущенной продукции.

Могут возникнуть существенные различия между отпущенной энергией и оплаченной потребителями. Это особенно сильно проявляется при задержках платежей со стороны промышленных потребителей энергии.

Ускорение оборачиваемости оборотных средств увеличивает эффективность работы предприятия.

К факторам ускорения оборачиваемости оборотных средств можно отнести:

- увеличение выпуска продукции и ускорение ее реализации. Это может быть достигнуто за счет улучшения использования производственных фондов, уменьшения времени ремонта оборудования, недопущения аварийного выхода оборудования из строя, повышения качества продукции, снижения ее себестоимости;
- уменьшения сверхнормативных производственных запасов и материалов, увязанных с графиком ремонта;
- экономические режимы работы оборудования, механизацию и автоматизацию технологических процессов, которые способствуют уменьшению необходимого количества оборотных средств.

Следовательно, повысить эффективность использования оборотных средств можно путем оптимизации производственных запасов; введением режима снижения материальных затрат (прежде всего расхода топлива, вспомогательных материалов); нормализацией взаимоотношений с поставщиками и потребителями; совершенствованием системы тарифов на энергетическую продукцию; оптимизацией режимов использования основного энергетического оборудования.

Улучшение использования основных производственных средств и ускорение оборачиваемости оборотных средств позволяет получить больше продукции на каждый рубль производственных фондов, увеличить прибыль и рентабельность предприятия.

Вопросы для самоконтроля

1. Назовите состав производственных фондов.
2. Перечислите главные отличительные признаки основных и оборотных средств.
3. Охарактеризуйте основные производственные фонды. Как они участвуют в процессе производства?
4. Что такое амортизация? Чему равна норма амортизации?
5. Перечислите и охарактеризуйте основные показатели использования основных средств.
6. Как изменится коэффициент фондоемкости при увеличении числа часов использования установленной мощности?
7. Какова экономическая сущность оборотных производственных средств?
8. Назовите составляющие оборотных средств.
9. Перечислите и охарактеризуйте основные показатели использования оборотных средств.
10. Каким образом можно повысить эффективность использования оборотных средств?

ТЕМА 6

5. Организация труда и заработной платы

5.1. Основы научной организации труда (НОТ)

Под организацией труда понимают систему целенаправленных действий по объединению, согласованию, упорядочению деятельности людей в процессе производства. НОТ представляет собой процесс совершенствования организации труда на основе достижений науки и техники, физиологии и гигиены труда, и направлена на улучшение организационных форм использования живого труда.

НОТ призвана решить комплекс важнейших задач:

- экономических – повышение производительности общественного труда до высшего мирового уровня, эффективное использование материальных и трудовых ресурсов,
- психофизиологических – всемерное оздоровление и облегчение условий труда, повышение его содержательности и привлекательности,
- социальных – всестороннее развитие человека.

Основными направлениями НОТ на промышленных предприятиях являются:

- рациональное разделение и кооперация труда,
- совершенствование и организация обслуживания рабочих мест на основе их аттестации и рационализации,
- внедрение передовых приемов и методов труда,
- подготовка и повышение квалификации кадров,
- совершенствование нормирования труда,
- улучшение условий труда.

Любой труд должен быть организован. *Организация труда* – система мероприятий, обеспечивающих рациональное использование рабочей силы

Организация труда состоит в проведении следующих мероприятий:

- расстановка людей в производстве;
- разделение и кооперация труда;
- организация рабочего места;
- нормирование труда (определение различными специальными методами норм выработки, времени обслуживания или численности);
- создание необходимых условий труда.

Разделение труда (разграничение деятельности людей в процессе совместного труда):

а) по функциональному признаку (рабочие, служащие, основные, вспомогательные);

б) по признаку сложности и точности выполняемых работ (по специальностям и уровню квалификации).

Кооперирование труда (совместное участие людей в одном или разных процессах труда) – установление рациональных производственных связей между исполнителями и подразделениями (межцеховые, внутрицеховые, бригадные связи). При этом бригады могут быть специализированные, комплексные, сменные и сквозные (рабочие всех смен).

В ряде этих случаев необходимо устанавливать для персонала **зону обслуживания** (совокупность агрегатов, приборов, механизмов, которые необходимо обслуживать работнику в его трудовой деятельности) или определить **рабочее место**, или **служебные обязанности**.

Следующим этапом в организации труда персонала предприятия является установление (разработка) норм времени на выработку продукции.

Норма – это количество какого-либо ресурса, которое необходимо затратить для качественного выполнения заданной (требуемой) работы в определенных организационно-технических условиях. **Нормативная база** – совокупность внедренных (применяемых) на предприятии норм. Различают:

- технические нормы (расход материалов, сырья, топлива, в том числе удельные расходы топлива, энергии);
- трудовые нормы.

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

Применяются следующие виды норм:

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

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

$$\boxed{\phantom{N_{вр}^{осн} + N_{вр}^{всп} + N_{вр}^{но} + N_{вр}^{п.-з.}}}, \quad (5.1)$$

где $N_{вр}^{осн}$ – затраты времени на производство основной продукции; $N_{вр}^{всп}$ – затраты времени на производство вспомогательной продукции; $\boxed{\phantom{N_{вр}^{но}}}$ – затраты времени на организацию рабочих мест; $N_{вр}^{но}$ – затраты времени на нормируемый отдых; $N_{вр}^{п.-з.}$ – затраты времени на подготовительно-заключительные работы.

$N_{вр}^{осн} + N_{вр}^{всп}$ для стандартных работ могут быть взяты из практики (справочников) а для новых видов работ разработаны самостоятельно предприятием с помощью времяизмерительных наблюдений (хронометражных) для конкретных условий труда на данном предприятии. (это фотография раб. дня, метод моментных наблюдений, хронометраж).

Норма обслуживания – количество единиц оборудования, обслуживаемого одним человеком.

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

Для нормирования управленческого труда применяется также **норма управляемости** – количество людей, которыми может эффективно управлять один руководитель.

Особенности нормирования труда в энергетике (трудности) вызваны:

- разнотипностью оборудования,
- неравномерностью загрузки персонала по сменам, сезонам,
- наличием работ вероятностного характера,
- разбросанностью работ ремонтного и эксплуатационного характера (время на доставку к месту),

- необходимостью ежедневного допуска,
- сочетание нормальной эксплуатации оборудования и ремонтных работ в одном помещении,
- разнообразии производственных ситуаций (остановки, пуски, аварии, изменение режима и т.п.).

В конечном результате все эти организационные мероприятия проводятся для повышения производительности труда, на которую влияет целый ряд факторов:

- технические (технологические), т.е. состояние оборудования,
- организационные (организация производства, управления, уровень квалификации работников).

Факторы, обуславливающие численность персонала на энергопредприятиях, весьма многообразны; этим, в частности, объясняются трудности в нормировании численности их персонала.

Наиболее характерным признаком, определяющим объем работы, а, следовательно, и численность административно-управленческого персонала электростанций, является их общая мощность: на тепловых электростанциях – паровая, характеризующая суммарной паропроизводительностью (и количеством) котлов, на гидроэлектростанциях – электрическая. Эти признаки и положены в основу нормирования численности общестанционного административно-управленческого персонала. Типовые структуры и штаты административно-управленческого персонала предусматривают не только определенную предельную численность этой категории персонала, но и вполне определенные структурные подразделения (отделы и должности для каждой категории электростанций).

5.2. Кадры энергетических предприятий и их классификация

Помимо основных и оборотных средств немаловажная роль принадлежит кадрам предприятия. Повышение эффективности производства в значительной степени зависит от состава и структуры кадров, их квалификации.

Общая численность персонала составляет штаты предприятия. На основании нормативов численности промышленно-производственного персонала разрабатывается штатное расписание. В штатном расписании указывается перечень всех должностей и рабочих мест, начиная с руководителя предприятия, количество работников и месячная заработная плата по каждому работнику.

В связи с разделением труда и наличием в производственном процессе различных видов работ используется классификация кадров по профессиям, специальностям и квалификациям.

Профессия характеризует определенный вид работы в одной из областей производства, требующий особого комплекса знаний и практических навыков, необходимых для ее выполнения. Профессия определяется по роду выполняемой работы: слесарь, ремонтник, оператор, инженер и т.п.

Внутри профессии различают **специальности**, требующие дополнительных знаний и навыков для выполнения работы на определенном участке данной отрасли производства.

Так, профессия инженера делится на специальности: инженер-экономист, инженер-энергетик и т.д.

Под **квалификацией** понимается совокупность знаний и умение выполнять работы разной сложности на отдельных участках производства. Чем выше технический уровень производства, тем выше требования к квалификации персонала, который должен не только уметь выполнять определенную работу, но и знать основы технологии, экономики, организации и управления данного производства. Так как энергооборудование является сложным техническим объектом, и оно постоянно усложняется, усовершенствуется, все это требует от промышленных энергетиков, как ни в одной другой профессии, постоянного повышения деловой и производственной квалификации.

На энергопредприятиях, особенно тепловых электростанциях, занято значительное количество персонала. Общая численность персонала составляет штаты предприятия, а перечень всех должностей и рабочих мест с указанием по ним количества работников и месячной заработной платы (окладов) называется штатным расписанием.

Персонал, обслуживающий энергопредприятия, можно классифицировать по ряду признаков.

По **месту**, занимаемому в процессе производства кадры делятся на:

- кадры аппарата управления отраслью (министерства, комитеты, ведомства и т.д.);
- кадры промышленных предприятий и производственных объединений;
- кадры научных и проектных организаций;
- кадры учебных заведений.

В зависимости от выполняемых работниками предприятий **функций** различают:

- промышленно-производственный персонал;
 - административно-управленческий персонал (дирекция, информационные службы, планово-экономические и бухгалтерские службы, службы сбыта и т.д.);
- непромышленный персонал (работники социально-культурной сферы, жилищного хозяйства, медицинских и оздоровительных учреждений, принадлежащих предприятию).

По **характеру выполняемых работ** персонал предприятия делится на:

- рабочие (подразделяются по профессиям, специальностям);
- служащие;
- ИТР (инженерно-технические работники);
- различные ученики.

По **роли** в производстве персонал предприятия делится на эксплуатационный и ремонтно-наладочный (на ТЭС до 50% и более эксплуатационный персонал).

Структура трудовых ресурсов предприятия зависит от отрасли промышленности, технического состояния предприятия, уровня его механизации и автоматизации, рациональной организации труда, масштабов производства и других факторов. В энергетике по сравнению с другими отраслями и промышленностью в целом больше удельный вес в персонале специалистов, а рабочих меньше (уд. вес раб. – 80%, в энергетике – 73%).

По **режиму работы** персонал делится на сменный и несменный. (в энергетике это АУП, частично ремонтный персонал вспомогательных служб). Ввиду непрерывного характера во всей энергетике работа ведется круглосуточно, поэтому значительная часть эксплуатационного персонала образует дежурный персонал.

5.3. Формы оплаты труда

Заработная плата – доля работника в той части выпущенной и реализованной продукции и услуг, которая выплачивается рабочим и служащим в денежной форме. Величина ее зависит от количества и качества труда, а также учитывает ряд дополнительных факторов – тяжесть, вредность, сложность работ, квалификацию работника, географическое расположение предприятия, условия выполнения работ (сезон года) и т.д.

Вознаграждение за труд в виде определенной суммы денег, которое получает работник, называется **номинальной заработной платой**. От нее надо отличать **реальную заработную плату** – сумму жизненных благ, которые можно приобрести за номинальную заработную плату при данном уровне цен на товары и услуги.

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

Сдельная оплата труда - оплата за количество выполненных работ (выпущенной продукции, выполненных услуг) соответствующего качества по существующим расценкам. Сдельная оплата предусматривает разновидности: прямая сдельная; сдельно-прогрессивная; сдельно-премиальная системы. Такие формы заработной платы применяются в тех случаях, когда для каждого работника легко можно установить и проконтролировать объемы выполняемой им работы или выработки продукции. В энергетике это относится преимущественно к ремонтным работам, при индустриальных методах ремонта, когда основные работы выполняются в стационарных условиях, по типу машиностроительного производства.

Прямая сдельная оплата – это оплата по установленным ставкам за производство единицы продукции или работы. Иногда такая оплата предусматривает выполнение установленных норм выработки или времени, и размер оплаты напрямую зависит от объема произведенной продукции или работ.

Сдельно-прогрессивная система включает оплату за определенный, рассчитанный по нормам объем выработанной продукции или выполненной работы так же, как и при прямой сдельной. А вот производство продукции или работы сверх установленного объема оплачивается уже по повышенным ставкам. Тогда, чем больше превышает установленный нормами объем производства, тем выше, с прогрессивным возрастанием, оказывается заработок работника.

При **сдельно-премиальной** системе оплата за установленный объем выработки ведется по прямой сдельной, а при перевыполнении планового задания работники премируются, причем размер премий чаще всего устанавливается в определенном размере за каждый процент перевыполнения задания против установленных норм.

На энергопредприятиях сдельные формы оплаты труда применяются в ремонтном хозяйстве, в строительных предприятиях энергообъединений, почти во всех вспомогательных подразделениях, где объемы производства известны или могут планироваться, но не могут использоваться в основном энергетическом производстве, поскольку его объемы не зависят от энергетиков.

Повременная форма оплаты труда – оплата за количество и качество отработанного времени (в случаях, когда трудно определить или оценить объем работ или количество продукции), т.е. оплата в зависимости от проработанного времени. Повременная система оплаты также имеет свои разновидности: простая

повременная; повременно-премиальная. При повременной системе оплаты труда, кроме основной заработной платы, предусмотрена доплата за работу в ночные смены, в выходные и праздничные дни и некоторые другие.

Повременно-премиальная система имеет много разновидностей, различия между которыми в основном сводятся к установлению предмета премирования. Прежде главным условием премирования было выполнение плановых заданий. Кроме того, имелось множество других показателей, позволявших претендовать на премии: освоение новой техники, экономия сырья, материалов, повышение производительности труда, повышение качества продукции или работ и т.п.

В энергетике премии начисляются к должностному окладу за фактически отработанное время, включая надбавки за высокую квалификацию, доплаты за совмещение профессий, замещение, доплаты за работу в ночное время, в праздничные, выходные дни, сверхурочное время. Каждое энергопредприятие самостоятельно разрабатывает положение о премировании рабочих с учетом тех основных показателей, которые утверждены энергосистемой для руководителей, такие, как отсутствие аварий, вызванных неудовлетворительной организацией эксплуатации, технического обслуживания и ремонта энергооборудования, выполнение графика нагрузки энергосистемы.

Широкое распространение получили **коллективные формы оплаты труда**, по типу прежних систем аккордной оплаты. Коллективный или бригадный подряд предусматривает оплату конечного результата трудовой деятельности, для четкой фиксации которого необходимо выполнение ряда условий. Общий заработок между членами трудового коллектива распределяется по так называемому коэффициенту трудового участия (КТУ), рассчитываемому исходя из: тарифного разряда работника; фактически отработанного времени; соблюдения трудовой, производственной и технологической дисциплины – отсутствие прогулов, выполнение норм выработки, обслуживания и других норм при установленном качестве работы, выдерживание предписанных технологических параметров производства и т.п.; оказания производственно-технической помощи другим работникам коллектива (бригады); шефства и наставничества по отношению к малоопытным работникам и ученикам; выполнения общественных, в том числе цеховых, заводских, муниципальных и даже государственных обязанностей без ущерба для основной деятельности и др.

В настоящее время применяются следующие системы оплаты труда:

тарифная система — совокупность нормативов, с помощью которых регулируется уровень заработной платы различных групп и категорий работников в зависимости от квалификации работников, сложности выполняемой работы, условий, характера и интенсивности труда, условий (в том числе природно-климатических) выполнения работ; вида производства. Основными элементами тарифной системы являются: тарифно-квалификационные справочники, тарифные сетки, тарифные ставки, тарифные коэффициенты, надбавки и доплаты за работу с отклонениями от нормальных условий труда;

бестарифная система — определение размера заработной платы каждого работника в зависимости от конечного результата работы всего рабочего коллектива;

система «плавающих окладов» — ежемесячное определение размера должностного оклада работника в зависимости от роста (снижения) производительности

труда на участке, обслуживаемом работником, при условии выполнения задания по выпуску продукции;

система оплаты труда на комиссионной основе установление размера заработной платы в виде фиксированного процента дохода, получаемого предприятием от реализации продукции (работ и услуг).

Различные формы повременной оплаты труда являются основными в энергетике. Среди производственных факторов, от которых зависит премирование, в энергетике главными были выполнение плановых заданий и показателей энергопроизводства, безаварийность работы энергооборудования, бесперебойность энергоснабжения и некоторые другие. В настоящее время выбор систем премирования всецело зависит от предприятий и направлена на стимулирование выполнения определенных качественных и количественных показателей.

Регулирование заработной платы осуществляется через тарифную систему (систему окладов, совокупность нормативов) и систему премирования. Тарифная система устанавливает размер заработной платы в соответствии с профессией, квалификацией, длительностью работы, условиями труда и местонахождением предприятия.

5.4. Штаты ГЭС и каскадов ГЭС

Персонал, обслуживающий ГЭС (каскад ГЭС) и входящие в состав ГЭС предприятия, объекты и гражданские сооружения и объекты, числящиеся на балансе ГЭС (каскада ГЭС), подразделяются на промышленно-производственный и непромышленный. К **промышленно-производственному персоналу ГЭС** и каскадов ГЭС относится эксплуатационный и ремонтный персонал цехов и участков, персонал управления, привлеченный персонал для проведения ремонтов оборудования, внешних тепловых и электрических сетей, районных котельных, входящих в состав ГЭС на правах структурных подразделений, участков автоматизированных систем управления технологическими процессами, автотранспорта и персонал, занятый капитальным строительством и комплектацией оборудования; группы дальней связи участков средств диспетчерского и технологического управления (СДТУ), очистных сооружений и персонал, необходимый для борьбы с торфяными плавучими островами; ведомственной военизированной (сторожевой) и пожарной охраны.

К **непромышленному** относят персонал жилищно-коммунального хозяйства, детских учреждений, персонал, занятый капитальным ремонтом гидротехнических сооружений и т.п. Общая численность персонала составляет штаты предприятия, а перечень должностей и профессий (рабочих мест) с указанием по ним количества работников и месячной заработной платы (окладов) называется штатным расписанием.

Поскольку численность непромышленного персонала предприятия в основном зависит от наличия на балансе ГЭС (каскада ГЭС) жилого поселка, которая иногда может по величине превосходить численность промышленно-производственного персонала (например, на Братской ГЭС численность персонала обслуживающего поселок ГЭС, почти в два раза превышает численность промышленно-производственного персонала), ее, как правило, рассматривают отдельно от численности персонала, занятой обслуживанием ГЭС, и устанавливают в зависимости

от объема работ, который необходимо выполнить на объектах, относящихся к этой категории, в конкретный период времени (месяц, квартал, год).

Численность промышленно-производственного персонала, приходящаяся на единицу установленной мощности предприятия, называется удельной численностью персонала или штатным коэффициентом, измеряемого количеством человек на 1 МВт установленной мощности.

Факторы, обуславливающие численность персонала ГЭС (каскада ГЭС), весьма разнообразны. Наиболее характерными признаками, определяющими объем работы, а, следовательно, и численность промышленно-производственного персонала ГЭС являются установленная мощность и число установленных на ГЭС агрегатов. Наряду с этим на *численность персонала ГЭС и каскадов ГЭС* оказывают влияние следующие *факторы*:

- тип турбины (поворотно-лопастные, радиально-осевые, ковшовые);
- расположение основного грузоподъемного крана для ремонта агрегатов вне машинного зала;
- расположение машинного зала ниже уровня поверхности земли;
- длина машинного зала;
- совмещение здания ГЭС и водопропускных отверстий плотины;
- подземные транспортные туннели в составе гидроузла при обслуживании дорог в горных или сейсмических районах, при наличии в составе сооружений ГЭС рыбоподъемников с установкой дополнительного агрегата, непосредственном охлаждении ротора и статора генератора водой и вызванным этим обстоятельством соответствующего оборудования химводоочистки;
- диаметр рабочего колеса турбины;
- затворы дискового или шарового типа на высоконапорных ГЭС;
- применение при строительстве ГЭС большой доли сборного железобетона, что вызывает дополнительные трудозатраты при эксплуатации ГЭС;
- разделение двух машинных залов плотиной;
- длина напорного фронта гидротехнических сооружений;
- число единиц контрольно-измерительной аппаратуры на гидротехнических сооружениях;
- удаление подстанций от здания ГЭС на значительное расстояние;
- количество ВЛ;
- *для каскадов* – мощность ГЭС, входящих в каскад, - удаленность ГЭС, входящих в каскад от базовой (где находится управление каскадом) ГЭС;
- *для всех ГЭС* – район расположения ГЭС: расположенные в районах крайнего Севера и приравненных к ним, требуют для своего обслуживания (при прочих равных условиях) большей численности персонала (для персонала, работающего в этих условиях, устанавливается сокращенный рабочий день, более продолжительный отпуск).

Наиболее характерные признаки – установленная мощность и число установленных агрегатов – изменяются от 1 (и менее) до 6400 МВт и от 1 до 24 агрегатов, установленных на одной ГЭС; соответственно, численность персонала ГЭС от одного до нескольких сотен человек, а удельная численность персонала изменяется от

2—2,5 чел/МВт на ГЭС малой мощности до 0,1 чел/МВт и ниже на очень крупных, таких как Братская, Красноярская, Саяно-Шушенская ГЭС,

В соответствии с признаками, определяющими численность промышленно-производственного персонала, на протяжении длительного времени на всей территории бывшего СССР действовали укрупненные нормативы численности персонала ГЭС и каскадов ГЭС, обязательные для исполнения (на их основании Минэнерго СССР выделяло заработную плату каждому из предприятий). После акционирования предприятий обязательный характер нормативов численности промышленно-производственного персонала уже не имеет места. Однако принципы, заложенные в нормативы, сохранены при установлении численности персонала до настоящего времени и, по существу, сегодня находятся в действии нормативы численности персонала. Нормативы были составлены для следующих групп по мощности ГЭС: свыше 350; от 100 до 350; от 25 до 100; менее 25 МВт.

Ниже приводится фрагмент нормативов (табл. 5.1) численности персонала для ГЭС и каскадов ГЭС в виде таблиц, определяющих численность персонала по двум факторам и поправочные коэффициенты к табличной численности, характеризующие наиболее весомые факторы, влияющие на численность персонала (в действительности, в упомянутых нормативах число поправочных коэффициентов значительно больше),

Значения поправочных коэффициентов к табличной численности персонала:

- ГЭС с турбинами радиально-осевого типа и ковшовым – 0,85;
- ГЭС, с агрегатами, расположенными в теле плотины, при расположении основного крана для ремонта агрегатов вне машинного зала – 1,02;
- диаметр рабочих колес турбин поворотно-лопастного типа более 9 м и радиально-осевого типа более 5 м – 1,02;
- расположение машинного зала ниже уровня поверхности земли на 47 м – 1,08;
- длина здания ГЭС более 1000 м – 1,05;
- сооружение ГЭС, выполненных на 30% и более в сборном железобетоне – 1,05;
- обслуживание дорог в горных или сейсмически неблагоприятных районах на каждые полные 5 км дорог – 1,03;
- непосредственное охлаждение статора и ротора генератора водой – 1,02.

При объединении ГЭС в каскады:

- численность персонала каждой из ГЭС, входящей в состав, кроме базовой, снижается на 30% (вводится коэффициент 0,7);
- при удалении ГЭС на расстояние более 50 км от базовой, вводится повышающий коэффициент 1,05; на расстояние более 150 км – 1,1.

Для ГЭС, расположенных в районах Крайнего Севера и в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, численность персонала повышается соответственно на 6,7 и 4,5% против определений с учетом всех поправочных коэффициентов.

Нормативами устанавливается численность промышленно-производственного персонала с учетом среднегодовой численности привлеченного персонала в целом по ГЭС. Распределение численности работников по отделам и производственным подразделениям (цехам и участкам) осуществляет директор ГЭС.

Таблица 5.1

Фрагмент нормативов численности промышленно-производственного персонала для ГЭС мощностью свыше 350 МВт, чел.

Единичная мощность агрегата, МВт	Количество агрегатов																		
	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
111 - 120	107	128	147	165	180	195	210	225	240	255	269	282	295	308	321	334	347	360	373
121 - 135	112	134	154	173	189	205	221	237	252	267	282	297	311	325	339	353	367	380	393
136 – 150	117	140	161	181	198	215	232	249	265	281	296	311	326	340	354	368	382	396	410
151 – 170	123	146	168	189	208	227	243	261	279	297	314	330	346	361	376	391	406	420	434
171 – 190	129	152	175	187	217	236	255	274	293	312	330	347	364	381	397	413	428	-	-
191 – 215	135	159	183	206	229	248	268	287	308	329	349	368	387	404	420	436	451	-	-
216 – 240	141	166	191	216	241	264	282	302	324	344	364	384	404	423	442	457	472	-	-
241 – 265	147	174	201	226	251	276	296	316	340	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
266 – 290	154	183	211	236	261	286	308	333	356	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
291 – 320	161	191	221	247	272	297	322	347	372	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
321 – 350	168	200	231	257	283	308	334	359	384	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
351 – 400	175	209	241	269	297	324	351	377	398	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
401 – 450	182	218	252	282	312	340	368	394	418	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
451 – 500	190	229	263	295	326	356	384	411	438	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
501 – 550	198	240	274	307	339	370	400	428	455	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
551 – 600	207	251	286	320	352	384	416	443	471	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
601 и выше	216	262	298	333	365	398	431	457	487	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

При определении ориентировочной численности персонала ГЭС могут быть использованы показатели удельной табличной численности персонала, чел/МВт, и приведенные поправочные коэффициенты. Осредненные значения удельной табличной численности персонала на ГЭС с турбинами поворотно-лопастного типа даны в табл. 5.2.

Таблица 5.2

Осредненные значения удельной численности персонала.

Мощность ГЭС, МВт	Пределы значений удельной численности персонала, чел/МВт
3000 – 6400	0,13 – 0,09
1000 – 3000	0,25 – 0,13
350 – 1000	0,38 – 0,25
100 – 350	0,63 – 0,38
25 – 100	0,75 – 0,63
1 – 25	2 – 0,75

Для ГЭС с турбинами радиально-осевого типа, пропеллерными и ковшовыми удельная численность персонала ниже значения, приведенных в табл. 5.2 на 15%.

Вопросы для самоконтроля

1. Каковы особенности организации труда на энергопредприятиях?
2. Что включает в себя нормирование труда?
3. По каким признакам классифицируют персонал энергопредприятий?
4. Какие системы заработной платы Вы знаете?
5. Из каких источников могут получать доходы работники энергопредприятий?
6. Каковы основные условия премирования?
7. Перечислите основные факторы, определяющие численность персонала ГЭС и каскадов ГЭС.

ТЕМА 7

6. Себестоимость энергетической продукции

6.1. Издержки и себестоимость. Группировка затрат

Все виды материальных и денежных затрат, кроме капитальных вложений, связанные с производством и сбытом продукции, называются *издержками предприятия*. Они составляют *себестоимость* изготовленной *продукции*.

Себестоимость продукции – это стоимостная оценка используемых в процессе производства природных ресурсов, сырья, материалов, топлива, энергии, основных средств, трудовых ресурсов, а также других затрат на ее производство и реализацию.

Определяют как себестоимость всей продукции (I), так и себестоимость единицы продукции (\bar{S}). Расчет общих производственных издержек включает все производственные затраты, т.е. материальные, затраты по оплате труда, общезаводские, накладные и другие затраты, отнесенные на производство продукции за рассматриваемый период. Себестоимость единицы продукции определяется как отношение всех производственных издержек к количеству произведенной продукции:

$$\bar{S} = \frac{I}{V}, \quad (6.1)$$

где I – суммарная (полная) себестоимость, млн.руб.; V – объем произведенной продукции.

Применительно к энергетике себестоимость единицы продукции можно определить по выражениям:

- себестоимость единицы тепловой энергии, руб./ГДж:

$$\bar{S}_{\text{тэ}} = \frac{I_{\text{тэ}}}{Q_{\text{Г}}}; \quad (6.2)$$

где $I_{\text{тэ}}$ – годовые издержки (себестоимость) на производство тепловой энергии, млн.руб.; $Q_{\text{Г}}$ – количество тепла, произведенного за год, ГДж/год.

- себестоимость единицы электрической энергии, руб./кВт-ч:

$$\bar{S}_{\text{ээ}} = \frac{I_{\text{ээ}}}{\mathcal{E}_{\text{Г}}}, \quad (6.3)$$

где $I_{\text{ээ}}$ – годовые издержки (себестоимость) на производство электрической энергии, млн.руб.; $\mathcal{E}_{\text{Г}}$ – количество электрической энергии, произведенной за год, кВт-ч.

Издержки производства планируются путем составления сметы затрат. Планирование издержек необходимо и для определения расчетного объема финансовых средств энергоснабжающих организаций, включающего себестоимость и прибыль по основным видам энергетической продукции за планируемый период. Смета затрат составляется, как правило, на год с использованием прогнозных цен, тарифов и других стоимостных оценок. Периодически смета уточняется (ежеквартально или ежемесячно) в связи с изменением цен, тарифов, уровня оплаты труда и других факторов, обусловленных состоянием экономической и финансовой среды. При проведении анализа финансово-хозяйственной деятельности сопоставляются, в том числе плановые и фактические показатели себестоимости энергетической продукции.

Себестоимость электроэнергии зависит от:

- природных факторов (наличия гидроресурсов, запасов органического топлива и т.д.);
- режима электропотребления;
- конфигурации сети, её протяженности, плотности электрических нагрузок;
- структуры генерирующих мощностей;
- оптимизации режимов работы электростанций.

Себестоимость энергетической продукции и издержки её производства входят в состав основных показателей деятельности энергопредприятий. Расчет себестоимости продукции необходим предприятию по нескольким причинам: во-первых, себестоимость единицы продукции является основой для определения цены на произведенную продукцию. Во-вторых, расчет себестоимости используется в оценки эффективности и прибыльности работы предприятия.

В промышленности различают следующие виды себестоимости: цеховая, заводская и полная себестоимость.

Цеховая представляет собой затраты цеха, связанные с производством продукции.

Общепроизводственная (или заводская) помимо затрат цехов включает общезаводские и общехозяйственные расходы (такие как, расходы на содержание заводоуправления, складов и т.п.).

Полная (или коммерческая) отражает все затраты на производство и реализацию продукции, складывается из производственной себестоимости и внепроизводственных расходов (расходы на тару, упаковку, транспортировку продукции и пр.).

В энергетике отсутствует цеховая себестоимость.

Себестоимость продукции учитывается и планируется по экономическим элементам и по калькуляционным статьям (по статьям расходов).

Себестоимость продукции, рассчитанная по экономическим элементам, содержит экономически однородные элементы независимо от того, где расходуются средства и на какие цели. К **экономическим элементам** относят: материальные затраты за вычетом стоимости возвратных отходов, амортизационные отчисления, расходы на ремонт, заработную плату, затраты на покупную энергию и прочие денежные расходы.

Группировка по экономическим элементам необходима для определения общих потребностей предприятия в материальных и денежных ресурсах, т.е. для составления сметы производства.

Для внутрипроизводственного планирования и выявления резервов необходимо знать не только общую сумму затрат, но и величину расходов в зависимости от места их возникновения. Для расчета себестоимости единицы продукции определенного вида и составления калькуляции применяется группировка затрат по калькуляционным статьям, которая учитывает их производственное назначение, фазы производства, цеха.

К **калькуляционным статьям** относятся:

- 1) топливо на технологические нужды,
- 2) вода на технологические нужды,
- 3) основная заработная плата производственных рабочих,
- 4) дополнительная заработная плата производственных рабочих (на оплату отпусков, командировок и т.д.)
- 5) отчисления на социальное страхование с заработной платы производственных рабочих,
- 6) расходы на содержание и эксплуатацию оборудования;
- 7) расходы по подготовке к освоению производства (пусковые расходы);
- 8) покупная энергия на технологические нужды;
- 9) цеховые расходы;
- 10) общезаводские расходы;
- 11) коммерческие расходы.

Первые 9 пунктов составляют цеховую себестоимость, с 1 по 10 пункты – заводская себестоимость, а с учетом 11 пункта – полную коммерческую себестоимость.

Структура себестоимости характеризуется удельным весом составляющих затрат в суммарной себестоимости. Структура себестоимости для энергетических производств отличается от промышленности и различна для отдельных типов энергетических установок. В электроэнергетике наибольшие затраты приходятся на топливо, а в машиностроительном и металлургии

ческом комплексах – на сырье и материалы, на ТЭС и котельной – на топливо, на предприятиях тепловых сетей – на амортизационные отчисления.

6.2. Классификация текущих затрат

Для полного и объективного формирования себестоимости необходим комплексный учет всех затрат, осуществление которого невозможно без всестороннего изучения их классификации.

Классификации затрат учтены при их группировке в расчетах и при формировании внутренних документов предприятия.

Затраты (издержки) на производство продукции классифицируются:

- **по степени однородности**, когда затраты можно разделить на элементные и комплексные:

к *элементным* затратам $I_{эл}$ относятся однородные составляющие: на топливо, воду, сырье, основную зарплату производственных рабочих;

комплексные затраты $I_{комп}$ (например, цеховые, расходы на ремонт) включают разнородные элементы, такие как амортизация здания, заработная плата управленческого персонала, расходы на энергию, освещение и др. Тогда общие затраты представляют собой сумму двух составляющих:

$$I = I_{эл} + I_{комп}; \quad (6.4)$$

- **по характеру зависимости от объема выпуска продукции** можно выделить условно-постоянные и условно-переменные затраты:

условно-постоянные $I_{пост}$, не зависящие от объема произведенной продукции (содержание производственного персонала, амортизационные отчисления, общезаводские расходы);

условно-переменные $I_{пер}$, в основном, пропорциональные объему продукции (затраты на сырье, топливо и т.д.):

$$I = I_{пост} + I_{пер} = I_{пост} + S_{пер} \times V, \quad (6.5)$$

где $S_{пер}$ – условные переменные расходы на единицу продукции; V – объем произведенной продукции.

Тогда себестоимость единицы продукции (руб/ед.пр.) можно выразить формулой:

$$\bar{S} = \frac{I_{пост}}{V} + S_{пер}. \quad (6.6)$$

С увеличением объема продукции постоянные расходы на единицу продукции снижаются, а переменные расходы предприятия образуют постоянную составляющую расходов на единицу продукции.

Характер снижения себестоимости зависит от соотношения условно-постоянных и условно-переменных затрат;

- **по роли в процессе производства** затраты подразделяются на основные и накладные:

основные $I_{осн}$ – непосредственно связанные с процессом производства: затраты на сырье, материалы, топливо, заработную плату производственных рабочих;

накладные $I_{\text{накл}}$ – это расходы по обслуживанию и управлению основного производства – заработная плата административно-управленческого персонала, дополнительная заработная плата производственных рабочих, отчисления в фонд социального страхования, на охрану труда, внепроизводственные расходы:

$$I = I_{\text{осн}} + I_{\text{накл}} \cdot \quad (6.7)$$

Такое деление издержек позволяет определить удельный вес накладных расходов, что необходимо при анализе затрат на производство продукции.

- **по способу разнесения расходов на единицу продукции** затраты бывают прямые и косвенные:

прямые $I_{\text{прям}}$ – затраты, которые могут быть отнесены непосредственно на данный вид продукции. Например, затраты на теплофикационное отделение ТЭЦ полностью относят на производство тепла; или расходы на металл полностью относят на изделие из него;

косвенные $I_{\text{косв}}$ – затраты, которые не могут быть отнесены на конкретный вид продукции. Это затраты, которые являются общими для нескольких видов продукции. Например, затраты на тепло, используемое в мартеновской печи, работающей с котлом утилизатором или на промышленной ТЭЦ.

Полные затраты складываются из прямых и косвенных затрат:

$$I = I_{\text{прям}} + I_{\text{косв}} \cdot \quad (6.8)$$

В одноцелевых предприятиях (т.е. производящих один вид продукции) все расходы являются прямыми. На многоцелевых предприятиях основные затраты являются косвенными.

Пример. Если при производстве тепловой энергии зола (отходы) идет в отвал и больше в производстве не используется, то тогда все расходы (затраты на воду, топливо и пр.) на производство пара – прямые. В эти расходы также включаются и затраты на транспорт и эксплуатацию золоотвала. Если же производство комплексное (основное производство – пар, дополнительное – производство стройматериалов из золы), тогда к прямым затратам на производство пара относят затраты на воду, а затраты на транспорт золы – к прямым затратам на производство стройматериалов. Все остальные затраты (прежде всего затраты на топливо) являются косвенными.

Косвенные затраты включаются в себестоимость отдельных видов продукции не прямо, а косвенно, путем их распределения по какому-либо показателю. Разнесение косвенных затрат между видами продукции может осуществляться разными методами.

6.3. Затраты на производство энергетической продукции

Все затраты предприятия на производство и реализацию энергетической продукции, выраженные в денежной форме, составляют себестоимость этой продукции.

При укрупненных расчетах себестоимости ряд статей, имеющих небольшой удельный вес, можно объединить в одну статью – прочие суммарные расходы.

Тогда годовые затраты (руб/год) на производство энергетической продукции при расчете по экономическим элементам можно определить формулой:

$$I = I_T + I_{ам} + I_{зп} + I_{рем} + I_{пр} \quad (6.9)$$

где I_T – затраты на топливо; $I_{ам}$ – амортизационные отчисления; $I_{зп}$ – затраты на заработную плату (в т.ч. и издержки на страховые взносы); $I_{рем}$ – затраты на ремонт; $I_{пр}$ – прочие затраты (расходы по охране труда, на спец.одежду, отопление, освещение производственных зданий).

Этот метод расчета применяется на КЭС, ГТУ, ПГУ, АЭС, ГАЭС. Расчет издержек и себестоимости электроэнергии, производимой на ГЭС отличается только тем, что в нем отсутствует топливная составляющая и основные затраты – это затраты на амортизацию основных производственных фондов ГЭС, которые составляют около 80% в структуре затрат.

6.4. Особенности расчета себестоимости электрической энергии на ГЭС

Годовые эксплуатационные затраты (издержки) на ГЭС определяются по элементам и статьям затрат и основным стадиям производства. Элементы и статьи затрат на ГЭС те же, что и на ТЭС, за исключением затрат на топливо и связанных с его транспортом и подготовкой (исключение составляют гидроаккумулирующие станции – ГАЭС, при расчете издержек которых имеет место топливная составляющая).

Стадии производства (табл.6.1) можно условно представить в виде двух: гидротехнического цеха; турбинного и электротехнического цехов. (Для небольших по мощности ГЭС себестоимость электроэнергии калькулируется без подразделения на стадии производства).

Для определения фактических издержек производства подсчитываются те же статьи, что и по ТЭС, за исключением затрат на топливо.

Таблица 6.1

Затраты по стадиям производства на ГЭС

Стадия производства	Затраты
Гидротехнический цех	Эксплуатация гидротехнических сооружений; расходы по эксплуатации, ремонту, амортизации сооружений, производственных зданий и оборудования, закрепленного за цехом, заработная плата персонала и пр.
Турбинный и электротехнический цеха	Эксплуатация гидроагрегатов со всеми вспомогательными устройствами (в том числе щиты и затворы); расходы по выработке и трансформации электроэнергии и отпуску ее с шины ГЭС в сеть; расходы по эксплуатации, ремонту и амортизации зданий и оборудования цехов.

При формировании структуры себестоимости к основным составляющим издержек производства относят:

- амортизационные отчисления I_a ;
- вспомогательные материалы $I_{вм}$;

- оплата труда $I_{от}$;
- отчисления на социальные нужды $I_{сс}$;
- услуги производственного характера (затраты на ремонты, выполняемые подрядным способом, в том числе стоимость запасных частей и материалов, использованных при этом виде ремонта) $I_{упк}$;
- прочие затраты $I_{пр}$ (в том числе плата за землю, экологические платежи, отчисления в ремонтный фонд, платежи процентов за кредиты банка, отчисления в страховой фонд, в фонд НИОКР, в инвестиционные средства, налоги на дорожные фонды и прочие затраты);
- другие затраты $I_{др}$ (оплата энергии со стороны).

Общие издержки ГЭС составляют:

$$I_{ГЭС} = I_a + I_{вм} + I_{сс} + I_{упк} + I_{пр} + I_{др} = I_{ам} + I_{экспл}. \quad (6.10)$$

В структуре себестоимости наиболее высокие значения имеют составляющие на амортизацию, оплату труда и услуги производственного характера.

Амортизационные отчисления. Расчет амортизации основных фондов (средств) на их полное восстановление (реновацию) производится по нормам амортизационных отчислений, утвержденных по видам основных фондов (средств) и балансовой стоимости этих основных фондов:

$$I_{ам} = (\sum N_{ai}/100) * K_i, \quad (6.11)$$

где N_{ai} – норма амортизационных отчислений по i -й группе основных фондов, %; K_i – балансовая стоимость i -й группы основных фондов.

Норма амортизации по каждой группе основных фондов (элементы ГЭС) дифференцирована.

Затраты на вспомогательные материалы. К ним относятся затраты на смазочные масла, изоляционные материалы, малоценные и быстроизнашивающиеся предметы, они составляют 1-2% общих издержек ГЭС.

Затраты на оплату труда. Заработная плата на стадии проектирования определяется на основании штатного расписания, составляемого в соответствии с нормативами, в зависимости от мощности ГЭС, единичной мощности агрегатов, их числа и индивидуальных особенностей эксплуатации, учитываемых поправочными коэффициентами. Издержки $I_{от}$:

$$I_{от} = A_n * \Phi_{зп}, \quad (6.12)$$

где A_n – расчетная численность персонала, чел.; $\Phi_{зп}$ – средний фонд заработной платы одного работающего, руб./год.

Услуги производственного характера. Расчет проводится, исходя из необходимости проведения регламентных (ремонтных и других) работ с учетом прогнозируемых цен и тарифов на указанные услуги.

Отчисления на социальные нужды. Расчеты выполняются, исходя из установленных действующими нормативами правовыми актами норм и нормативов указанных отчислений.

Прочие затраты в том числе:

- целевые средства энергоснабжающих организаций (формируются в установленном действующим законодательством порядке);

- на проведение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, для финансирования программ по созданию и освоению новой техники, эффективных и безопасных технологий;
- страховой фонд;
- инвестиционные средства;
- плата за предельно допустимые выбросы загрязняющих веществ;
- оплата процентов за полученный кредит и бюджетным ссудам, в части, относимой в соответствии с действующим законодательством на себестоимость;
- затраты на подготовку и переподготовку кадров. Расчеты проводятся по нормам и нормативам в установленном законодательством порядке;
- отчисления в ремонтный фонд в случае его формирования;
- непроизводственные расходы. Налоги и другие обязательные сборы, оплачиваемые за счет себестоимости.

Другие прочие затраты. Исходя из действующих нормативных документов и отраслевых особенностей отнесения затрат на себестоимость продукции, они включают затраты на отопление зданий, расходы по охране труда и технике безопасности и др.

Гидроэлектростанции представляют собой высоконадежное предприятие с высоким уровнем автоматизации. В связи с этим, затраты на их эксплуатационно-ремонтное обслуживание сравнительно невелики.

Все составляющие издержек на ГЭС относятся к категории условно-постоянных, т.е. практически не зависят от объема вырабатываемой энергии.

На ГЭС вырабатывается только электроэнергия, поэтому при определении себестоимости единицы продукции все затраты, связанные с ее производством за конкретный период (квартал, год), относятся к отпущенной с шин ГЭС за этот же период электроэнергии:

$$S_{э\bar{э}} = I_{ГЭС} / \bar{\mathcal{E}}_{отп ГЭС} = I_{ГЭС} / (\mathcal{E}_{ГЭС} (1 - \beta_{сн} / 100)), \quad (6.13)$$

где $\beta_{сн}$ – расход на собственные нужды, %.

Себестоимость электроэнергии на ГЭС в несколько раз ниже себестоимости электроэнергии ТЭС и АЭС и тем ниже, чем больше установленная мощность.

Факторы, влияющие на себестоимость электроэнергии ГЭС. Издержки производства на действующей ГЭС – величина практически постоянная. В связи с этим в общем случае основным фактором, влияющим на изменение себестоимости, считается водность года: с ее увеличением, и, соответственно, увеличением выработки электроэнергии, она снижается и, наоборот, с уменьшением водности года – увеличивается.

Перечислим факторы, определяющие величину себестоимости электроэнергии на ГЭС:

- установленная мощность ГЭС;
- единичная мощность агрегатов;
- капиталовложения;

- режим работы в суточном и годовом резерве (число часов использования установленной мощности);
- степень зарегулированности стока;
- водность года.

С увеличением установленной мощности ГЭС, снижением удельных капиталовложений, повышением водности года и степени зарегулированности стока себестоимость электроэнергии, выработанной на ГЭС, – снижается.

Особенности определения себестоимости электроэнергии на ГАЭС. На ГАЭС себестоимость электроэнергии имеет (также как на ТЭС и АЭС) топливную составляющую – издержки, связанные с затратами на топливо при заряде ГАЭС. Издержки производства на ГАЭС могут быть определены как:

$$I_{\text{ГАЭС}} = I_{\text{т}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{экспл.}} \quad (6.14)$$

Топливная составляющая характеризуется расходом и ценой топлива или расходом электроэнергии на заряд ГАЭС и ее ценой. Доля топливной составляющей в общих издержках высока.

Коэффициент полезного действия ГАЭС примерно 70-71%, поэтому для выработки 1 кВт-ч расходуется почти 1,4 кВт-ч при заряде ГАЭС. Так как ГАЭС – электростанции, потребляющие уже выработанную другими станциями электроэнергию, то себестоимость их электроэнергии значительно выше, чем на любой ГЭС и даже ТЭС большой мощности.

При эксплуатации ГАЭС действительная величина себестоимости зависит в основном от двух факторов:

- стоимости заряда ($I_{\text{т}}$), т.е. стоимости топливной составляющей себестоимости электроэнергии источника заряда (ТЭС, АЭС);
- числа часов использования установленной мощности ГАЭС ($h_{\text{уст ГАЭС}}$);

$$S_{\text{ГАЭС}} = (I_{\text{топл}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{экспл}}) / \mathcal{E}_{\text{ГАЭС}} = (I_{\text{топл}} + C) / N_{\text{у ГАЭС}} h_{\text{уст ГАЭС}} \quad (6.15)$$

При стабильных ценах на топливо основными показателями, определяющими себестоимость ГАЭС, становятся число часов использования ее установленной мощности и, соответственно, количество вырабатываемой электроэнергии $\mathcal{E}_{\text{ГАЭС}}$; чем выше $\mathcal{E}_{\text{ГАЭС}}$, тем ниже $S_{\text{ГАЭС}}$ и, наоборот, снижение $h_{\text{уст ГАЭС}}$ ($\mathcal{E}_{\text{ГАЭС}}$) против расчетных значений приводит к повышению себестоимости вырабатываемой ГАЭС электроэнергии.

6.5. Пути снижения себестоимости энергетической продукции

Снижение себестоимости является основным источником повышения рентабельности производства. Это особенно важно в условиях регулируемого рынка.

Для снижения себестоимости в условиях действующего предприятия могут быть проведены следующие мероприятия:

- мероприятия реконструктивного характера (совершенствование);
- мероприятия режимного характера (выбор более выгодного состава оборудования, установление более выгодного распределения нагрузки между работающими энергогенерирующими агрегатами);

- мероприятия, направленные на использование теплоты уходящих газов, отработанного пара и др.
- мероприятия, направленные на снижение потерь:
 - а) топлива при хранении и транспортировке;
 - б) энергетической продукции при передачи ее потребителю и расходуемой на собственные нужды;
 - в) материалов и масел
- мероприятия организационно-технического характера -механизация и автоматизация производственных процессов и ремонтных работ, укрупнение и объединение мелких административно-управленческих отделов и др.

В условиях проектирования путями снижения себестоимости могут быть:

- 1) повышение единичной мощности энергогенерирующего оборудования и предприятий в целом;
- 2) применение безотходных производств;
- 3) применение комбинированных энергетических и энерготехнологических установок;
- 4) разработка рациональных схем топливо- и энергоснабжения, включая использование возобновляемых энергетических ресурсов (ВЭР);
- 5) рациональная организация строительства, включающая сокращение сроков строительства, использование местных строительных материалов и др.

Целесообразность проведения этих мероприятий должна быть установлена на основе технико-экономических расчетов

Пути снижения издержек и себестоимости электроэнергии на ГЭС:

1. Улучшение качества проектирования и удешевления строительства, снижение капиталовложений (приводит к уменьшению амортизационных отчислений).

2. Повышение качества поставляемого оборудования и его монтажа (обеспечивает снижение затрат на капитальные и текущие ремонты).

3. Совершенствование управления ГЭС (за счет снижения затрат на оплату труда).

4. Повышение эффективности использования водотока – повышение КПД установки за счет оптимизации режимов работы, своевременности проведения ремонтов и т.п.

5. Повышение уровня эксплуатации оборудования (своевременная наладка комбинаторских зависимостей поворотлопастных турбин, своевременная чистка и смазка узлов и т.п.).

Вопросы для самоконтроля

1. Охарактеризуйте понятие себестоимости продукции, ее состав и структуру.
2. Приведите классификацию затрат на производство продукции.
3. Перечислите условно-постоянные издержки энергетических объектов.

4. Какие факторы оказывают влияние на себестоимость электроэнергии на ГЭС?
5. Как рассчитывается удельная себестоимость электроэнергии ГЭС и на ГАЭС?
6. Назовите пути снижения себестоимости электроэнергии на ГЭС.

ТЕМА 8

7. Финансово-экономическая эффективность инвестиций в энергообъекты

7.1. Понятие инвестиций. Основные этапы инвестиционного проекта

В условиях рыночной экономики важнейшим условием устойчивого развития предприятия является эффективность инвестиционной деятельности.

Инвестиции – это денежные средства, ценные бумаги, иное имущество, в том числе имущественные права, иные права, имеющие денежную оценку, вкладываемые в объекты предпринимательской и/или иной деятельности в целях получения прибыли и/или достижения иного полезного эффекта.

Инвестиционная деятельность имеет ряд специфических особенностей:

- вложение капитала и получение результата разделены во времени.
- наличие альтернативных вариантов вложения капитала.
- дефицит необходимых ресурсов, в первую очередь, финансовых.
- невозможность ограничить инвестиционную деятельность рамками предприятия, так как возникает необходимость привлечения сторонних организаций, цели которых не всегда совпадают с целями предприятия.

Все это делает принятие решения по вопросу вложения капитала ключевой проблемой инвестиционного менеджмента. Процедура принятия решения подразумевает оценку и выбор варианта, в наибольшей степени соответствующего принятым критериям.

В соответствии с общепринятой практикой инвестиционная деятельность организуется в проектной форме.

Инвестиционный проект – это комплексный план создания или модернизации производства с целью получения экономической выгоды.

Период разработки и реализации инвестиционного проекта называется **инвестиционным циклом** и состоит из 3-х стадий: прединвестиционной, инвестиционной, производственной.

На **прединвестиционной стадии** изучаются возможные варианты реализации проекта, определяются прогнозные оценки затрат, рыночного спроса на продукцию, различных видов эффектов, а также проводятся технико-экономические исследования, связанные с качеством, технологическим уровнем и т.п.

Параллельно решаются организационные проблемы: уточняются сроки, определяется круг участников проекта, источники финансирования и т.п.

Заканчивается эта стадия составлением программы финансирования и разработкой бизнес-плана. Важнейшим разделом бизнес-плана является эконо-

номическое обоснование, смысл которого – представление информации в виде, позволяющем инвестору сделать заключение о целесообразности или нецелесообразности осуществления инвестиций.

На *инвестиционной стадии* окончательно отбираются организации, участвующие в проекте: подрядчики и поставщики, готовится соответствующая правовая и проектная документация, создается система управления проектом: в случае нового строительства – создается дирекция будущего предприятия, а на действующем предприятии – назначается управляющий проектом. Проводится строительство, монтаж и наладка оборудования.

На *производственной стадии* – осуществляется эксплуатация объекта.

Реализация инвестиционного проекта может быть представлена, как два взаимосвязанных экономических процесса: инвестирования и получения доходов от вложенных средств. Эти процессы протекают последовательно или на некотором временном отрезке параллельно. Основные стадии инвестиционного цикла представлены на рис. 7.1.

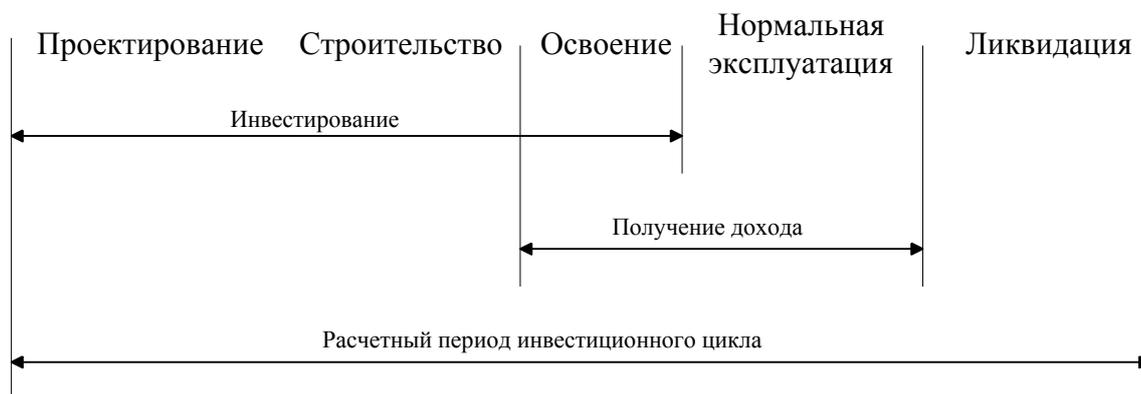


Рис. 7.1 Схема стадий инвестиционного проекта

Все стадии вместе составляют расчетный период, который охватывает инвестиционный процесс, процесс производства, в ходе которого получают доход, и процесс ликвидации проекта.

Расчетный период – это период времени, в течение которого инвестор вкладывает средства и возвращает их с выгодой для себя в случае благоприятной ситуации. Продолжительность расчетного периода определяется, исходя из периода конкурентоспособности данной технологии или продукция.

Экономическое обоснование включает:

- 1) экономическую оценку, характеризующую экономический потенциал проекта, т.е. возможность сохранения и прироста капитала;
- 2) финансовую оценку, характеризующую возможность получения прибыли участниками проекта.

В первом случае расчет проводится без учета налогов и прочих перечислений в бюджет.

В мировой практике для экономической оценки инвестиционных проектов используются рекомендации Всемирного Банка и методика ЮНИДО. Для российских условий на основе международного опыта разработаны Методические рекомендации по оценке эффективности проектов и их отбору

для финансирования. Методологической основой разработки этих рекомендаций является моделирование денежных потоков, генерируемых проектом.

Денежный поток включает притоки и оттоки денежных средств за определенный период времени, которые рассматриваются в порядке их поступления или выплаты.

Денежный поток, или поток платежей, характеризует процессы инвестирования и получения дохода в виде одной совмещенной последовательности. Результирующий поток платежей формируется как разность между доходами от реализации проекта и расходами в единицу времени.

Модель проекта, или денежных потоков проекта, относят к классу имитационных и представляет собой набор формул для расчета притока и оттока денежных средств.

В основу оценок эффективности инвестиционных проектов положены следующие основные принципы:

- рассмотрение проекта на протяжении всего его жизненного цикла (расчетного периода) – от проведения предынвестиционных исследований до прекращения проекта;
- сопоставимость условий сравнения различных проектов (вариантов проекта);
- положительности и максимума эффекта. Для того, чтобы проект был признан эффективным, с точки зрения инвестора, необходимо, чтобы эффект реализации был положительным; при сравнении альтернативных вариантов предпочтение отдается проекту с наибольшим значением эффекта;
- учет предстоящих затрат и поступлений, связанных только с разработкой и реализацией проекта (этот принцип принято называть проектным подходом);
- проведение сравнения «с проектом» и «без проекта» в течение расчетного периода (ошибочный вариант сравнения – «до проекта» и «после проекта»);
- учет в затратах потребности в оборотных средствах, необходимых для функционирования производственных фондов;
- многоэтапность оценки. Эффективность проекта на различных стадиях его подготовки и реализации определяется заново с различной глубиной проработки.

Оценка эффективности может быть получена как без учета, так и с учетом неравноценности денежных потоков, относящихся к разным периодам времени, инфляции, структуры и цены капитала, динамики изменения потребности в оборотных средствах по годам расчетного периода и т.п.

Принятие решения об инвестировании проекта основывается на сравнении показателей финансово-экономической эффективности альтернативных вариантов вложения капитала.

Отличительной чертой инвестиционной деятельности является альтернативность. Любая инженерная задача предполагает многовариантность решения. В энергетической отрасли благодаря взаимозаменяемости энергоресурсов всегда имеются возможности по-разному решать проблемы энергоснабжения. Каждый вариант решения – это вариант инвестиционного проек-

та. В результате проведения финансово-экономического анализа выбирается вариант, обеспечивающий получение наибольшего экономического результата. При сравнении вариантов должны выполняться условия сопоставимости вариантов по производственному эффекту. Решение проблем энергоснабжения должно обеспечивать производство одинаковым количеством энергоресурсов.

Для оценки эффективности инвестиционного проекта необходимо использовать следующую информацию:

- развернутый во времени процесс создания или модернизации предприятия (распределение во времени капитальных вложений);
- источники финансирования проекта;
- развернутый во времени процесс освоения производства;
- цену на продукцию (тарифы на электроэнергию и тепло);
- структуру инвестиционных затрат и издержек;
- стоимость (цену) капитала.

Экономическая оценка эффективности инвестиционных проектов заключается в сопоставлении капитальных затрат по всем источникам финансирования, эксплуатационных издержек и прочих затрат с поступлением денежных средств, которые будут иметь место при реализации производимой продукции.

Причем на стадии технико-экономических исследований оценивается экономическая эффективность объектов в целом и выбирается лучший вариант. После составления программы финансирования проводятся повторные расчеты с учетом источников финансирования. Из нескольких вариантов финансирования выбирается лучший вариант и оформляется в виде бизнес-плана.

Бизнес-план содержит план маркетинга и производственную программу, на основе которых разрабатывается финансово-экономическое обоснование проекта и финансовый план.

На практике используются два подхода к оценке экономической эффективности: первый – упрощенный, без учета фактора времени и второй – с учетом фактора времени, что позволяет учесть неравноценность доходов и расходов, относящихся к разным периодам времени.

7.2. Методы оценки финансово-экономической эффективности инвестиционного проекта без учета фактора времени

Методы оценки финансово-экономической эффективности инвестиционных проектов без учета фактора времени предполагают использование упрощенной схемы расчета следующих показателей: движения потоков наличности, чистой прибыли, рентабельности инвестиций, срока окупаемости капитальных вложений, срока предельно возможного полного возврата банковских кредитов и процентов по ним.

Показатели финансово-экономической эффективности проекта, полученные с использованием упрощенной схемы расчета, называют простыми. Рассмотрим их более подробно.

1. Чистая прибыль ($\Pi_{\text{ч}}$) – определяется по характерному году расчетного периода, когда достигнут проектный уровень производства, но еще продолжается возврат капитала.

$$\Pi_{\text{ч}} = O_{\text{p}} - И - Н, \quad (7.1)$$

где O_{p} – объем реализованной продукции без учета НДС; $И$ – издержки, включая амортизацию и финансовые издержки; $Н$ – налог на прибыль.

2. Рентабельность инвестиций характеризует прибыль, полученную с рубля вложенного капитала. Он определяется как отношение чистой прибыли к сумме инвестиций.

$$R_i = \Pi_{\text{ч}}/K, \quad (7.2)$$

где K – суммарный размер инвестиций.

Этот показатель можно рассчитывать как годовой. В этом случае сравнивая расчетную величину рентабельности инвестиций с минимальным или средним уровнем доходности, который определяется процентом ставки по кредитам, облигациям, ценным бумагам или депозитам, можно сделать заключение о целесообразности данного проекта. Если это значение меньше среднего уровня доходности, то реализацию проекта следует признать нецелесообразной.

3. Простой срок окупаемости капиталовложений ($T_{\text{ок.п}}$) – представляет собой период времени, в течение которого сумма чистой прибыли покрывает инвестиции. Определение срока окупаемости производится последовательным суммированием чистой прибыли по годам расчетного периода, пока полученная сумма не сравняется с суммой капиталовложений:

$$\sum_1^{T_{\text{ок.п}}} K_t - \sum_1^{T_{\text{ок.п}}} (O_{\text{pt}} - И_t^1 - Н_t) = 0, \quad (7.3)$$

Критерием эффективности в данном случае является приемлемый срок окупаемости для инвестора.

Простой срок окупаемости:

$$\sum_{t=0}^{t=t_{\text{с}}} K_t = \sum_{t=t_{\text{п}}}^{T_{\text{ок.п}}} (\Pi_{\text{чt}} + И_{\text{амt}}), \quad (7.4)$$

где $t_{\text{с}}$ – срок завершения инвестиций; $t_{\text{п}}$ – время начала производства.

Амортизационные отчисления – это временно свободные денежные средства, предназначенные для замены основных фондов при их износе, которые могут рассматриваться как дополнительный источник финансирования. Если сумма чистой прибыли и амортизационных отчислений не изменяется по годам периода эксплуатации объекта, то простой срок окупаемости можно определить по формуле:

$$T_{\text{ок.п}} = \frac{K}{\Pi_{\text{ч}} + И_{\text{ам}}}. \quad (7.5)$$

Недостатком этого показателя является то, что при его определении не учитывается изменение доходности проекта за пределами срока окупаемости. Поэтому он не может применяться при сопоставлении вариантов различающихся по продолжительности расчетного периода.

4. Срок предельно возможного полного возврата кредита $T_{кр}$ определяется из уравнения:

$$\sum_{t=0}^{T_{кр}} K_3 = \sum_{t=t_{п}}^{T_{кр}} (\Pi_{чt} + И_{амt}), \quad (7.6)$$

где K_3 - заемный капитал.

Искомой величиной является срок равный $T_{кр}$, обеспечивающий равенство левой и правой частей.

Наряду с очевидными достоинствами упрощенные методы имеют ряд *существенных недостатков*.

Первый из них состоит в том, что при расчетах каждого из перечисленных показателей не учитывается фактор времени: ни прибыль, ни объем инвестируемых средств не приводится к текущей стоимости. Следовательно, в процессе расчета сопоставляются заведомо несопоставимые величины: текущая стоимость суммы инвестиций и будущая стоимость суммы прибыли.

Второй из недостатков используемых показателей заключается в том, что показателем возврата инвестируемого капитала принимается только прибыль. Однако в реальной практике инвестиции возвращаются в виде денежного потока, состоящего из суммы чистой прибыли и амортизационных отчислений. Таким образом, искусственно занижается эффективность проекта и завышается срок его окупаемости.

И, наконец, *третий* недостаток состоит в том, что рассматриваемые показатели позволяют получить только одностороннюю оценку эффективности проекта, т.к. они основаны на использовании одинаковых исходных данных: суммы прибыли и суммы инвестиций, а также не учитывается динамика изменения этих показателей.

Упрощенные методы основаны на использовании учетных оценок результатов инвестиционной и производственно-хозяйственной деятельности. При их использовании не рассматривается весь расчетный период, а выделяются наиболее характерные периоды времени, например, период освоения производства продукции или период максимального объема продаж. Поэтому с их помощью можно получить только укрупненную оценку эффективности проекта, которая носит скорее прогнозный характер. Но в силу своей простоты и наглядности, упрощенные методы широко применяются на ранних стадиях изучения проекта для получения экспресс-оценки. Эти методы целесообразно использовать и для оценки небольших проектов: малозатратных и быстрокупающихся. В энергетике к числу таких проектов можно отнести реализацию некоторых энергосберегающих мероприятий.

7.3. Понятие дисконтирования и нормы дисконта

Главный недостаток простых методов оценки эффективности проектов заключается в игнорировании факта неравноценности одинаковых сумм поступлений или платежей, относящихся к разным периодам времени. Понимание и учет этого фактора имеет большое значение для объективной оценки проектов, связанных с долгосрочным вложением капитала.

Проблема эффективности вложения капитала заключается в определении того, насколько будущие поступления оправдывают сегодняшние затраты.

Методы оценки финансово-экономической эффективности инвестиционного проекта с учетом фактора времени предполагают приведение расходов и доходов, разнесенных во времени, к базовому моменту времени, например, к дате начала реализации проекта. *Процедура приведения разновременных платежей к базовому периоду называется дисконтированием, а получаемая величина – дисконтированной стоимостью.*

Расчет коэффициентов приведения производится на основании ставки, или *нормы дисконта* E . Этот показатель отражает норму прибыли, которую фирма могла бы получить от альтернативного способа вложения капитала. Также этот показатель характеризует снижение стоимости денежных ресурсов с течением времени. В общем случае норма дисконта изменяется по годам расчетного периода. Соответственно значения коэффициентов пересчета стоимости всегда должны быть меньше единицы.

Дисконтированный поток платежей можно выразить формулой:

$$\mathcal{E}_д = \frac{\mathcal{E}_t}{(1 + E)^t}, \quad (7.7)$$

где \mathcal{E}_t – поток платежей; $\mathcal{E}_д$ – дисконтированная величина потока платежей \mathcal{E}_t ; t – порядковый номер расчетного шага; E – норма дисконта.

Величина нормы дисконтирования определяется двумя факторами: ценой капитала и способом учета инфляции. Норма дисконта устанавливается в зависимости от того, какова экономическая природа используемого капитала и, соответственно, его цена. В качестве приближенного значения ставки дисконтирования могут быть использованы существующие усредненные процентные ставки по долгосрочным ставкам рефинансирования, устанавливаемые ЦБ РФ. Если оценка экономической эффективности инвестиционного проекта проводится исходя из реальных условий финансирования, то учитывается фактическая цена капитала. Цена собственного капитала принимается равной величине инфляции, заемного – банковскому проценту, акционерного – величине дивидендов.

Норма дисконта как стоимость капитала. Для оценки коммерческой эффективности проекта в целом зарубежные специалисты по управлению финансами рекомендуют применять коммерческую норму дисконта, установленную на уровне стоимости капитала.

Говоря о стоимости капитала, необходимо всегда отдавать себе отчет в том, что она представляет собой *цену выбора* или *альтернативную стоимость* его использования. Это вызвано тем, что деньги – это один из видов

ограниченных ресурсов, а потому, направляя их на финансирование одного типа коммерческих операций, становится невозможным вложение этих средств в другие виды деятельности.

Отсюда вытекает принципиально важное положение: *вложение средств оказывается оправданным только в том случае, если это приносит доход больший, чем по альтернативным проектам с тем же уровнем риска.*

Если инвестиционный проект осуществляется за счет собственного капитала фирмы, то коммерческая норма дисконта, используемая для оценки коммерческой эффективности проекта в целом, может устанавливаться в соответствии с требованиями к минимально допустимой будущей доходности вкладываемых средств, определяемой в зависимости от депозитных ставок банков первой категории надежности.

При экономической оценке инвестиционных проектов, осуществляемых за счет заемных средств, норма дисконта принимается равной ставке процента по займу.

7.4. Методы оценки финансово-экономической эффективности инвестиционного проекта с учетом фактора времени

При использовании методов оценки финансово-экономической эффективности инвестиционного проекта с учетом фактора времени определяются следующие показатели: чистый дисконтированный доход, дисконтированный срок окупаемости, внутренняя норма доходности, индекс доходности. Рассмотрим их более подробно.

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) используется для сопоставления инвестиционных затрат и будущих поступлений, приведенных в эквивалентные условия, и определения положительного и отрицательного сальдо (баланса).

После определения приведенной стоимости поступлений и отчислений денежных средств, ЧДД определяется как разность между указанными двумя величинами. Полученный результат может быть как положительным, так и отрицательным, в зависимости от того, каким оказался баланс между денежными поступлениями и отчислениями. ЧДД определяется по формуле:

$$NPV = \text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \Delta_t (1 + E)^{-t}, \quad (7.8)$$

$$\Delta_t = O_{pt} - I'_t - N_t - K_t + K_{\text{лик}t}, \quad (7.9)$$

где Δ_t – чистый поток платежей (чистый доход) за год t ; O_{pt} – объем реализованной продукции за год t ; I'_t – издержки без амортизации и финансовых издержек за год t ; N_t – налоговые платежи в год t ; K_t – капитальные вложения в год t ; $K_{\text{лик}t}$ – ликвидационная стоимость в год t .

При сравнении 2-х и более вариантов в сопоставимых условиях критерием оптимальности является максимальное значение ЧДД.

Доходность (рентабельность) инвестиций. Индекс рентабельности (доходности) (ИД) проекта представляет собой отношение приведенных доходов к приведенным (на ту же дату) расходам по реализации проекта. Он отражает доход в расчете на единицу инвестиций.

Проект можно принять, если индекс рентабельности превышает единицу; проект отвергается, если индекс доходности меньше единицы. Чем выше индекс рентабельности, тем удачнее проект.

Индекс доходности является показателем сходным по своей экономической сущности с чистым дисконтированным доходом, но в отличие от него является относительным показателем. Благодаря этому он очень удобен при выборе одного проекта из ряда альтернативных, имеющих примерно одинаковые значения ЧДД. ИД рассчитывается по формуле:

$$PI = \text{ИД} = \frac{\sum_{t=0}^{T_p} \Delta_t}{K_d} = \frac{\sum_{t=0}^{T_p} \Delta_t (1+E)^{-t}}{\sum_{t=0}^{T_p} K_t (1+E)^{-t}} \quad (7.10)$$

Пример. Пусть в течение 3-х лет осуществляется строительство производственного объекта, общая стоимость которого составит 5 млн.руб. Производство продукции начинается сразу после строительства и прекращается через 8 лет. Исходные данные для расчета ЧДД представлены в табл. 7.1.

Таблица 7.1

Исходные данные для расчета примера

Годы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Чистый доход, (млн.руб.)	- 1,5	- 1,5	- 2	0,375	0,625	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25

Расчет ЧДД при норме дисконта равной 10%.

$$\begin{aligned} \text{ЧДД} = & (-1,5)(1+0,1)^0 + (-1,5)(1+0,1)^{-1} + (-2)(1+0,1)^{-2} + \\ & + 0,375(1+0,1)^{-3} + 0,625(1+0,1)^{-4} + \dots = -0,08 \end{aligned}$$

В данный проект не целесообразно вкладывать деньги при ставке процента равной 10%.

ЧДД зависит от нормы дисконтирования. При отсутствии дисконтирования ЧДД будет максимальным, постепенно снижаясь по мере увеличения нормы дисконтирования.

Внутренняя норма доходности (ВНД) численно равен норме дисконтирования, при которой сумма дисконтированных притоков денежных средств равна величине дисконтированных оттоков денежных средств за расчетный период, включая в себя период строительства и период эксплуатации. По существу этот показатель характеризует рентабельность проекта с учетом разновременности доходов и расходов, роста цен, выплаты налогов и т.д. ВНД – это значение нормы дисконтирования, при котором ЧДД = 0.

Существует три способа определения ВНД:

1. **Графический.** В соответствии с этим методом строится график $\text{ЧДД} = f(E)$, точка пересечения этого графика с осью абсцисс (x) равна искомой величине ВНД (табл. 7.2 и рис. 7.2).

Зависимость ЧДД от нормы дисконта

Норма дисконта	0	2	4	6	8	10	12	15
ЧДД	3,5	2,46	1,61	0,93	0,34	-0,08	0,456	-0,88

Значение ВНД в этом случае составляет 10%.



Рис 7.2 Зависимость ЧДД от нормы дисконта

2. *Аналитический.* Значение ВНД определяется путем решения уравнения:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot (1 + E_{\text{ВНД}})^{-t} = 0. \quad (7.11)$$

При использовании этого метода ВНД определяется последовательным приближением.

3. *Табличный.* Этот метод применяется в частных случаях. Таблицы содержат численные значения ВНД, рассчитанные при определенных значениях исходных данных.

Критерием для принятия решения о целесообразности или целесообразности оценки проекта является следующее:

- если $\text{ВНД} > E$, то проект экономически выгоден и может быть принят к рассмотрению;
- если $\text{ВНД} = E$, все альтернативные варианты равно привлекательны;
- если $\text{ВНД} < E$, то проект не выгоден.

Если сравнивать несколько проектов, наилучшим считается проект который имеет максимальное значение ВНД.

Если финансирование осуществляется за счет нескольких источников финансирования, то в расчетах экономической эффективности используется средневзвешенное значение нормы дисконта WASS.

Дисконтированный срок окупаемости

Для расчета дисконтированного срока окупаемости ($T_{\text{ок}}$) используют как аналитический, так и графический методы. При аналитическом методе дис-

континированные срок окупаемости численно равен периоду времени, в течение которого полностью возмещаются дисконтированные капитальные вложения за счет прибыли, полученной от эксплуатации объекта.

При решении уравнения $ЧДД = \sum_{t=0}^{T_{ок}} \Delta_t (1+E)^{-t} = 0$, искомой величиной будет $T_{ок}$. Если срок окупаемости меньше расчетного периода ($T_{ок} < T_p$), то проект окупается.

Определение срока окупаемости один из самых простых и широко распространен на практике, не предполагающих временной упорядоченности денежных поступлений. Алгоритм расчета срока окупаемости строится следующим образом:

- суммируется чистая прибыль по годам расчетного периода до тех пор, пока эта сумма не сравняется с суммой инвестиционных расходов;
- минимальное значение номера года, в течение которого получают положительное значение разности дисконтированной чистой прибыли и дисконтированной величины инвестиций является сроком окупаемости, т.е.: $T_{ок} = \min t$, при котором сумма доходов превышает сумму инвестиций.

Процесс суммирования можно начать от $t=0$, а можно от момента завершения строительства.

При использовании графического метода строят зависимость изменения ЧДД по годам расчетного периода, и точка пересечения этого графика с осью абсцисс является количественным значением $T_{ок}$ (рис. 7.3).

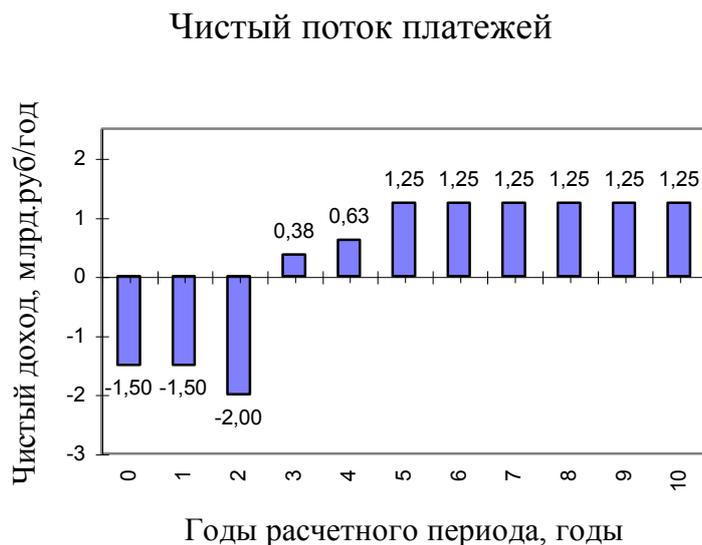


Рис. 7.3 Графический метод определения срока окупаемости

Срок окупаемости является индикатором ликвидности, дает информацию о том, как долго средства будут заморожены в проекте. Длительный период окупаемости означает, что соотношение между годовыми чистыми по-

токами и начальными инвестициями относительно неблагоприятное. Короткий период окупаемости обычно соответствует высокому годовому чистому потоку денежных средств.

Показатель срока окупаемости инвестиций очень прост в расчетах, но вместе с тем имеет ряд недостатков:

- во-первых, он не учитывает влияние доходов последних периодов;
- во-вторых, не делает различия между проектами с одинаковой суммой доходов, но различным распределением доходов по годам.

Суммарные и удельные дисконтированные затраты. Показатель суммарных дисконтированных затрат применяется для сравнительного анализа вариантов равных по результатам, т. е. количеству и качеству реализуемой продукции. Суммарные дисконтированные затраты рассчитываются по формуле:

$$Z_{\Sigma} = \sum (K_t + I'_t - K_{ликт}) \cdot (1 + E)^{-t} \rightarrow \min . \quad (7.12)$$

Наилучшим считается вариант, которому соответствует минимум дисконтированных затрат. Выбранный вариант должен быть обязательно проверен по критериям ЧДД, ИД, ВНД, $T_{ок}$.

В тех случаях, когда при реализации сравниваемых вариантов, производится разный объем продукции, и привести их в сопоставимый вид невозможно, при анализе используется показатель удельных дисконтированных затрат:

$$Z_{уд} = \frac{Z_{\Sigma}}{\sum_{t=0} V_t} \rightarrow \min , \quad (7.13)$$

где V_t – объем продукции в год t .

Наилучшим является вариант, которому соответствует минимальное значение данного показателя.

Полученное значение Z_{Σ} сопоставляется со средними ценами на продукцию, если Z_{Σ} превышает цену, то при условии отсутствия альтернативы, надо ставить вопрос о повышении цены.

Экономическую эффективность проекта определяют, исходя из характеристик денежных потоков, которые он генерирует, т.е. интенсивности и особенности их изменения во времени по годам расчетного периода, а также соотношения между действительной и текущей стоимостью составляющих доходов и расходов. Любой из показателей, использующийся для оценки проекта, не может отразить в полной мере все особенности инвестиционного проекта как источника экономических результатов. Кроме того, при сравнении вариантов некоторые показатели могут дать противоречивые результаты. Для повышения качества оценки и получения непротиворечивых рекомендаций по выбору инвестиционных проектов принято ранжировать показатели и использовать многокритериальные методы принятия решений.

В энергетической отрасли с учетом значительной продолжительности реализации проектов и связанной с этим неопределенности исходной инфор-

мации представляется целесообразным считать наиболее значимым показателем срока окупаемости, который в наибольшей степени определяет инвестиционную привлекательность проекта. Следующим по значимости за этим показателем можно считать ВНД, так как это показатель определяет запас «экономической устойчивости» проекта.

Показатели чистого дисконтированного дохода и близкого к нему индекса доходности, которые предполагают оценку прибыльности проекта на протяжении всего расчетного периода, в виду неопределенности информации о будущих доходах и расходах, целесообразно использовать, в первую очередь, для предварительной оценки проекта.

При оценке проектов, связанных с энергосбережением, расчетный период которых не превышает 5 лет, порядок ранжирования показателей может быть изменен.

7.5. Учет инфляции при оценке экономической эффективности инвестиционных проектов

Расчет экономической эффективности можно проводить в базисных, прогнозных и расчетных ценах.

Базисные цены (C_6) – это цены сложившиеся на момент проведения расчета. Расчет рекомендуется проводить на стадии технико-экономического решения, т.е. на стадии выбора вариантов осуществления проекта. На стадии технико-экономического обоснования рекомендуется проводить расчет всех денежных потоков в прогнозных ценах. В них учитывается влияние инфляции. Инфляция – снижение покупательной способности единицы денежных средств, в результате чего прогнозируемые масштабы затрат и доходов по годам расчетного периода растут в соответствии с принятыми темпами инфляции:

$$C_{\Pi} = C_6 \times I, \quad (7.14)$$

где C_{Π} – прогнозная цена; I – индекс инфляции, т.е. индекс изменения цены от первого года к году t .

Расчетные цены применяются для определения показателей эффективности (ВНД, ЧДД):

$$C_p = \frac{C_{\Pi}}{1 + \alpha_{\Pi}}, \quad (7.15)$$

где α_{Π} – средний темп инфляции в год t .

При использовании базисных (постоянных) цен обеспечивается соизмеримость всех стоимостных показателей на протяжении срока жизни проекта, при этом необходимо, чтобы исходные параметры, выражающие стоимость капитала (например, процентные ставки по кредитам, депозитным вкладам), были очищены от инфляционной составляющей.

С учетом инфляции различают:

E_H – номинальную ставку дисконта, существующую на данный момент времени и включающую инфляцию;

E_p – реальную ставку дисконта, т.е. очищенную от инфляции:

$$E_p = E_n - \alpha_n. \quad (7.16)$$

Формула справедлива, если темп инфляции невысок (3-5 %); если темп инфляции значителен, то применяют другую формулу:

$$E_p = \frac{E_n - \alpha_n}{1 + \alpha_n}. \quad (7.17)$$

На всех стадиях предынвестиционных исследований в той или иной степени присутствует фактор неопределенности. Естественно, степень неопределенности будет уменьшаться по мере уточнения исходной информации, изучения сложившейся ситуации и определения целей проекта и конкретных способов их достижения. Однако полностью исключить неопределенность при планировании в принципе невозможно. Поэтому общая оценка проекта должна выполняться с учетом возможных изменений внешних и внутренних параметров при его осуществлении. Кроме того, риск может быть связан с характером проекта.

7.6. Учет фактора неопределенности и оценка риска

На всех стадиях предынвестиционных исследований в той или иной степени присутствует фактор неопределенности. Поэтому общая оценка инвестиционного проекта должна выполняться с учетом возможных изменений внешних и внутренних параметров при его осуществлении.

В качестве внешних влияющих факторов обычно рассматриваются:

- будущий уровень инфляции;
- изменение цен и спроса на продукцию;
- изменение цен на сырье;
- изменение ссудных или банковских процентов;
- изменение налоговых ставок.

К внутренним параметрам проекта относятся:

- изменение сроков и стоимости строительства;
- темпы освоения производства продукции;
- изменение потребности в различных видах сырья и материалов;
- динамика сбытовых расходов и т.д.

Существуют следующие методы учета неопределенности при оценке эффективности инвестиционных проектов:

1. Включение рискованной надбавки в величину ставки дисконта;
2. Вероятностный анализ;
3. Расчет критических точек;
4. Анализ чувствительности;
5. Сценарный подход.

Рассмотрим подробнее указанные выше методы.

Включение **рискованной надбавки** в величину ставки дисконта является распространенным, наиболее простым, но очень приближенным и достаточно грубым способом учета неопределенности.

Наиболее точным (но и наиболее сложным с технической точки зрения) способом учета фактора неопределенности является **вероятностный** анализ. Его суть заключается в том, что для каждого влияющего фактора строится кривая вероятности значений (по 3-5 точкам). Последующий анализ может идти по одному из двух направлений:

- путем определения и использования в расчетах средневзвешенных величин;
- путем построения “дерева вероятностей” и выполнения расчетов по каждому из возможных сочетаний варьируемых значений, в результате которого строится график вероятности результирующих показателей (ЧДД, ВНД).

В первом случае ожидаемое значение ЧДД определяется по формуле математического ожидания:

$$\mathcal{E}_{\text{д.ож}} = \sum (\mathcal{E}_i \times P_i), \quad (7.18)$$

где \mathcal{E}_i – чистый дисконтированный доход при i -ом условии реализации; P_i – вероятность реализации этого условия.

Несомненно, что проведение вероятностного анализа инвестиционного проекта требует выполнения весьма значительного объема вычислений, особенно во втором случае.

Методы расчета **критических точек** проекта обычно представлены расчетом, так называемой, точки безубыточности, применяемой по отношению к объемам производства или реализации продукции. Его смысл в определении минимально допустимого (критического) уровня производства, при котором проект становится безубыточным. Таким образом, критический объем производства представляет собой минимальный объем производства продукции, обеспечивающий равенство выручки от реализации продукции и издержек на ее производство.

Для использования этого метода должен быть выбран интервал планирования (год t), на котором достигается полное освоение производственных мощностей. Проект признается устойчивым, если найденная величина не превышает 75-80% от нормального уровня.

Несмотря на простоту и высокую интерпретационную ценность, метод расчета точки безубыточности имеет существенный недостаток, заключающийся в использовании исходных данных только по одному году для заключения об устойчивости проекта на всем протяжении срока жизни.

Кроме расчета точки безубыточности можно определять другие критические точки, в которых изменяемыми параметрами могут быть разные факторы (например, цена продукции, кредитные ставки, налоговые выплаты и т.д.), а критериями – сумма накопленных денежных средств, ВНД, ЧДД.

Другим методом решения этой задачи является **анализ чувствительности** или устойчивости инвестиционного проекта к изменениям внешних факторов и параметров самого проекта. Его суть заключается в измерении степени влияния отклонения того или иного параметра от номинального или среднего (базового) значения на результирующие показатели проекта. Анализ чувствительности позволяет определить ключевые, с точки зрения устой-

чивости проекта, параметры исходных данных, а также рассчитать их критические, т.е. предельно-допустимые, с точки зрения экономической эффективности, значения. Существенным является то, что при анализе чувствительности охватывается весь срок жизни проекта, а не отдельно взятый интервал планирования (как при определении точки безубыточности).

Факторы, варьируемые в процессе анализа, можно разделить на две основные группы:

- факторы, влияющие на объем поступлений;
- факторы, влияющие на объем затрат.

Обычно в качестве варьируемых факторов принимаются:

- показатели инфляции;
- физический объем продаж как следствие емкости рынка, доли предприятия на рынке и потенциала роста рыночного спроса;
- цена продукции и тенденции ее изменения;
- переменные издержки и тенденции их изменений;
- постоянные издержки и тенденции их изменений;
- требуемый объем инвестиций;
- стоимость привлекаемого капитала (проценты по кредитам, ставка дисконта).

Эти факторы непосредственно влияют на объемы поступлений и затраты. Кроме этого имеются факторы, косвенно влияющие как на объем поступлений, так и на затраты. К ним относятся так называемые “временные” факторы, особенно значимые в условиях инфляции:

- длительность строительства и выхода на режим нормальной эксплуатации;
- длительность технологического цикла изготовления продукции;
- время, затрачиваемое на реализацию продукции;
- время задержки платежей.

В качестве оценочных показателей (критериев) при выполнении анализа чувствительности могут выступать внутренняя норма доходности, чистый дисконтированный доход, срок окупаемости, сумма накопленных к концу жизни проекта свободных денежных средств. На первой стадии анализа чувствительности производится попеременно варьирование факторов на $\pm 10-20\%$ при базовых значениях остальных. Определяется показатель чувствительности критерия как отношение отклонения его к базовой величине. Далее производится ранжирование факторов в порядке убывания показателя чувствительности. В зависимости от степени влияния фактора на величину критерия их можно условно разделить на три группы чувствительности: высокую, среднюю и низкую. Для принятия правильного решения большое значение имеет также уровень надежности и точности прогноза (достоверности) исходной информации, который тоже можно оценить как высокий, средний и низкий. Существуют правила:

- при высокой чувствительности и низком уровне надежности и точности прогноза проводят повторную проверку исходной информации, уточне-

ние ее и исследование показателей эффективности проекта повторно, а при среднем уровне надежности необходим анализ всех отклонений рассматриваемого фактора от расчетных параметров в процессе осуществления проекта и постоянный контроль за ним;

- при средней чувствительности и низком уровне надежности рекомендуется отслеживать отклонения рассматриваемого параметра, а при высокой надежности и точности прогноза про этот фактор можно забыть;

- при низкой чувствительности и низком уровне точности прогноза еще есть необходимость контроля данного параметра, а при высоком уровне точности прогноза можно про этот фактор забыть.

В результате анализа чувствительности можно не только уточнить те факторы, которые в наибольшей степени влияют на показатели эффективности проекта, но и наметить мероприятия по устранению их негативного воздействия. Например, если цена является критическим фактором, то имеет смысл по-новому оценить качество маркетинговых исследований, рассмотреть возможность снижения стоимости проекта и т.д.

Задача анализа может быть усложнена, а результаты могут быть более интересными, если учитывать наличие взаимосвязей между различными факторами, например, между ценой на продукцию и объемом продаж. Полученная информация может быть использована для определения оптимального или наиболее вероятного сочетания таких параметров.

В ряде случаев при анализе чувствительности не на единичные факторы, а на их совокупность возникает необходимость в составлении сценариев. Такой **“сценарный” метод** довольно широко используется на Западе.

Рассматриваются обычно три сценария: оптимистический - при самом благоприятном стечении обстоятельств, пессимистический - при самом неблагоприятном развитии событий и нормальный. Такой анализ неопределенности позволяет определить степень устойчивости проекта к вероятному негативному воздействию внешних факторов. Если проект достаточно устойчив, это серьезно повышает его привлекательность в глазах инвестора. И, наоборот, проект, имеющий высокие показатели эффективности, может (и должен) быть отвергнут, если будет установлена его слишком сильная зависимость от благоприятного стечения обстоятельств.

ТЕМА 9

7.7. Оценка экономической эффективности инвестиций в реконструкцию и техническое перевооружение энергетических объектов

Оценка эффективности инвестиций производится с использованием экономических критериев, которые должны включать в себя такие виды эффекта, как: экономический, социальный, политический, стратегический.

Принципиальных отличий оценки эффективности инвестиций в новое строительство или реконструкцию не существует.

Целью реконструкции действующих объектов может быть:

- 1) уменьшение потребности во вводе в эксплуатацию новых энергообъектов и благодаря этому экономия капиталовложений;
- 2) улучшение технико-экономических показателей действующих объектов: снижение удельного расхода топлива на выработку электроэнергии и тепла; уменьшение потребности в электроэнергии на собственные нужды; снижение потерь в ЛЭП; повышение надежности работы оборудования; сокращение количества персонала;
- 3) увеличение располагаемой мощности;
- 4) повышение маневренности работы оборудования;
- 5) снижение удельных расходов топлива;
- 6) улучшение социальных и экологических факторов: улучшение условий труда, снижение вредных выбросов.

Интересы заказчика и инвестора при проведении реконструкции часто не совпадают. Для заказчика проведение реконструкции диктуется необходимостью иметь энергообъект требуемого технического уровня. Основная задача – выбор наилучшего варианта на основе многокритериальной оценки.

Инвестор, как правило, предъявляет только экономические требования. Для инвестора оптимальный вариант должен иметь максимальную доходность и минимальный срок возврата капитала.

В качестве альтернативных рассматриваются варианты до реконструкции объекта с учетом выполнения условий сопоставимости. По каждому варианту определяются капиталовложения, стоимость основных средств, величина эксплуатационных издержек.

Критерием экономической эффективности инвестиций в реконструкцию энергообъекта при рассмотрении альтернативных вариантов является минимум дисконтированных затрат за расчетный период, который складывается из времени проведения реконструкции объекта, периода выхода на режим нормальной эксплуатации и периодов нормальной эксплуатации реконструируемого объекта.

Суммарная величина дисконтированных затрат:

$$Z_{\text{рек}} = \sum_{i=1}^m Z_i, \quad (7.19)$$

где m – число составляющих затрат; Z_i – дисконтированные затраты в определенные мероприятия, которые обеспечивают работу объекта при условии сопоставимости по следующим признакам: по располагаемой электрической мощности потребителя, по величине годового отпуска электрической и тепловой энергии потребителю, по уровню цен и тарифов, по воздействию на окружающую среду.

Z_1 – *затраты непосредственно в энергообъект* рассчитываются по формуле:

$$Z_1 = \sum_{i=1}^{T_p} (K_t + I'_t - K_{\text{ликт}}) \cdot (1 + E)^{-t} / \quad (7.20)$$

При выборе ставки дисконтирования E ориентируются на:

- а) усредненный показатель доходности акций;
- б) существующие ставки по кредитам;
- в) субъективные оценки.

Z_2 – *затраты в железнодорожный транспорт, автомобильные дороги, газопроводы, внешние коммуникации*. Эти затраты рассчитываются аналогично Z_1 .

Z_3 – *затраты в строительство ЛЭП, тепловых сетей, вызванные приростом электрической и тепловой энергии*, рассчитываются по формуле аналогичной Z_1 .

Z_4 – *затраты, связанные с выравниванием варианта по энергетическому эффекту* – по мощности и энергии у потребителя:

$$Z_4 = \sum_{t=1}^{T_p} \Delta \mathcal{E}_t \times C_{\mathcal{E}} (1 + E)^{-t}, \quad (7.21)$$

где $\Delta \mathcal{E}_t$ – разница в отпуске электрической энергии по альтернативным вариантам; $C_{\mathcal{E}}$ – стоимость перетока электроэнергии.

Z_5 – *затраты, вызванные простоем реконструируемого оборудования и соответствующего восполнения недоотпуска энергии потребителю*. Восполнение электроэнергии связано с покупкой или снижением продаж электроэнергии в смежную энергосистему:

$$Z_5 = \sum_{t=1}^{T_p} \Delta \mathcal{E}_t^{\text{рек}} (C_{\mathcal{E}} - C_T \times b_{\mathcal{E}\mathcal{T}}) (1 + E)^{-t}, \quad (7.22)$$

где $\Delta \mathcal{E}_t^{\text{рек}}$ – суммарный годовой недоотпуск электроэнергии в период реконструкции; $C_{\mathcal{E}}$ – стоимость покупной или продаваемой электроэнергии; C_T – стоимость топлива на реконструируемом объекте; $b_{\mathcal{E}\mathcal{T}}$ – удельный расход топлива на производство электроэнергии на реконструируемом объекте.

Z_6 – *затраты, связанные с выравниванием вариантов по надежности из-за разных простоев основного энергооборудования в авариях*.

В варианте с меньшей надежностью учитываются затраты на дополнительную резервную мощность.

$$Z_6 = \sum_{t=1}^{T_p} (K_t + I'_t) (1 + E)^{-t} \quad (7.23)$$

где I'_t – эксплуатационные издержки без амортизации по содержанию дополнительной резервной мощности; K_t – капитальные вложения в резервную мощность.

В качестве альтернативы затратам Z_6 могут быть приняты затраты по покупке резервной мощности в соседних энергосистемах.

Z_7 – *затраты, учитывающие остаточную стоимость основных средств реконструируемых объектов*:

$$Z_7 = [K_0 (1 - T_{\mathcal{E}} / T_{\text{сл}}) - K_{\text{лик}} - T_{\text{ц}} \times I_{\text{кр}}] (1 + E)^{-t}, \quad (7.24)$$

где K_6 – балансовая стоимость основных средств; $T_э$, $T_{сл}$ – срок эксплуатации и срок полезного использования основных средств, соответственно; $K_{лик}$ – ликвидационная стоимость, по которой продается оборудование; $T_{ц}$ – ремонтный цикл; $I_{кр}$ – издержки на капитальный ремонт.

Z_8 – *затраты, учитывающие разный срок службы альтернативных вариантов* (выравнивание по жизненному сроку).

Если сравниваемые варианты различаются по сроку эксплуатации, то при расчете вариантов, имеющих меньший срок эксплуатации, чем максимальный, необходимо учитывать дисконтированные затраты, связанные с вводом тепловой и электрической мощности для обеспечения условий сопоставимости по производственному эффекту:

$$Z_8 = \sum_{i=T_{э,р}}^{T_p} (K_t + I'_t - K_{ликt}) \cdot (1 + E)^{-t}, \quad (7.25)$$

где $T_{э,р}$ – расчетный срок эксплуатации реконструируемого объекта.

Z_9 – *дополнительные затраты по доведению выбросов действующей станции до уровня не превышающего значений*. Рассчитывается аналогично Z_1 .

Для оценки финансово-экономической эффективности необходимо рассматривать интересы инвестора и заказчика.

При выборе наилучшего варианта реконструкции заказчик принимает решение на основе расчетов сравнительной экономической эффективности капитальных вложений по критерию минимума суммарных дисконтированных затрат. Однако выбранный вариант должен быть обязательно проверен по другим критериям финансово-экономической эффективности, которые определяются на основе соотношений прироста прибылей и капиталовложений, вызвавших этот прирост.

Для конкретных проектов реконструкции прирост прибыли может определяться по-разному.

1. Если основные фонды энергообъекта имеют практически полный физический и моральный износ и дальнейшая эксплуатация объекта без реконструкции невозможна, то под результатом проекта реконструкции понимается стоимость всей продукции, вырабатываемой на реконструированном объекте.

2. Если цель реконструкции – улучшение технико-экономических показателей эксплуатации действующих достаточно новых основных средств, то в качестве результата может быть принят прирост прибыли от эксплуатации реконструируемого объекта за счет снижения издержек.

3. Возможны случаи «вынужденной» реконструкции, т.е. вызванные внешними факторами, не зависящими от состояния оборудования рассматриваемого энергообъекта, например переход электростанции на сжигание другого вида топлива или изменение параметров тепловой нагрузки промышленного объекта. В этом случае прироста прибыли может и не быть.

К случаям «вынужденной» реконструкции можно отнести реконструкцию энергообъекта по доведению экологических показателей его эксплуатации до современных нормативов. В этом случае результатом является снижение затрат на возмещение ущерба от загрязнения окружающей среды.

7.8. Определение финансово-экономической эффективности инвестиций в строительство ГЭС

Исходные данные по проектируемой ГЭС. В технико-экономических расчетах при оценке сравнительной экономической эффективности используются энергетические и экономические показатели проектируемой ГЭС.

Энергетические показатели ГЭС. К основным энергетическим показателям относятся мощность и выработка электроэнергии. Установленная мощность ГЭС находится в результате вводно-энергетических расчетов и составления годовых балансов мощности энергосистемы с ГЭС в условиях года расчетной обеспеченности.

В общем случае установленная мощность ГЭС равнозначна вытесненной мощности. При определении установленной мощности с учетом дублированной (сезонной) это должно быть учтено при расчете величины заменяемой мощности.

При проектировании ГЭС в каскаде в процессе выполнения вводно-энергетических расчетов должно быть учтено влияние проектируемой ГЭС на другие ГЭС каскада. Для этого необходимо определить изменение (увеличение или уменьшение) выработки электроэнергии и реальное изменение вытесняющей мощности других ГЭС каскада. Результаты этих расчетов используются при нахождении значения мощности сопоставимых вариантов.

Среднегодовая выработка электроэнергии проектируемой ГЭС при выполнении дипломных проектов определяется для условий среднегодового года. Сроки освоения выработки энергии ГЭС определяются, в основном, сроками ввода установленной мощности (если нет ограничений по ЛЭП и др.). При этом следует иметь в виду, что в первые годы эксплуатации, при частичном вводе мощности, ГЭС работает в базисном или близком к нему режиме. Для гидроузла с водохранилищами многолетнего регулирования стока для установления сроков освоения проектных параметров необходимо выполнить водно-энергетические расчеты по определению периода первоначального наполнения водохранилища в условиях маловодного цикла лет.

В результате расчетов определяются графики изменения напоров гарантированной и располагаемой мощностей и выработки электроэнергии в первые годы эксплуатации ГЭС.

Основные экономические показатели ГЭС. К экономическим показателям, используемым в сопоставительных расчетах, относятся капитальные вложения и ежегодные издержки.

Капитальные вложения в гидроэнергетические установки определяются в результате составления сметно-финансового расчета по гидроузлу.

Срок строительства, год пуска первого агрегата, а также распределение капиталовложений по годам строительства, принимаются на основании плана производства работ на ГЭС и нормативных материалов УПС-84 (табл.7.3).

Таблица 7.3

Распределение капиталовложений по годам строительства

Сметная стоимость, млн.руб., менее	Общая норма продолжительности строительства в месяцах	Распределение капиталовложений по годам строительства, % от сметной стоимости					
		1	2	3	4	5	6
до 60	36/29	20	42	38	-	-	-
до 100	40/32	17	34	41	8	-	-
до 200	48/38	12	26	37	25	-	-
до 350	60/48	8	18	26	30	18	-
500 и выше	72/57	6	14	20	26	24	10

Примечание Над чертой приводится продолжительность строительства до ввода ГЭС на полную мощность, под чертой – первого агрегата.

Издержки производства по ГЭС (Игэс) вычисляются как сумма амортизационных отчислений (на реновацию), отчислений на капитальный ремонт и эксплуатационных издержек:

а) Издержки на амортизацию и капитальный ремонт подсчитаны с учетом структуры капиталовложений в ГЭС и норм амортизационных отчислений по оборудованию и сооружениям, представленных в табл.7.4:

$$I_{ам\ гэс} = (v_{соор} \alpha_{ам\ соор} + v_{обор} \alpha_{ам\ обор}) K_{бал} \quad (7.26)$$

$$I_{кап\ рем\ гэс} = (v_{соор} \alpha_{кап\ рем\ соор} + v_{обор} \alpha_{кап\ рем\ обор}) K_{бал}, \quad (7.27)$$

где $K_{бал}$ – балансовая стоимость основных фондов ГЭС.

Таблица 7.4

Нормы издержек на амортизацию и капитальный ремонт

Состав основных фондов	Доля балансовой стоимости осн.фондов, v,%	Амортизационные отчисления, $\alpha_{ам}$,%	Отчисления на капитальный ремонт, $\alpha_{кап\ рем}$
Здания, сооружения	85	1,0	0,09
Оборудование	15	3,2	1,5
Итого :	100		

б) Эксплуатационные издержки. В связи с тем, что на гидростанциях эксплуатационные издержки сравнительно невелики, для курсового и дипломного проектирования они могут быть приняты в виде удельных в целом по эксплуатации (без калькулирования по статьям затрат) в зависимости от установленной мощности. Осредненные нормы удельных издержек в ценах 1991 года приведены в табл.7.8. В этом случае:

$$I_{экспл} = I_{экспл\ уд} N_{уст\ гэс} \quad (7.28)$$

Общие издержки по ГЭС определяются по формуле:

$$I_{гэс\ t} = I_{экспл\ t} + I_{кап\ рем\ t} + I_{ам\ гэс} \quad (7.29)$$

Выбор сопоставимых вариантов.

Условия сопоставимости вариантов. Энергетический эффект ГЭС заключается в вытеснении мощности и электроэнергии заменяемых (альтернативных) электростанций.

Установленная мощность заменяемой электростанции находится при сравнении двух вариантов развития системы: с проектируемой ГЭС и заменяемой электростанцией.

Таковыми электростанциями, как правило, являются новые тепловые электростанции, сооружение которых возможно в данных районах, а не реконструируемые старые (их реконструкцию производят независимо от появления новых ГЭС).

Для сохранения материального баланса в народном хозяйстве необходимо, чтобы потребитель при любом из сравниваемых вариантов (система со вводом в нее ГЭС или ТЭС) получал одинаковое количество электроэнергии при одинаковом уровне надежности энергосистемы. Таким образом, сравниваемые варианты должны быть приведены к одинаковому эффекту по энергии и мощности и учтены различия в технических и энергетических характеристиках электростанций разных типов (ГЭС, КЭС, АЭС, ГТУ).

Определение энергетических показателей сопоставимых вариантов. При оценке сравнительной экономической эффективности ГЭС с помощью сопоставления ее с заменяемой ТЭС мощность и выработка электроэнергии тепловой станции, определяются следующим образом:

$$N_{\text{зам}} = N_{\text{уст ГЭС}} (1 - \alpha_{\text{сн ГЭС}} + \alpha_{\text{сн КЭС}} + \alpha_{\text{ав}} + \alpha_{\text{рем}} \pm \alpha_{\text{вл}}), \quad (7.30)$$

где $N_{\text{уст ГЭС}}$ – вытесняющая мощность ГЭС, МВт; $\alpha_{\text{сн ГЭС}}$ – нагрузка собственных нужд ГЭС (в дипломных проектах вычисляется при проектировании электрической части ГЭС); $\alpha_{\text{сн КЭС}}$ – нагрузка собственных нужд заменяемой ТЭС; $\alpha_{\text{рем}}$ – повышение требуемого ремонтного резерва системы при вводе в нее ТЭС вместо ГЭС, принимается 4- 8% в зависимости от плотности годового графика нагрузки системы. Меньшее значение относится к системам, где достаточно большой сезонный провал нагрузки обеспечивает проведение капитального ремонта без установки специального резерва; $\alpha_{\text{ав}}$ – повышение требуемого аварийного резерва системы при вводе КЭС вместо ГЭС для обеспечения одинакового уровня надежности; $\alpha_{\text{вл}}$ – разность потерь мощности в ЛЭП между вариантами системы с ГЭС или с заменяемой КЭС.

Все значения α выражаются в долях от единицы.

Аналогичное выражение для определения заменяемой выработки электроэнергии может быть записано следующим образом:

$$\mathcal{E}_{\text{зам}} = \mathcal{E}_{\text{ГЭС}} (1 + \alpha_{\text{сн КЭС}} - \alpha_{\text{сн ГЭС}} \pm \alpha_{\text{вл}}), \quad (7.31)$$

где $\mathcal{E}_{\text{ГЭС}}$ – среднегодовая выработка электроэнергии на гидроэлектростанции.

Для обеспечения энергетической сопоставимости режим работы энергосистемы при вводе в нее каждого из сравниваемых объектов (ГЭС, КЭС и других) должен оптимизироваться. В результате такой оптимизации выявляется режим работы проектируемой и заменяемой установок.

Как правило, ГЭС проектируются для работы (в большей части года) в пиковых или полупиковых частях графика нагрузки энергосистемы, следовательно, и сопоставимый вариант должен рассматриваться для работы в этих же режимах.

Определение экономических показателей сопоставимых вариантов. Капитальные вложения в заменяемые ГТУ или специальные пиковые (полупиковые) электростанции определяются по укрупненным показателям удельных капиталовложений, руб/кВт:

$$K_{\text{кЭС}}^{\text{зам}} = K_{\text{кЭС}}^N N^{\text{зам}}. \quad (7.32)$$

Удельные капитальные вложения зависят от типа электростанции, ее полной установленной мощности, единичной мощности, параметров агрегатов и вида топлива. Помимо капитальных вложений в сооружение ТЭС необходимо учитывать и первоначальные оборотные средства. Практически в расчеты следует вводить превышение оборотных средств для ТЭС по сравнению с ГЭС, которое можно ориентировочно принять в размере 2% фактических вложений в ТЭС.

Издержки по эксплуатации тепловых станций разделяются на условно-постоянные и условно-переменные. Условно-постоянная часть состоит из отчислений на амортизацию (реновацию), ремонт, зарплаты эксплуатационного персонала с начислениями, общестанционных и прочих расходов:

$$I_{\text{зам}} = I_{\text{ам}} + I_{\text{кр}} + I_{\text{тр}} + I_{\text{з.пл}} + I_{\text{пр}}. \quad (7.33)$$

Заработная плата определяется численностью эксплуатационного персонала и средним годовым фондом зарплаты на одного работника ($\Phi_{\text{з.пл}}$, руб/чел-год). Численность эксплуатационного персонала может быть определена по соответствующему штатному коэффициенту ($Ш_{\text{т.эк}}$) и заменяемой мощности ($N_{\text{зам}}$). Значение штатного коэффициента принимается в соответствии с полной установленной мощностью и параметрами заменяемой ТЭС:

$$I_{\text{з.пл.}} = Ш_{\text{т.эк.}} N_{\text{зам}} \Phi_{\text{з.пл.}} \quad (7.34)$$

Норма амортизационных отчислений ($\alpha_{\text{ам}}$) для ТЭС составляет 3,5% от капитальных вложений.

Норма отчислений на капитальный ремонт определяется по формуле:

$$\alpha_{\text{кр}} = 1.2 \beta_{\text{кр}} 10^{-3} + 0.007, \quad (7.35)$$

где $\beta_{\text{кр}}$ – норма отчислений на капитальный ремонт.

Общестанционные и прочие расходы в соответствии с рекомендациями института Теплоэлектропроект могут быть приняты для крупных КЭС в размере 27% суммы амортизационных отчислений, расходов на текущий ремонт и зарплаты:

$$I_{\text{пр}} = 0,27 (I_{\text{ам}} + I_{\text{кр}} + I_{\text{тр}} + I_{\text{з.пл}}). \quad (7.36)$$

Условно-переменные издержки для тепловой станции определяются как топливная составляющая затрат. Зависят от величины топливного эффекта ГЭС (годовой экономии топлива) и определяются по формуле:

$$Z_{\text{топл}} = V_{\text{год}} \Pi_{\text{топл}} \quad (7.37)$$

где $\Pi_{\text{топл}}$ – цена на топливо.

Топливный эффект ГЭС.

Определение топливного эффекта – сложная и весьма трудоемкая задача. Поэтому в практике проектирования ГЭС наряду с детальными расчетами топливного эффекта на ранних стадиях проектирования (также и при дипломном проектировании) годовой топливный эффект приближенно можно определить по формуле:

$$V_{\text{год}} = b_{\text{уд}} * \Delta_{\text{зам}}, \quad (7.38)$$

где $b_{\text{уд}}$ – удельный расход топлива на отпущенную электроэнергию для газотурбинных установок.

Все полученные экономические показатели ГЭС и заменяемого варианта приводятся к текущим ценам с помощью индексов-дефляторов.

Сравнительная экономическая эффективность инвестиций в ГЭС.

При определении сравнительной экономической эффективности ГЭС по отношению к заменяемому варианту используем интегральный критерий минимальных дисконтированных затрат за расчетный период.

Дисконтированные затраты определяются по формуле:

$$Z_t = (K_t + I''_t - L_t) V_t, \quad (7.39)$$

Суммарные дисконтированные затраты $Z_{\text{гэс}} = Z_t \rightarrow \min$,

где I''_t – общие годовые эксплуатационные расходы по энергетическому объекту без учета затрат на амортизацию; L_t – ликвидная стоимость объекта, определяется в том случае, когда расчетный период меньше периода эксплуатации;

$$L_t = K_{t \text{ нараст}} - \sum I_{\text{ам } t \text{ переоц}}, \quad (7.40)$$

где $K_{t \text{ нараст}}$, $\sum I_{\text{ам } t \text{ переоц}}$ – суммарные капиталовложения и суммарные амортизационные издержки с учетом переоценки с помощью инфляционных коэффициентов. Переоценка необходима, т.к. ликвидная стоимость определяется на последний год расчетного периода, а значит все используемые при ее расчете экономические показатели должны учесть инфляционное повышение в течение расчетного периода:

$$\sum I_{\text{ам } t \text{ переоц}} = I_{\text{ам } t} + \sum I_{\text{ам } t-1} k_{\text{н общ } t}, \quad (7.41)$$

где $k_{\text{н общ } t}$ – коэффициенты общей инфляции в годы расчетного периода; V_t – коэффициент дисконтирования (приведения разновременных затрат), т.е. коэффициент, с помощью которого осуществляется соизмерение во времени результатов и затрат разных лет;

$$V_t = (1 + E_{\text{ср}})^{-t}, \quad (7.42)$$

где $E_{\text{ср}}$ – величина среднего норматива дисконтирования, представляет средневзвешенную величину процентов на заемный капитал и ожидаемых дивидендов на акции с учетом риска и инфляции.

В мировой практике обычно номинальную ставку $E_{\text{ср ном}}$ принимают равной 10% (без учета инфляции). Так как в расчете учитывается переменный уровень инфляции, то реальное значение среднего норматива дисконтирования $E_{\text{ср}}$ должно учитывать инфляционную составляющую. Реальная ставка вычисляется при темпах инфляции:

- при темпах инфляции 3-5 % в год:

$$E_{ср t} = E_{ср ном} + k_{инф}, \quad (7.43)$$

- при более высоких темпах инфляции:

$$E_{ср ном} = E_{ср ном} (1 + k_{инф общ t}) + k_{инф общ t}. \quad (7.44)$$

Абсолютная финансово-экономическая эффективность ГЭС.

Расчет финансовых показателей:

- выручка от реализации продукции:

$$O_{p t} = \Delta_{ГЭС t} * T_t, \quad (7.45)$$

где $\Delta_{ГЭС t}$ – выработка электроэнергии, T_t – средний тариф в прогнозных ценах (с учетом инфляции);

- балансовая прибыль:

$$П_{бал t} = O_{p t} - И_{сум t}; \quad (7.46)$$

- налог на прибыль принят равным 20%.

$$Н_t = 0.2 П_{бал t}; \quad (7.47)$$

- чистая прибыль численно равна балансовой прибыли за вычетом налога на прибыль.

$$П_{ч t} = П_{бал t} - Н_t; \quad (7.48)$$

- потоки чистых платежей в прогнозных ценах:

$$(O_{p t} - K_{акц t} - И''_{t} - В_{кр t} - Н_t - K_{проц t} + Л_t - Д_t). \quad (7.49)$$

Для того, чтобы использовать в качестве сравнения номинальный средний коэффициент дисконтирования, необходимо определить номинальные потоки чистых платежей, учитывающие структурную инфляцию, но очищенные от общей инфляционной составляющей:

$$П_{чист.пл.}^{ном} = П_{чист.пл.} / K_{инфл t}^{общ}. \quad (7.50)$$

Расчет интегральных показателей финансово-экономической эффективности ГЭС.

Чистая современная стоимость (эффект) характеризует экономическую эффективность инвестиций по всем источникам финансирования:

$$\Delta_{ф t} = \sum_1^{Tr} (O_{p t} - K_{акц t} - И''_{t} - В_{кр t} - Н_t - K_{проц t} + Л_t - Д_t) V_{t ном}, \quad (7.51)$$

Без учета влияния инфляции формула 7.42 принимает вид:

$$V_{t ном} = (1 + E_{ср ном})^{-t}, \quad (7.52)$$

и позволяет рассчитать номинальный коэффициент дисконтирования.

Чистый дисконтированный доход равен суммарной чистой дисконтированной стоимости.

Внутренняя норма доходности представляет собой коэффициент дисконтирования, при котором сумма дисконтированного притока наличности равна величине дисконтированных оттоков наличности за расчетный период, включающий в себя период строительства. По существу этот показатель характеризует рентабельность проекта с учетом разновременности доходов и расходов, эскалации цен, выплаты налогов и т.д.

$$\sum_1^{Tr} (O_{p t} - K_{акц t} - И''_{t} - В_{кр t} - Н_t - K_{проц t} + Л_t - Д_t) (1 + E_{внд})^{-t}, \quad (7.53)$$

где T_p – продолжительность (последний порядковый год) расчетного периода; $E_{внд}$ – внутренняя норма доходности, являющаяся в данном случае искомой величиной и обеспечивающая справедливость равенства. Определяется методом последовательных приближений при различных ставках дисконта.

Критерием эффективности инвестиций в сооружение энергетического объекта служит условие превышения $E_{внд}$ над средней величиной норматива дисконтирования (номинальной ставки), принятой в расчете 10%.

Для определения $E_{внд}$ строится вспомогательная зависимость, связывающая чистый дисконтированный доход Δ_ϕ и $E_{диск}$, по 3-4 точкам, для чего задаются $E_{диск}$ и находят Δ_ϕ .

$E_{диск}$ можно изменять в пределах от 0 до 100%.

При пересечении кривой $f(\Delta_\phi, E_{диск})$ оси абсцисс (т.е. $\Delta_\phi = 0$) значение $E_{диск}$ и есть искомая $E_{внд}$.

Срок возврата капитала (дисконтированный срок окупаемости) характеризует период, в течении которого полностью возвращаются первоначальные капитальные вложения за счет прибыли, получаемой при эксплуатации объекта:

$$\sum_1^{T_b} (O_{pt} - K_{акц} - I''_t - B_{крт} - H_t - K_{проц} + L_t - D_t) * (1 + E_{ср ном})^{-t} = 0, \quad (7.54)$$

где T_b – последний год периода, после которого величина Δ_ϕ (эффект), определяемая с фиксированной нормой дисконта $E_{ср}$, приобретает положительное значение, искомая величина.

Чтобы рассчитать дисконтированный срок окупаемости, необходимо просуммировать с нарастанием значения чистой современной стоимости и определить год, когда сумма, т.е. чистый дисконтированный доход, станет положительным. Этот год и будет являться годом возврата капитала.

Критерием экономической эффективности ГЭС служит выражение: $T_b < T_p$.

7.9. Особенности определения показателей эффективности инвестиций в реконструкцию ГЭС

Возможные источники финансирования мероприятий по реконструкции и техническому перевооружению действующих ГЭС.

Одним из основных источников инвестиций в реконструкцию и техническое перевооружение гидроэнергетических объектов в настоящее время является инвестиционный внебюджетный фонд целевого назначения.

Среди внутренних источников финансирования реконструкции действующих ГЭС в ближайший период должна возрасти роль фонда накопления амортизационных отчислений.

Вторичная эмиссия акций может явиться важным источником финансирования реконструкции действующих ГЭС.

Реконструкция и техническое перевооружение гидроэнергетических объектов может также вестись за счет кредитов коммерческих банков. Привлечение кредитов коммерческих банков для этих целей может оказаться бо-

лее реальным, чем для нового строительства крупных ГЭС из-за возможности относительно более быстрого возврата средств.

Важным источником финансирования реконструкции и технического перевооружения гидроэнергетических объектов может стать привлечение зарубежных инвестиций для финансирования мероприятий по реконструкции российских гидроэлектростанций.

Финансовые расходы акционерного общества при реконструкции действующих ГЭС.

Финансовые расходы на реконструкцию ГЭС в год t определяются капиталовложениями в реконструкцию ГЭС в год t ($K_{\text{рек.}t}$) за вычетом ликвидной стоимости демонтируемого оборудования в тот же год t (L_t).

Капитальные вложения в реконструкцию гидроэнергетических объектов представляют собой расходы, связанные с приобретением, доставкой и монтажом технологического и строительного оборудования, оплатой рабочей силы и рядом побочных и прочих затрат. Капиталовложения на разных этапах проектирования определяются по аналогам, на базе укрупненных расценок, путем составления сметно-финансовых расчетов.

В состав капиталовложений на строительно-монтажные работы входят также накладные расходы и прибыль подрядчиков (строительных фирм). Сметная стоимость реконструкции ГЭС должна оцениваться как в базисных ценах, так и в современных ценах, т.е. в ценах на момент проведения расчетов. Далее производится прогнозирование величины капиталовложений с учетом предполагаемой инфляции за период реконструкции осуществления.

При зарубежном инвестировании капиталовложений в реконструкцию ГЭС и проведении расчетов в свободно конвертируемой валюте приведенные выше данные по их инфляции так же подлежат учету.

Финансовая оценка результатов реконструкции ГЭС (доходы акционерного общества).

Доходы акционерного общества обеспечиваются реализацией мощности и электроэнергии, производимой на ГЭС.

Энергетический эффект реконструкции заключается в возможности получения, в результате установки более мощного и более экономичного оборудования, дополнительных мощности и выработки электроэнергии, что обуславливается:

- приростом пиковой мощности ГЭС за счет увеличения единичной мощности агрегатов,
- приростом мощности ГЭС за счет увеличения КПД гидроэнергетического оборудования,
- приростом сезонной выработки электроэнергии на ГЭС за счет увеличения КПД устанавливаемого оборудования и сокращения холостых сбросов в результате увеличения установленной мощности ГЭС,
- повышением до проектных величин показателей надежности работы ГЭС (снижением аварийного недоотпуска мощности и электроэнергии).

Величина валового дохода от реконструкции ГЭС определяется произведением тарифа на продажу электроэнергии на объем (прирост объема) продаваемой электроэнергии и мощности.

Передаваемая выработка электроэнергии ГЭС должна быть ниже вырабатываемой электроэнергии на величину собственных нужд.

При определении эффективности капиталовложений в реконструкцию наличие мощностной составляющей имеет большее значение. Получаемый же прирост выработки электроэнергии на ГЭС в результате замены оборудования, как правило, не велик. Это объясняется тем, что заменяемое гидросиловое оборудование имеет достаточно высокий к.п.д., а возможности увеличения коэффициента использования стока реки ограничены. В то же время при реконструкции появляются возможности для увеличения пиковой мощности ГЭС, что при дефиците мощности в энергосистеме позволило бы существенно повысить эффективность инвестиций в реконструкцию ГЭС. Однако выбытие по условиям ненадежной работы части установленной мощности ГЭС может нанести значительный ущерб надежности энергоснабжения потребителей, особенно в период прохождения пиковых нагрузок. При этом потери выработки энергии могут быть весьма небольшими и определяться лишь повышенными сбросами в период прохождения паводка.

Определение перспективных тарифов на электроэнергию, т.е. тарифов, по которым будет продаваться электроэнергия ГЭС после осуществления реконструкции, необходимо начать с анализа исходных данных по существующим тарифам потребителей электроэнергии для энергосистем, использующих энергоотдачу. Затем должны быть проанализированы основные факторы, влияющие на перспективные среднесистемные тарифы на электроэнергию. Сюда относятся прогнозы изменения стоимости топлива, потребляемого тепловыми электростанциями; динамика изменения стоимостной оценки постоянной части затрат, связанных с выработкой электроэнергии в рассматриваемой энергосистеме и т.д.

Определение чистой прибыли, обеспечиваемой реконструкцией гидроэнергетического объекта.

Доходы ГЭС определяются чистой прибылью, обеспечиваемой реализацией электроэнергии. Определению чистой прибыли предшествует определение балансовой прибыли.

Эксплуатационная составляющая ежегодных издержек по ГЭС после реконструкции определяется с учетом возможности сокращения затрат на ремонт оборудования, достижения экономии материалов, снижения численности персонала. В этих условиях величина издержек может иметь, как положительное, так и отрицательное значение. Другими словами, она может как увеличивать, так и уменьшать величину балансовой прибыли. Объясняется это тем, что при отсутствии реконструкции вполне вероятным является существенное увеличение стоимости капитальных ремонтов, что должно находить отражение при экономических расчетах.

Следует учитывать, что в случае отказа от проведения реконструкции ГЭС, при наличии неработающих агрегатов могут возникнуть трудности с

пропуском паводочных расходов через эти агрегаты. Тогда в финансово-экономических расчетах необходимо учитывать, что при осуществлении реконструкции ГЭС возникнет дополнительная экономия, связанная с отказом от строительства водопропускных сооружений, способных пропустить расходы воды взамен неработоспособного агрегата.

При подсчете налогооблагаемой прибыли величину балансовой прибыли следует уменьшить на величину возврата основных платежей по кредиту и налогов, выплачиваемых из прибыли до налогообложения.

Критерии финансово-экономической эффективности инвестиций в реконструкцию гидроэнергетических объектов.

Рассматриваются следующие критерии.

Внутренняя норма рентабельности (ВНР) объекта. Формула 7.53 принимает вид:

$$\sum_1^{T_p} (\Delta\Pi_{чt} + \mathbf{I}_{амt} - \mathbf{K}_{рекt} + \mathbf{J}_t) (1 + E_{внд})^{-t} = 0, \quad (7.55)$$

где $\Delta\Pi_{чt}$ – чистая прибыль, обеспечиваемая реконструкцией гидроэнергетического объекта в год t ; T_p – расчетный период (рекомендуется принимать равным 40-50 годам).

Срок предельно возможного полного возврата банковских кредитов и процентов по ним определяется как:

$$\sum_{t=1}^{T_6} K_{з.рек.t} = \sum_{t=1}^{T_6} (\Delta\Pi_{чt} + \mathbf{I}_{амt}) (1 + E_{ср})^{-t}, \quad (7.56)$$

где $K_{з.рек.t}$ – величина заемных инвестиций на реконструкцию.

В заключение необходимо отметить, что в условиях стабилизированного рынка целесообразно рассмотрение дополнительно следующих критериев экономической эффективности капиталовложений в реконструкцию :

- чистая современная стоимость (определяется дисконтированием всех притоков и оттоков наличностей по объекту по формуле 7.51);
- чистая современная стоимость на акционерный капитал (определяется дисконтированием всех притоков и оттоков по акционерному обществу, связанных с реконструкцией).

Вопросы для самоконтроля

1. В чем принципиальное отличие простых и дисконтированных показателей оценки эффективности инвестиционных проектов?
2. Дайте определение нормы дисконта. От каких факторов зависит его значение?
3. Как определяется величина средней нормы дисконтирования?
4. С какой целью используют дисконтирование результатов и затрат при проведении экономического анализа?
5. Перечислите основные показатели, которые используются для оценки проекта с учетом фактора времени.
6. Что является условием сопоставимости вариантов при определении сравнительной экономической эффективности ГЭС?

7. Как определяется топливных эффект ГЭС?
8. Чем отличаются финансово-экономические расчеты по реконструкции ГЭС от расчетов по строительству новой ГЭС?

ТЕМА 10

8. Организация и планирование ремонтного и оперативного обслуживания ГЭС

8.1. Организация ремонтного обслуживания энергетических предприятий

Для обеспечения эффективного и надежного энергоснабжения необходимо регулярное проведение мероприятий по техническому обслуживанию и ремонту оборудования энергопредприятий (ТОиР).

Энергетическое оборудование подвергается физическому и моральному износу, вследствие чего они перестают выполнять предъявляемые к ним требования и выполнять заданные функции.

Для снижения последствий физического износа оборудования проводятся мероприятия по его регулярному техническому обслуживанию.

Техническое обслуживание включает следующие мероприятия:

- диагностика технического состояния оборудования;
- проведение профилактических мероприятий (смазка, регулирование, проведение испытаний и т.п.).

Средством устранения физического износа является ремонт или замена детали или узла, а средством устранения морального износа – реконструкция, модернизация, замена оборудования на более совершенное. Модернизация позволяет увеличить сроки службы действующего оборудования, при этом затраты на устранение морального износа в этом случае несравненно ниже затрат на его замену, нередко при достижении тех же результатов.

Модернизации могут быть подвергнуты, например, как отдельные устройства, так и агрегаты и станции в целом. Комплексная модернизация оборудования позволяет получить практически новую станцию при затратах в несколько раз меньших, чем это потребовалось при полной замене оборудования, поскольку при модернизации большая часть узлов и деталей, как правило, более дорогих (базовых), остаются прежними.

Ремонт оборудования электростанций, подстанций, электрических и тепловых сетей представляет собой комплекс работ: осмотр, проверка и испытание оборудования, ремонт и замену отдельных узлов и деталей, в результате которого значения технических и экономических показателей оборудования становятся близкими к проектным, что обеспечивает длительную надежную и экономичную работу оборудования.

На практике для организации ТОиР используются следующие подходы:

- 1) «по фактическому состоянию оборудования»;

- 2) «по времени»;
- 3) комплексный подход – сочетание обоих подходов.

Каждый из этих подходов имеет свои достоинства и недостатки. При организации ремонтов «по фактическому состоянию» минимизируются затраты на ремонт благодаря тому, что полностью вырабатывается ресурс элементов энергооборудования. Недостатками такого подхода является, во-первых, то, что существует потенциальная возможность «опоздать», в результате чего может возникнуть аварийная ситуация. Во-вторых, ремонтные работы проводятся спонтанно, без предварительной подготовки и планирования потребностей в необходимых ресурсах. В-третьих, требуется проведение мониторинга состояния оборудования, что требует значительных затрат.

Наибольшее распространение получил подход «по времени», на основе которого создана система планово-предупредительных ремонтов (ППР).

Основная цель ППР – ремонт оборудования до начала его интенсивного износа и, соответственно, предупреждение аварий, а не ликвидация ее последствий. Это не исключает необходимости в аварийном ремонте, если авария все же имела место.

Система ППР обеспечивает поддержание оборудования в работоспособном состоянии, восстановление его наиболее важных характеристик, улучшение эксплуатационных качеств и повышение экономической эффективности его использования.

Недостатки ППР состоят в том, что:

- при планировании ремонтов не учитывается фактическое состояние оборудования;
- при составлении планов-графиков не оптимизируется использование всех ресурсов с учетом существующих технологических, материальных, трудовых ограничений.

Основное направление совершенствования системы ППР связано с разработкой нормативной базы с максимальной детализацией его процессов и процедур, осуществляемых в ходе ремонта.

Ремонт по системе ППР включает текущий ремонт и капитальный. Потребность в текущем ремонте выявляется при контрольно-осмотровых операциях и в процессе эксплуатации машины. Цель текущего ремонта – обеспечить надежную работу оборудования до очередного ремонта (текущего или капитального).

При *текущем ремонте* производят несложные ремонтные операции с разборкой или без разборки узлов, различного рода регулировки, замену отдельных частей.

Расширенный текущий ремонт (средний ремонт) отличается от текущего ремонта несколько большим объемом работ. При этом виде ремонта производится:

- ремонт и замена деталей и узлов, которые не смогут нормально работать до очередного капитального ремонта;
- проверка устройств и при необходимости наладка систем управления, регулирования и автоматики.

Цель **капитального ремонта** – восстановление первоначальных свойств оборудования, непригодного к дальнейшей эксплуатации с заданными параметрами машины. Капитальный ремонт должен гарантировать срок службы машины в течение установленного межремонтного периода при условии ее надлежащего технического обслуживания, проведения текущих ремонтов и эксплуатации в соответствии с утвержденными инструкциями технической эксплуатации. Оборудование может быть выведено в капитальный ремонт, если большая часть основных узлов нуждается в восстановлении, а техническое состояние машины ухудшается в связи со снижением надежности большинства её узлов.

Капитальный ремонт включает: полную разборку оборудования, чистку и промыв деталей, контроль и замену неисправных деталей или их восстановление, сборку машин с необходимой наладкой узлов оборудования в целом.

Капитальный ремонт оборудования при необходимости сочетается с его модернизацией, в результате которой технические и эксплуатационные качества оборудования доводятся до первоначального или уровня лучших образцов.

Периодичность проведения капитальных и текущих ремонтов оборудования электростанций и сетей устанавливается для каждого вида оборудования, исходя из требований надежности и экономичности его работы.

Период времени между двумя капитальными ремонтами оборудования называют **межремонтным периодом**, а период между началом одного капитального ремонта агрегата и началом следующего за ним капитального ремонта – **ремонтным циклом** агрегата.

Ремонтные циклы оборудования различных типов, как правило, нормируются. Средняя продолжительность межремонтного периода (МРП) различного энергетического оборудования зависит от типа оборудования и измеряется в годах.

Величина длительности МРП для энергосистемы не безразлична. При увеличении длительности МРП и сохранении продолжительности простоя в ремонте в заданных пределах возрастает степень готовности агрегата к работе, уменьшается потребная численность персонала, необходимая для ремонта, повышается эксплуатационный резерв энергосистемы.

Степень готовности электростанции к работе характеризуется так называемым коэффициентом готовности агрегата:

$$K_{\Gamma} = \frac{T_{\text{раб}}}{T_{\text{к}}} = \frac{T_{\text{к}} - T_{\text{рем}}}{T_{\text{к}}}, \quad (8.1)$$

$$T_{\text{рем}} = t_{\text{кр}} + n_{\text{ртр}} \times t_{\text{ртр}} + n_{\text{тр}} \times t_{\text{тр}}, \quad (8.2)$$

где $T_{\text{раб}}$ – время оборудования в работе, ч; $T_{\text{к}}$ – календарное время, равное 8760 ч; $T_{\text{рем}}$ – продолжительность ремонта, ч/год; $t_{\text{кр}}$ – продолжительность капитального ремонта, ч; $t_{\text{ртр}}$ – продолжительность расширенного текущего ремонта, ч; $n_{\text{ртр}}$ – число расширенных текущих ремонтов за время ремонтно-

го цикла; $t_{\text{тр}}$ – продолжительность текущего ремонта; $n_{\text{тр}}$ – число текущих ремонтов за время ремонтного цикла.

Коэффициенты готовности тепловых станций не превышают, как правило, 80%; коэффициент готовности ГЭС находится на уровне 92-96%. Ряд ГЭС работают с коэффициентом готовности 97-99%, т.е. среднее время простоя в ремонте в году составляет для них 1-3 %.

8.2. Основные принципы организации планово-предупредительного ремонта

Основными принципами организации планово-предупредительного ремонта энергетического оборудования являются следующие:

1. *Предварительная планово-организационная и материально-техническая подготовка к ремонту.* За два, три месяца до начала ремонта разрабатывается проект организации ремонтных работ. Он включает:

- объем и сроки выполнения работ;
- необходимые трудовые затраты;
- состав ремонтных бригад и схемы расстановки персонала на рабочих местах;
- мероприятия по механизации ремонтных работ;
- указания о необходимом ремонтном оборудовании, запасных частях и ремонтных материалах;
- инструкции по технологическим операциям в их последовательности;
- пооперационные нормы времени и нормы расхода ремонтных материалов.

На основе проекта организации ремонтных работ разрабатываются сетевые и линейные графики ремонта и технологические карты ремонтных работ по объектам ремонта.

2. *Внедрение прогрессивной организации и технологии ремонтных работ.* Ремонт каждого агрегата на станции должен производиться как единый технологический процесс с максимальной поточностью операций. В технологии ремонтных работ должны применяться передовые методы. Максимально механизуются трудоемкие ремонтные работы, подъем грузов к рабочим местам, горизонтальный транспорт грузов. Монтируются кислородные, ацетиленовые и электросварочные посты у рабочих мест сварщиков и т.д.

3. *Замена в процессе ремонта целых узлов оборудования заранее собранными комплектами.* Поузловой ремонт ускоряет процесс, так как в этом случае нет необходимости разбирать узел и ремонтировать отдельные дефектные детали.

4. *Раздельный ремонт основного и вспомогательного оборудования (при наличии резервных агрегатов собственных нужд).* При раздельном ремонте основного и вспомогательного оборудования один из комплектов последнего ремонтируется до останова основного агрегата. Это позволяет значительно

сократить простой основных агрегатов в ремонте и снизить потребность в ремонтном персонале.

Важную роль в обеспечении эффективного ремонтного обслуживания играет оценка качества ремонтных работ. При ремонте сложного энергооборудования оценка качества проходит в несколько этапов.

Основными эксплуатационными показателями, характеризующими качество ремонта основного оборудования электростанции, является:

- для котлов – парапроизводительность, давление и температура перегретого пара, температура уходящих газов, потери тепла с уходящими газами, КПД агрегата брутто, расход электроэнергии на тягу и дутье и на помол топлива;

- для турбоагрегатов – расход свежего пара, давление и температура свежего пара, вакуум в конденсаторе, температура питательной воды за подогревателями высокого давления, измерение вибрации опорных узлов.

Если по истечении одного месяца работы агрегата после капитального ремонта предварительная оценка качества ремонта не изменится, она утверждается в качестве окончательной.

8.3. Техничко-экономические показатели ремонта энергооборудования

В настоящее время в планировании и экономическом анализе ремонта энергооборудования применяются следующие показатели:

а) режимные – длительность простоя в ремонте; коэффициент эксплуатационной готовности, определяемый как отношение времени нахождения агрегата в работе и резерве к общей длительности рассматриваемого периода (ремонтного цикла, года);

б) стоимостные – ремонтная составляющая себестоимости энергии; затраты на ремонт единицы установленной мощности (в руб. на 1 МВт); себестоимость товарной продукции ремонтного предприятия (в коп. на 1 руб.); производительность труда в виде выработки (по сметной стоимости) на одного работающего.

Режимные показатели определяются структурой ремонтного цикла (рис. 8.1). Его длительность $t_{ц}$, под которой понимают время между началом данного капитального ремонта и первого последующего капитального ремонта, включает следующие составляющие:

а) время эксплуатационной готовности $t_{эГ}$, которое складывается из времени нахождения оборудования в работе t_p и в резерве $t_{рез}$;

б) время простоев в ремонте $t_{рем}$, в составе которого следует различать простои в плановом капитальном ремонте $t_{рем}^{кп}$, плановом (и неплановом) текущем ремонте $t_{рем}^{тек}$;

в) время аварийного простоя $t_{ав}$.



Рис. 8.1. Составляющие времени ремонтного цикла $t_{ц}$ и режимные коэффициенты R_i

Коэффициент эксплуатационной готовности агрегата определяется выражением:

$$R_{э.г.} = \frac{t_{р} + t_{рез}}{t_{ц}} = \frac{t_{э.г.}}{t_{ц}}. \quad (8.3)$$

Аналогично могут быть определены коэффициенты нахождения агрегата в различного вида простоях. Сумма коэффициентов нахождения в работе $R_{р}$, резерве $R_{рез}$, ремонте $R_{рем}$ и авариях $R_{ав}$ равна единице.

Показатель ремонтной составляющей себестоимости продукции (энергии) определяется как отношение расходов на ремонт (капитальный, текущий) $\sum S_{рем}$ продукции за определенный календарный период (например, год) к количеству отпущенной продукции, например, тепла $Q_{отп}$:

$$\bar{S}_{рем}^c = \frac{\sum I_{рем}}{Q_{отп}}, \quad (8.4)$$

где $\sum I_{рем}$ – расходы на ремонт (капитальный, текущий), руб.; $Q_{отп}$ – количество отпущенного тепла, Гкал, кВт-ч.

Основной недостаток этого показателя состоит в том, что его уровень существенно зависит от факторов, не имеющих отношения к ремонту. Так, например, при неизменных затратах на ремонт, но снижении числа часов использования установленной мощности (выработки) ремонтная составляющая себестоимости продукции повысится, и наоборот. В этом показателе не отражаются режимные характеристики ремонта (готовность).

Показатель затрат на ремонт единицы установленной мощности определяется как отношение затрат на ремонт производственного объекта за определенный календарный период (обычно год) к установленной (или номинальной) мощности N :

$$\bar{S}_{рем}^N = \frac{\sum I_{рем}}{N_y}, \quad (8.5)$$

где N_y – установленная (или номинальная) мощность, МВт.

Основной недостаток этого показателя состоит в том, что в нем не получают отражения режимные (технические) показатели ремонта — длительность простоя в ремонте, эксплуатационная готовность. Снижение удельных затрат на ремонт может быть достигнуто в ущерб обеспечиваемой ремонтом готовности энергетического оборудования к несению нагрузки. Недостатки рассматриваемого показателя особенно наглядно выявляются при отнесении его к отдельным агрегатам с длительностью ремонтного цикла, превышающей год.

Только для больших совокупностей агрегатов (в масштабе крупных энергообъединений или для энергетики в целом) показатель затрат на ремонт единицы установленной мощности в известной мере отражает технические и экономические закономерности функционирования энергетики.

Показатель себестоимости реализованной продукции применяется на ремонтных предприятиях и определяется как отношение затрат предприятия к стоимости реализованной продукции:

$$\bar{S}_{p.п} = \frac{\sum I_{p.п}}{Q_p}, \quad (8.6)$$

где $\sum I_{p.п}$ — затраты ремонтных предприятий; Q_p — стоимость реализованной продукции.

Этот показатель широко используется в промышленности и призван измерять затраты предприятия с полученным производственным результатом — готовой к отпуску продукции в денежном выражении.

Экономические показатели, учитывающие специфику ремонта. С учетом особенностей ремонта как особого вида производственной деятельности в качестве обобщающего экономического показателя может быть рекомендовано соотношение между затратами на ремонт и обеспечиваемым уровнем готовности отремонтированного оборудования к производительному использованию — несению нагрузки.

Уровень готовности может измеряться в часах нахождения агрегата в работе и эксплуатационном резерве; тогда получают удельные затраты на час эксплуатационной готовности:

$$\bar{S}_{ч.г} = \frac{\sum_{t_{p.ц}} I_{рем}}{t_{Эг}} = \frac{\sum_{t_{p.ц}} I_{рем}}{t_{рем} - \sum t_{пр}} = \frac{\sum_{t_{p.ц}} I_{рем}}{t_{p.ц} \times R_{Эг}}, \quad (8.7)$$

где $\sum_{t_{p.ц}} I_{рем}$ — затраты на все виды ремонта производственного объекта за рассматриваемый расчетный период t (год, ремонтный цикл и т. д.), руб.; $R_{Эг}$ — коэффициент готовности за период времени нахождения оборудования в работе t_p ; $\sum t_{пр}$ — суммарный простой агрегата за t_p .

При оценке производственного результата работы ремонтного персонала по обеспечиваемому ресурсу работы отремонтированного оборудования, т. е.

в единицах потенциально возможной выработки продукции отремонтированным агрегатом при его использовании с номинальной мощностью в течение всего периода эксплуатационной готовности получают удельные затраты на единицу ресурса работы:

$$\bar{S}_{p.p} = \frac{\sum I_{\text{рем}}}{t_{\text{ЭГ}} \times N} = \frac{\sum I_{\text{рем}}}{t_{p.ц} \times N \times R_{\text{ЭГ}}}, \quad (8.8)$$

где N – номинальная мощность отремонтированного агрегата (для котельной в целом – установленная мощность).

Для отдельных агрегатов (например, котлов) ресурс работы подсчитывается по следующей формуле, т пара:

$$D_k = D_{\text{ч}} \times t_{\text{ЭГ}}, \quad (8.9)$$

где $D_{\text{ч}}$ – номинальная паропроизводительность котла, т/час

Для совокупностей однородных агрегатов котельной (с n_k котлами) показатели ресурса работы, т пара, получают суммированием:

$$\sum D_k = \sum_1^{n_k} (D_{\text{чи}} \times t_{\text{ЭГ}i}). \quad (8.10)$$

В зависимости от состава затрат, удельные затраты характеризуют различные виды себестоимости или цену ремонтной продукции. Эти показатели могут определяться как по отчетным данным, так и по нормативам, принимаемым при разработке плана.

8.4. Планирование ремонтов

Составление ремонтного плана энергообъединения включает:

- разработку календарного графика вывода оборудования в ремонт;
- определение планового объема работ по отдельным агрегатам, цехам и электростанциям в целом;
 - выявление потребности в запасных частях, материалах для ремонта и их стоимости;
 - определение необходимого количества и состава и рабочих по специальностям и квалификации, их распределение по ремонтным подразделениям и кооперацию труда персонала различных ремонтных подразделений;
 - расчеты по определению сметной стоимости ремонта.

Разработка календарного графика вывода оборудования в ремонт предполагает тщательный анализ балансов мощности, которые могут быть использованы для обеспечения необходимого уровня эксплуатационного резерва мощности и проведения всех видов ремонта оборудования. От графика вывода основного оборудования в ремонт зависит состав работающего оборудования в энергообъединении, его изменение во времени и, следовательно, расход топлива в энергообъединении на выполнение заданных графиков электрической и тепловой нагрузки.

Продолжительность капитальных ремонтов основного оборудования тепловых электростанций весьма значительна, и проводятся они, как правило, весной и летом – в период сезонного спада электрической и тепловой нагрузки потребителей. Кратковременные текущие ремонты оборудования проводятся в дни с пониженной нагрузкой (выходные, праздничные). Однако по мере роста мощности электростанции и укрупнения единичной мощности агрегатов длительность простоя в текущем ремонте возрастает. В связи с этим для обеспечения круглогодичного проведения текущего ремонта в энергообъединениях необходим определенный ремонтный резерв мощности.

Для наглядности представим данную задачу графически (рис. 8.2). Разность ординат графика располагаемой мощности энергообъединения и годового графика месячных максимумов электрической нагрузки определяет общую резервную мощность, которой располагает энергообъединение.

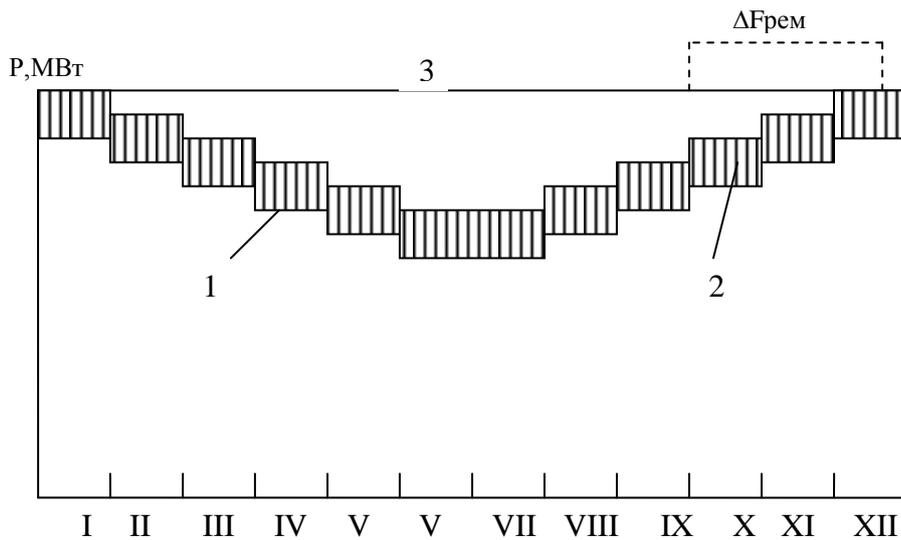


Рис. 8.2. Схема баланса ремонтной площади при наличии сезонного спада в графике нагрузки:

1 – годовой график месячных максимумов; 2 – эксплуатационная резервная мощность; 3 – располагаемая мощность.

Если из общей резервной мощности вычесть расчетную величину необходимого эксплуатационного резерва, получится резерв мощности для проведения ремонта. Таким образом, может быть получен годовой график ремонтного резерва, при построении которого величина резерва для каждого месяца принимается постоянной, равной её минимальному значению в данном месяце.

Суммирую по месяцам года произведения мощности ремонтного резерва $N_{\text{рем}}^{\text{рез}}$ на длительность её простоя в сутках $t_{\text{рем}}^{\text{рез}}$, можно подсчитать количество мегаватт-суток, которые теоретически могут быть использованы для проведения ремонта на остановленном оборудовании, т.е. определить так называемую располагаемую ремонтную площадь:

$$F_{\text{рем}}^{\text{р}} = \sum (N_{\text{рем}}^{\text{рез}} \times t_{\text{рем}}^{\text{рез}}). \quad (8.11)$$

Однако пользуясь плановыми нормами периодичности ремонтов и длительности их проведения по основному оборудованию, можно определить необходимое для ремонта количество мегаватт-суток, т. е. потребную ремонтную площадь $F_{\text{рем}}^{\text{р}}$.

Ремонт каждого агрегата представляется на графике в виде прямоугольной площадки, основание которой равно плановой длительности простоя в ремонте $t_{\text{рем}}^{\text{п}}$, а высота – номинальной мощности агрегата N .

Потребная ремонтная площадь зависит от структуры генерирующих мощностей энергообъединения: чем больше удельный вес тепловых электростанций, чем больше блочных электростанций, тем больше требуется ремонтная площадь. В тех случаях, когда располагаемая ремонтная площадь больше потребной для проведения ремонта оборудования, необходимости в специальном ремонтном резерве мощности в энергообъединении не возникает.

Уменьшение потребной ремонтной площади может быть достигнуто за счет мероприятий по сокращению длительности простоя оборудования в данном ремонте и удлинению межремонтных периодов. В отдельных случаях располагаемая ремонтная площадь в данном году может быть увеличена на $\Delta F_{\text{рем}}$ за счет ускорения ввода новой мощности против сроков по условиям покрытия графика нагрузки.

При заданном (неизменном) годовом графике месячных максимумов электрической нагрузки энергообъединения и изменении длительности простоя агрегатов в ремонте меняется соотношение между располагаемой и потребной ремонтными площадями и соответственно изменяется величина эксплуатационного резерва мощности в энергообъединении. При этом изменение величины эксплуатационного резерва может иметь место как в течение всего года, так и только в отдельные внутригодовые периоды времени. Соответственно этому будут различными и экономические последствия изменения длительности простоя в ремонте. В первом случае заданный график электрической нагрузки энергообъединения может быть покрыт меньшей установленной мощностью при одинаковой величине эксплуатационного резерва мощности в энергообъединении. Следовательно, будет иметь место полный мощностный эффект, экономический результат которого выражается, во-первых, в экономии капитальных вложений и, во-вторых, в экономии эксплуатационных расходов на содержание резервной мощности, включая её ремонт.

Однако не всегда сокращение ремонтного простоя приводит к полному мощностному эффекту. Повышение эксплуатационного резерва мощности может достигаться только в отдельные периоды в пределах года, что не позволяет уменьшить установленную мощность. Мощностный эффект получается частичным. Он позволяет сократить возможный ущерб от аварийного недоотпуска электроэнергии потребителям, а также улучшить распределение нагрузки и выработки энергии между совместно работающими агрегатами в

энергообъединении, обеспечивая, таким образом, определенную экономию топлива, так называемый топливный эффект.

При формировании календарного графика ремонта основного оборудования в энергообъединении приходится учитывать ограничения не только по величине суммарной мощности одновременно выводимого в ремонт оборудования, но и по располагаемым ресурсам рабочей силы и её распределению по ремонтным подразделениям. Наряду с этим должны учитываться требования, способствующие соблюдению устойчивых надежных экономичных режимов работы. Исходя из этих соображений, стремятся выводить в ремонт приблизительно равные мощности котлов и турбинных агрегатов, для этого:

- соблюдают по возможности одинаковую периодичность капитальных ремонтов для отдельных агрегатов;

- осуществляют ремонт теплоэлектроцентралей с преобладающей отопительно-вентиляционной нагрузкой в летний период времени, а ремонт торфяных электростанций – весной;

- в энергообъединениях с мощными гидростанциями стремятся максимально использовать многоводный период для ремонта оборудования тепловых электростанций и АЭС;

- крупные наиболее экономичные КЭС выводят в ремонт в период наибольшего снижения электрической нагрузки энергосистемы с целью своевременной подготовки к прохождению осенне-зимнего максимума нагрузки и экономии топлива. В этом случае меньше перерасход топлива в энергосистеме при компенсации недовыработки выведенных в ремонт крупных агрегатов выработкой менее экономичных.

На основе установленных сроков вывода в ремонт основного оборудования на электрических станциях планируются сроки и объемы ремонта всего оборудования (по агрегатам, цехам, предприятию в целом), при этом используются:

- записи в цеховых журналах;

- ведомости объемов работ и акты о приемке оборудования из ремонтов в предыдущие годы;

- аварийные акты;

- план противоаварийных мероприятий и др.

Электростанцией составляется титульный список объектов капитального ремонта в соответствии со средствами, выделенными на капитальный ремонт основных фондов электростанции.

Составление оптимального годового ремонтного плана энергообъединения – сложная и трудоемкая задача. Под оптимальным следует понимать такой ремонтный план, который при принятой в энергообъединении организации ремонтного обслуживания электростанций (заданном составе и размещении ремонтных подразделений, т. е. неизменных капиталовложениях в ремонтную базу) может обеспечивать выполнение заданного графика нагрузки потребителей с надежностью не ниже нормативной и проведение планового

объема ремонтных работ с минимальными затратами в энергообъединении (включая топливный и мощностной эффекты).

При составлении ремонтного плана – при том или ином распределении во времени ремонта оборудования, – должны учитываться многочисленные и противоречивые требования, влияние графика ремонта на годовой баланс рабочей силы ремонтных предприятий, расход топлива и баланс мощности в энергообъединении. Эта задача может быть успешно решена на основе принятых в стране методических положений с учетом особенностей энергоремонтного производства и современных средств вычислительной техники.

8.5. Организация оперативного обслуживания ГЭС

При оперативном обслуживании (посменном дежурстве персонала) ГЭС применяется бригадная форма организации труда. В состав бригады (вахты) могут входить:

- начальники смены ГЭС;
- начальник смены машинного зала;
- электромонтер щита управления;
- машинисты гидроагрегатов;
- дежурный инженер подстанции.

Дежурным персоналом, а также всем режимом работы электростанции и оперативными действиями дежурного персонала своей вахты руководит начальник смены (дежурный инженер). В административно-техническом отношении он подчинен главному инженеру станции и свою работу выполняет в соответствии с его указаниями. В то же время, начальник смены оперативно подчинен дежурному диспетчеру энергосистемы, который по режиму станции, ее нагрузке, схеме соединений, отдает распоряжения помимо главного инженера. В аналогичном подчинении находится весь оперативный персонал – в оперативном отношении он подчинен начальнику смены станции, а в административно-техническом – своему начальнику цеха. Двойное подчинение дежурного персонала на всех энергетических предприятиях одна из характерных особенностей. Это обусловлено основной задачей электростанции – обеспечению круглосуточного бесперебойного электроснабжения потребителей.

Обязанности оперативного персонала определены должностными инструкциями и положениями, а объемы выполняемых работ – главной схемой коммутации ГЭС, количеством и состоянием оборудования, объемом ремонтных работ, оперативной подчиненностью и степенью автоматизации ГЭС, значимостью ГЭС в энергосистеме и другими факторами.

Кроме того, обязанности оперативного персонала для всех ГЭС, независимо от мощности и количества агрегатов, примерно одинаковы и четко установлены для каждого работника, исходя из основной задачи – бесперебойной выдачи электроэнергии заданного качества.

График дежурства. Дежурство происходит в три смены, каждая по 8 часов: 1 смена с 0 до 8 (ночная); 2 смена с 8 до 16 (дневная); 3 смена с 16 до

24 (вечерняя). Обеденный перерыв в вахте поочередный – рабочие места не оставляют. Каждая из вахт дежурит поочередно в ночную, дневную и вечернюю смены с двумя выходными в неделю. График дежурств обеспечивается четырьмя неизменными по составу вахтами; на период отпусков и других невыходов на работу предусматривается 5 (резервная) вахта, занятая половину рабочего времени оперативной работой, а другую половину – административной работой (составлением графиков, режимов работы, инструкций и положений и т.п.).

Вопросы для самоконтроля

1. Какими средствами устраняются различные виды износа?
2. Что представляет собой система планово-предупредительных ремонтов в энергетике? Какова ее цель?
3. Что включает в себя текущий ремонт, расширенный текущий ремонт и капитальный ремонт?
4. В чем разница понятий: ремонтный цикл и межремонтный период?
5. Как определить степень готовности электростанции к работе?
6. Перечислите основные принципы организации планово-предупредительного ремонта.
7. Какие способы ремонтного обслуживания используют при проведении ППР? Перечислите преимущества и недостатки каждого способа.
8. Назовите основные технико-экономические показатели, применяемые при ремонте энергооборудования.
9. Что включает в себя ремонтный план энергообъединения?
10. Дайте характеристику основных составляющих ремонтного плана.

ТЕМА 11

9. Основы ценообразования в энергетической отрасли

9.1. Электроэнергетический рынок

Электроэнергетический рынок - это сфера деятельности по купле-продаже следующих основных видов продукции и услуг: электрической энергии, электрической мощности, услуг по транспортировке и распределению электроэнергии, технологических услуг, связанных с обеспечением надежного функционирования основной электросети и поддержанием качественных параметров энергоснабжения на нормативном уровне, услуг по сбыту энергии (включая расчеты и измерения), услуг по повышению энергоэффективности, предоставляемых потребителям.

Таким образом, электроэнергетический рынок представляет собой *систему рынков* с весьма разнообразными характеристиками: видом и характеристиками товаров, правилами купли-продажи, географией и инфраструктурой. Эти рынки характеризуются большими масштабами и по территории и по объему продаж. Вследствие «естественного монополизма» электроэнерге-

тики рынки складываются не стихийно, а в результате целенаправленной деятельности; их организация требует больших затрат разнообразных ресурсов и, в принципе, становится возможной лишь при достаточно высоком уровне технологического развития самой отрасли.

Электроэнергетический рынок включает в себя следующие виды рынков:

- новый оптовый рынок электроэнергии и мощности (НОРЭМ),
- рынок системных услуг,
- рынок торговли правами на использование пропускной способности электрической сети,
- рынок производных финансовых инструментов,
- рынок энергосервисных услуг,
- розничный рынок электроэнергии.

Для нормального функционирования рынка необходимы соответствующие технологическая и организационная инфраструктуры.

Технологической инфраструктурой электроэнергетических рынков служат электрические сети разных классов напряжения, обеспечивающие физическую поставку электроэнергии.

Организационной инфраструктурой служат специализированные организации: коммерческий и системный (технологический) операторы рынка. Они осуществляют текущее управление рынком электроэнергии.

Коммерческий оператор отвечает за осуществление коммерческой деятельности на оптовом рынке: ценообразование, договоры, финансовые отношения.

Системный оператор отвечает за надежную работу основной электрической сети рынка и обеспечение физических поставок электроэнергии в соответствии с заключенными договорами.

Рынок системных услуг – это один из инструментов (механизмов) поддержания требуемого уровня надежности и надлежащего качества функционирования энергосистемы. Целью работы рынка системных услуг является поддержание заданных технических параметров энергосистемы. Рынок системных услуг это один из инструментов (механизмов) поддержания требуемого уровня надежности и надлежащего качества функционирования энергосистемы.

Рынок торговли правами на использование пропускной способности электрической сети – финансовыми правами на передачу (ФПП) – позволит создать прозрачный рыночный механизм распределения ограниченного ресурса – пропускной способности электрических сетей, а также механизм поддержки частных инвестиций в строительство и развитие сетей с целью минимизации данных ограничений. Предполагается, что ФПП будут реализовываться на конкурентных аукционах.

Рынок производных финансовых инструментов позволит создать систему управления ценовыми рисками в рыночной электроэнергетике. Основным инструментом – форвардный контракт (двухсторонний договор). Поиск

контрагентов по таким договорам будет происходить путем непосредственного общения продавцов и покупателей. На этом рынке потребители, например, могут заключить договор на регулирование нагрузки ("потребители с управляемой нагрузкой"). В случае резкого всплеска потребления электроэнергии Системный оператор может ограничить подачу энергии такому потребителю. Производители могут заключить договоры на поддержание частоты и напряжения в сети, обеспечение резервов мощности и т.д.

Энергосервисные рынки формируются на базе ранее существовавших специализированных организаций и вновь создаваемых структур, в том числе центров инжиниринговых услуг, энергоремонтных и строительно-монтажных компаний.

Новый оптовый рынок электроэнергии и мощности (НОРЭМ). Началом функционирования существующей модели оптового рынка электроэнергии в Российской Федерации считается 1 ноября 2003 г. – дата вступления в силу Постановления Правительства РФ от 24 октября 2003 г. №643 «О правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода».

С 1 сентября 2006 г. Постановлением Правительства РФ от 31 августа 2006 г. №529 «О совершенствовании порядка функционирования оптового рынка электрической энергии (мощности)» введена в действие новая модель оптового рынка электроэнергии и мощности переходного периода, получившего название НОРЭМ – новый оптовый рынок электроэнергии и мощности (в настоящее время употребительной является аббревиатура ОРЭМ). Эта модель предполагала существование трех секторов торговли электроэнергией (рис. 9.1):

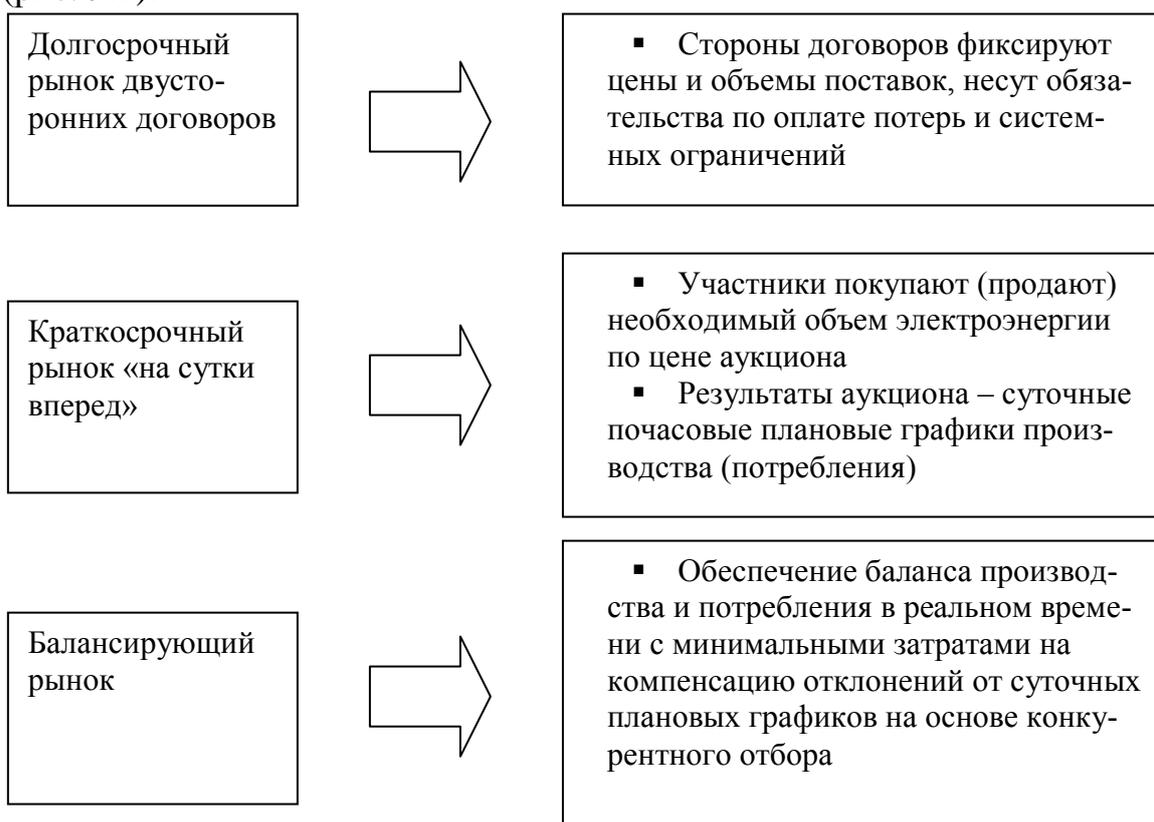


Рис. 9.1. Модель действующего оптового рынка электроэнергии

- долгосрочных двусторонних договоров;
- рынок на сутки вперед (РСВ);
- балансирующий рынок (БР).

Следует отметить, что введение в действие новой модели функционирования оптового рынка предполагает формирование рынка мощности - отдельного от электроэнергии товара, реализация и оплата которого должна осуществляться на договорных основаниях, в связи с этим с 1 июля 2008 г. был запущен долгосрочный рынок мощности. Основная задача рынка мощности – обеспечение в кратко-, средне- и долгосрочной перспективе в единой энергетической системе России такого количества действующих генерирующих мощностей, которого достаточно для покрытия всего потребления электроэнергии.

Состав и структура оптового рынка электроэнергии представляет собой единый механизм, обеспечивающий синхронное взаимодействие между участниками и инфраструктурными организациями рынка электроэнергии (мощности).

С 1 сентября 2010 г. запущена новая либерализованная модель оптового и розничного рынков электроэнергии (мощности). Формирование конкурентного рынка электроэнергии является необходимым условием привлечения частных инвестиций в развитие электроэнергетики России.

Целью действующей модели рынка электроэнергии (мощности) является обеспечение условий для покупки/продажи лимитированного объема электроэнергии в соответствии со сложившимся порядком ведения договорных отношений. При этом у участников появляется возможность покупки/продажи оставшейся части на свободном рынке без ограничений объема, а также возможность отказа (в пределах установленных минимальных объемов покупки по регулируемым ценам) покупателей от регулируемых поставок. В новой системе принципиальную основу формирования рынка составляют свободные конкурентные отношения, а не регулируемые.

Основным сегментом ОРЭМ является рынок долгосрочных договоров, на котором продается более 90% электроэнергии. Рынок «на сутки вперед» и балансирующий рынок предназначены для реализации излишков электроэнергии, которые образуются вследствие отклонения фактического потребления от запланированного ранее.

С 1 января 2011 г. на ОРЭМ электроэнергия и мощность поставляются по свободным (нерегулируемым) ценам, за исключением поставок потребителям – населению.

ОРЭМ разделен на сектора по географическому принципу на Европейскую часть, включая Урал, и Сибирь. Кроме того, оптовый рынок действует на территории Дальнего Востока.

Субъекты оптового рынка электроэнергии и мощности. Субъект оптового рынка – юридическое лицо, соответствующее требованиям, предъявляемым к субъектам оптового рынка, внесенное в реестр субъектов опто-

вого рынка и подписавшее договор о присоединении к торговой системе оптового рынка.

Поставщики. Поставщик электрической энергии и мощности – генерирующая компания, или организация, имеющая право продажи производимой генерирующими компаниями электрической энергии (мощности), или организация, осуществляющая экспортно-импортные операции, или иная организация, генерирующее оборудование которой зарегистрировано в НП «АТС», получившая статус субъекта оптового рынка и право участия в торговле электрической энергией (мощностью) на оптовом рынке.

Необходимые критерии участия в оптовом рынке электроэнергии (мощности) для генерирующих компаний: установленная мощность не менее 25 МВт и в каждой предполагаемой группе точек поставки электрической энергии не менее 5 МВт. Для потребителей и сбытовых компаний: мощность энергопринимающего оборудования не менее 25 МВ·А и в каждой группе точек поставки не менее 2 МВ·А. Кроме того, организации, планирующие участвовать на оптовом рынке должны выполнить все необходимые технические требования, в том числе обеспечить наличие технической возможности проводить коммерческий учет электроэнергии. Поставщики и покупатели электроэнергии на оптовом рынке – контрагенты по регулируемым договорам – определяются НП "АТС".

Покупатели. Покупатель электрической энергии и мощности – энерго-сбытовая организация, энергоснабжающая организация или крупный потребитель электрической энергии, или гарантирующий поставщик, или организация, осуществляющая экспортно-импортные операции, или иная организация, получившая статус субъекта оптового рынка и право участия в торговле электрической энергией (мощностью) на оптовом рынке. Покупателями могут быть крупные конечные потребители: промышленные предприятия, предприятия ЖКХ, которые получили статус субъекта оптового рынка.

Рынок мощности. Мощность – самостоятельный предмет торговли по регулируемым договорам (РД). Поставщик продает ежемесячную величину мощности, равную максимальной располагаемой мощности его генерирующего оборудования.

Рынок мощности является частью конструкции целевого рынка оптового рынка. Его цель – стимулирование долгосрочных программ модернизации и расширения производства, жизненно необходимых в связи с увеличивающимся потреблением электроэнергии. Торговля мощностью осуществляется в целях обеспечения надежной и бесперебойной поставки электрической энергии. Мощность и потребленная электроэнергия оплачиваются отдельно. При продаже мощности у поставщиков появляются обязательства по поддержанию их генерирующего оборудования в постоянной готовности к выработке электрической энергии.

В 2008 г. произошел запуск рынка мощности; до 2012 г. на этом рынке будет использоваться только регулируемое ценообразование. Все покупатели электроэнергии обязаны заключать договоры на поставку мощности.

Механизмы ценообразования на рынке мощности. Технологическая сложность электроэнергетики, обуславливающая принципиальную невозможность отказа от «естественного монополизма» в сфере передачи и распределения энергии и необходимость «организации» конкурентных отношений в сфере производства энергии, порождает разнообразие форм и методов ценообразования. На рис.9.2 и 9.3 представлены сферы свободного и регулируемого ценообразования. Основным принцип организации конкуренции в сфере производства энергии – установление ценовых пределов вследствие принципиальной невозможности ценовой конкуренции между энергоустановками, использующими различные способы преобразования энергии.

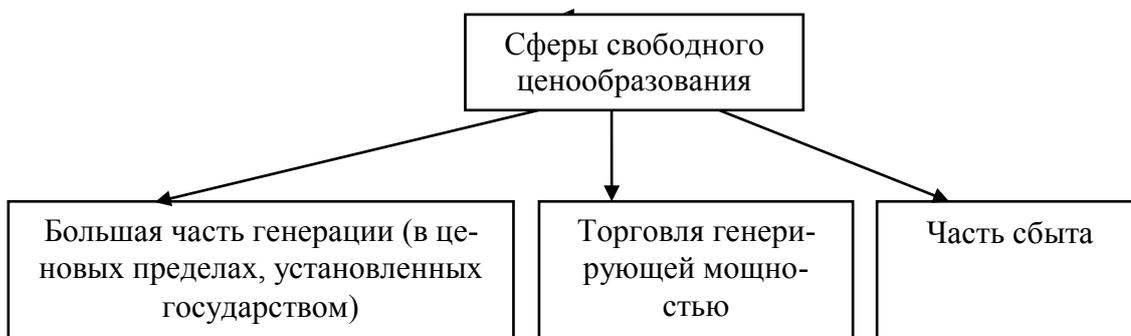


Рис. 9.2. Сферы свободного ценообразования

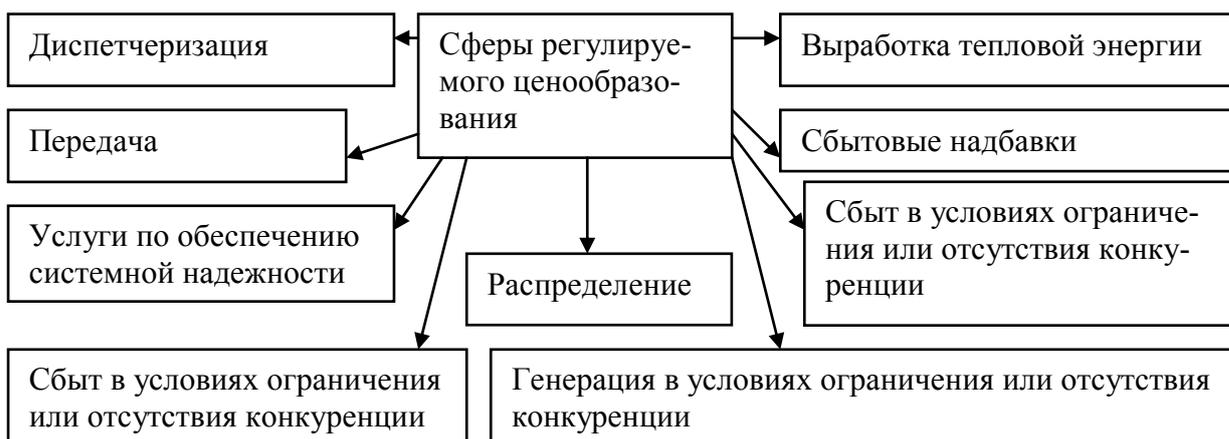


Рис. 9.3. Сферы регулируемого ценообразования

На электроэнергетических рынках используются разнообразные механизмы ценообразования, учитывающие специфику взаимоотношений продавцов и покупателей товаров (услуг) на конкретном рынке. Основным механизмом ценообразования на рынке электро- и теплоэнергии должен быть механизм долгосрочных договоров, который создает предпосылки для эффективного и надежного функционирования систем энергоснабжения и вследствие этого соответствует стратегическим интересам энергокомпаний и потребителей. Этот механизм реализуется в сегменте долгосрочных договоров ОРЭМ.

На рынке долгосрочных договоров в настоящее время действуют регулируемое и конкурентные механизмы ценообразования, при этом используются различные формы договоров: физические и финансовые.

Физический договор представляет собой юридический документ, который содержит обязательства продавца и покупателя осуществлять поставку и приемку электроэнергии (мощности) в определенном объеме, точке поставки и периоде по согласованной (фиксированной) цене. Взаиморасчеты происходят по регулируемым тарифам или свободным (рыночным) ценам в соответствии с правилами функционирования рынка.

Финансовый договор представляет собой юридический документ, который содержит информацию об установленной цене поставляемой электроэнергии (мощности) по обоюдной договоренности покупателя и продавца. Если реальная цена отклоняется от принятой в документе производится корректирующие взаиморасчеты.

На рынке «на сутки вперед» (РСВ) действует механизм ценообразования, на основе установления равновесной цены. Равновесная цена получается в результате наложения ступенчатых графиков совокупного спроса и совокупного предложения на основе поданных заявок. Каждая заявка обязательно содержит указание объема поставки (покупки) электроэнергии и содержит или не содержит указание цены. Если цена не указывается, то электроэнергия продается (покупается) по установившейся на рынке цене.

За одни сутки вперед АТС проводит конкурентный отбор ценовых заявок поставщиков (потребителей). Указанный отбор проводится в виде описанной процедуры установления равновесной цены. Расчеты проводятся специальной компьютерной программой, которая применяет способ формирования равновесной цены на основе принципа максимизации совокупного дохода участников рынка с учетом потерь и ограничений при передаче электроэнергии. Графическая интерпретация ценовой заявки на РСВ продавца представлена на рис. 9.4.

Графическая интерпретация ценовой заявки на РСВ покупателя представлена на рис. 9.5.

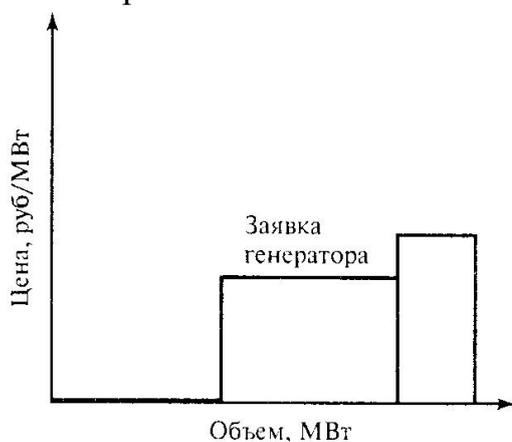


Рис. 9.4. Заявка продавца на РСВ

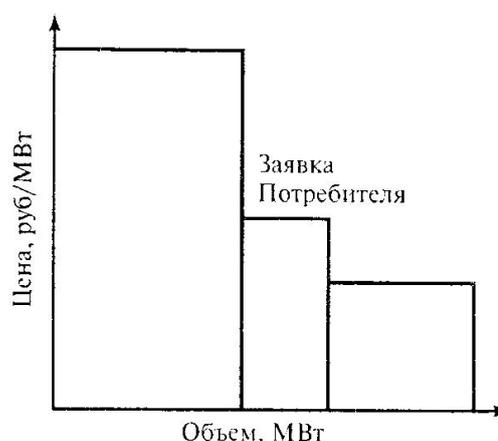


Рис. 9.5. Заявка покупателя на РСВ

Графическая интерпретация определения равновесной цены РСВ представлена на рис. 9.6.

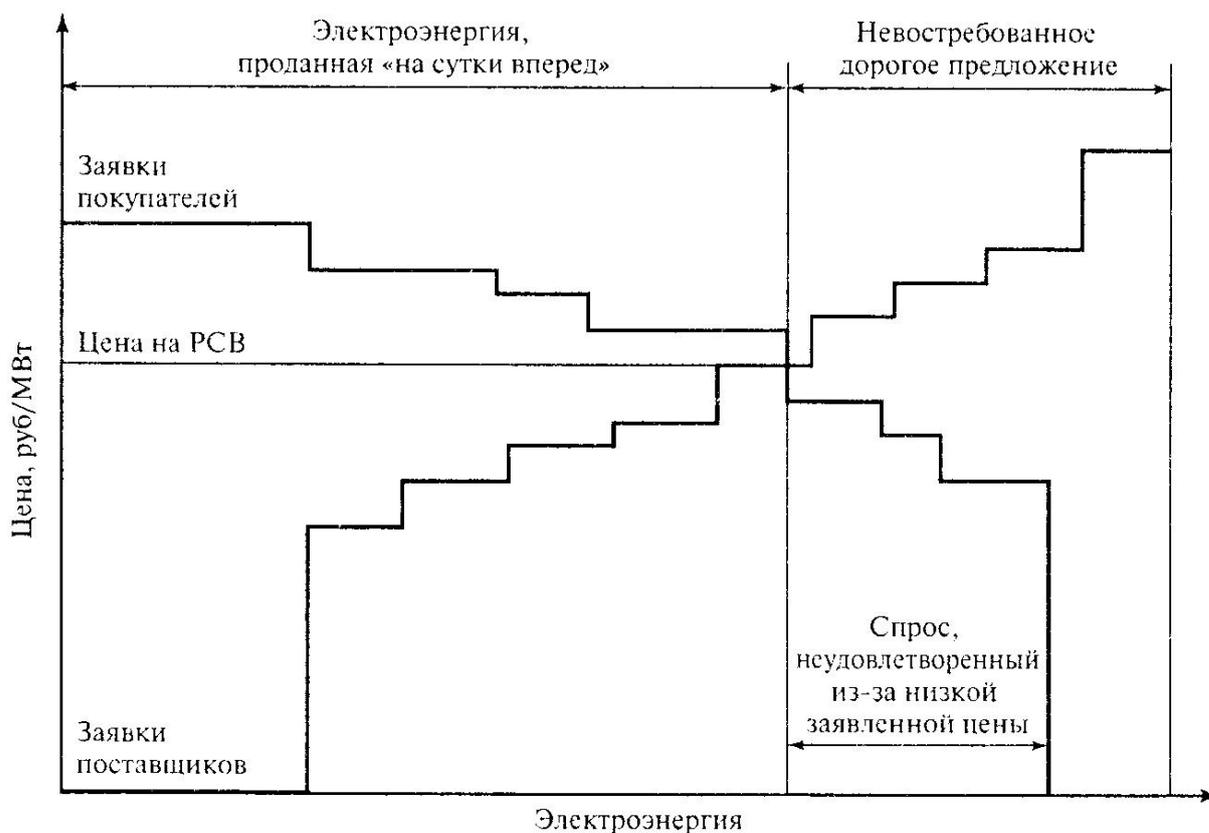


Рис. 9.6. Определение равновесной цены РСВ для одного часа

Балансирующий рынок (БР) – это сегмент конкурентного ОРЭМ, предназначенный для компенсации отклонений фактических объемов производства (потребления) электроэнергии от плановых, определенных для РСВ в связи с вероятностным характером нагрузки. Основной его задачей является поддержание баланса между производством и потреблением в реальном времени. В принципе в БР принимают участие все субъекты ОР, но в формировании цен участвуют не все, а только потребители и продавцы с регулируемой нагрузкой.

На основе обработки заявок участников с помощью оптимизационной модели маржинального ценообразования на каждый час (по методу относительных приростов) по правилам БР все потребители, снижающие нагрузку, и генераторы, увеличивающие выработку, получают премию, а потребители, увеличивающие спрос, и поставщики, сокращающие выработку, – платят штраф. В перспективе этот сектор конкурентного рынка станет основным.

Розничный рынок. Розничные рынки функционируют в пределах регионов, т.е. субъектов РФ. Основными участниками розничного рынка являются потребители электрической энергии (промышленные предприятия, бюджетные организации); гарантирующие поставщики; независимые энергосбытовые организации; энергоснабжающие организации (совмещают деятельность по купле-продаже электроэнергии с ее передачей); электросетевые организации; независимые производители-продавцы электроэнергии (не имеющие по уровню установленной мощности статус субъекта оптового рынка); СО и субъекты

ОДУ в технологически изолированных территориальных энергосистемах; администратор региональной торговой системы (АРТС).

Гарантирующий поставщик (ГП) страхует риски потребителей от повышения цен, обязан заключать договоры энергоснабжения (купли-продажи электроэнергии) в своей зоне деятельности с любым обратившимся к нему покупателем, а также с потребителями-гражданами (в том числе и по причине отказа в обслуживании энергосбытовой организацией). В общем случае зона деятельности ГП - территория субъекта Федерации. По мере либерализации розничного рынка необходимость в ГП отпадет, а роль энергосбытовых компаний будет возрастать.

Администраторы региональной торговой системы (АРТС) должны будут проводить организованные торги (аукционы), позволяющие покупателям получать более выгодные условия поставки электроэнергии.

Энергосбытовые компании (ЭСК) осуществляют поставку электроэнергии по нерегулируемым ценам. Покупатели и ЭСК свободны в выборе контрагентов. ЭСК покупает электроэнергию на оптовом рынке или на основе двухсторонних договоров у других ЭСК или ГП. Среди ЭСК на региональном рынке развиваются конкурентные отношения. Конкуренция может носить как ценовой, так и неценовой характер. ЭСК для покупателей разрабатывает тарифное меню, учитывающее особенности режима их энергопотребления предлагает дополнительные услуги.

Механизмы ценообразования на розничном рынке электроэнергии. На розничном рынке электроэнергии действуют как механизм централизованного ценообразования – в рамках тарифного регулирования и рыночного свободного. На рис. 9.7 представлена схема формирования цены электроэнергии и формула расчета для конечного потребителя, приобретаемые на оптовом рынке по регулируемым и нерегулируемым ценам энергии.

Трансформация оптовых нерегулируемых цен в розничные в действующей системе регулирования тарифов может осуществляться следующими методами:

- 1) экономически обоснованных расходов (затрат);
- 2) экономически обоснованной доходности инвестированного капитала;
- 3) индексации тарифов.

При использовании метода экономически обоснованных расходов (затрат) тарифы рассчитываются на основе размера необходимой валовой выручки организации, осуществляющей регулируемую деятельность, от реализации каждого вида продукции (услуг) и расчетного объема производства соответствующего вида продукции (услуг) за расчетный период регулирования.

При расчете тарифов с использованием *метода экономически обоснованных расходов* валовая прибыль должна соответствовать экономически обоснованному уровню доходности инвестированного капитала организаций, осуществляющих регулируемую деятельность. Рассчитанные таким методом тарифы не должны превышать предельных максимальных уровней тарифов.

Экономически обоснованный уровень доходности инвестированного капитала определяется регулирующим органом на основании прогноза уровня

инфляции, принятого при формировании федерального бюджета на очередной финансовый год, с учетом стоимости долгосрочного заемного капитала, сложившейся на финансовом рынке в отчетный период. Указанный уровень доходности не должен превышать действующую ставку рефинансирования Центрального банка РФ, но не может быть ниже минимальной доходности облигаций федерального займа по состоянию на 1 июля последнего отчетного года.



Рис. 9.7. Формирование цен на электроэнергию для потребителей розничного рынка

При расчете тарифов с использованием *метода индексации* подлежат перерасчету ранее утвержденные предельные (минимальный и (или) максимальный) уровни тарифов и тарифы на продукцию (услуги) организаций, осуществляющих регулируемую деятельность. Если уровень инфляции (индекс потребительских цен), определенный в прогнозе социально-экономического развития РФ, не превышает 12% в год в расчетном периоде регулирования, регулирующие органы вправе применять при регулировании тарифов метод индексации тарифов (в том числе на срок более одного года) на основе прогнозируемого уровня инфляции (индекса потребительских цен). При применении указанного метода учитывается ряд факторов, которые могут повлиять на величину тарифа: изменения состава и (или) объемов финансирования инвестиционной программы; отклонения фактических цен на топливо от прогнозных; отклонения фактического индекса потребительских цен от принятого при установлении тарифов прогнозного индекса; изменения нормативных правовых актов, включая налоговое законодательство, влияю-

щие на размеры расходов организаций, осуществляющих регулируемую деятельность.

Система тарифного регулирования услуг на передачу имеет ряд специфических особенностей.

На розничном рынке при установлении тарифа на оплату услуг по передаче электроэнергии с 2008г. начинает использоваться *котловой метод*. Использование этого метода предполагает установление единого тарифа для всех потребителей одного напряжения, а оплата услуг производится на основе взаиморасчетов между ними. Взаиморасчеты предполагают учет количества потребленной энергии, дальность передачи, величину потерь.

Для компенсации инвестиционных затрат сетевых организаций используется *тариф на подключение* для вновь подключающихся потребителей.

Исследование мирового опыта тарифного регулирования услуг Региональных сетевых компаний по передаче электроэнергии показало, что, несмотря на множество вариантов, различают два классических подхода: регулирование нормы прибыли на вложенный капитал (*rate of return regulation*) и стимулирующее регулирование (*incentive regulation*) или иначе регулирование по результатам деятельности, которое подразделяется на: регулирование по «эталонной организации» (*yardstick regulation*), индексацию тарифов (*price-cap regulation*), индексацию доходов (*revenue-cap regulation*), меню регулирования (*menus*).

Действующая система тарифного регулирования постоянно совершенствуется с целью повышения эффективности решения задач стимулирования потребителей к внедрению энергосберегающих технологий и более рационального использования электроэнергии и мощности.

9.2. Основы ценообразования в энергетической отрасли

Цена – это фундаментальная экономическая категория, которая представляет собой денежную стоимость единицы товара. Цена – это количество денег, за которое продавец согласен продать, а покупатель купить товар.

Ценообразование – процесс формирования цен на товары, характеризуемый методами, способами установления цен. Различают две основные системы ценообразования: рыночное ценообразование на основе взаимодействия спроса и предложения и централизованное государственное ценообразование на основе назначения цен государственными органами. Характер взаимодействия спроса и предложения определяется типом модели рыночных отношений. В энергетической отрасли используются оба способа ценообразования.

В электроэнергетической отрасли функционирует система энергорынков. Она включает потребительский, оптовый и организованный конкурентный рынки.

На потребительском и оптовом энергорынках ценообразование осуществляется в форме тарифного регулирования специальными государственными органами: Региональными энергетическими комиссиями (РЭК) и Федеральной

службой по тарифам (ФСТ). На конкурентном рынке ценообразование осуществляется под воздействием ценовой конкуренции, в результате воздействия которой устанавливается равновесная цена.

Реализации тепловой энергии осуществляется через потребительский и локальный рынки. Оба рынка регулируются региональными энергетическими комиссиями.

Цены на энергетическую продукцию называют тарифами (по аналогии с отраслями, оказывающими услуги производственного характера: связь и транспорт). Тарифы, или тарифные ставки устанавливаются дифференцированно по видам потребителей (население, сельское хозяйство, промышленность, общественные организации) и в зависимости от режима энергопотребления.

Понятие цены и тарифа на продукцию энергохозяйства промышленного предприятия возникает только в тех случаях, когда эта продукция продается на сторону, т.е. внешним потребителям или заводским потребителям внутри завода при внутривзаводском коммерческом расчете.

В большинстве случаев промышленная энергетика является частью промышленных предприятий и служит для энергообеспечения производства. При этом для энергоносителей: пар, горячая вода, электроэнергия – либо устанавливаются внутренние, так называемые, трансфертные цены, либо отпуск энергии технологическим цехам оценивается по себестоимости.

Поскольку промышленные предприятия устанавливают цену на конечную продукцию, прибыль формируется на уровне предприятия с последующим распределением между технологическими, энергетическими и другими подразделениями.

Ценообразование на энергетическую продукцию, как и на любую другую, происходит по определенным экономическим законам, действительным и для промышленной энергетики. Любой производитель должен получить за свою продукцию денежную сумму, необходимую для покрытия издержек производства и получения минимальной прибыли – для замены оборудования, развития производства и т.д. Тогда цена на продукцию энергохозяйства промышленного предприятия, называемая ценой производства C , руб./ед.пр., может быть представлена как сумма себестоимости и минимальной (нормативной) прибыли:

$$C = \bar{C} + \Pi_n. \quad (9.1)$$

где Π_n – нормативная прибыль; \bar{C} – себестоимость.

В простейших случаях внутривзаводского коммерческого расчета энергетики устанавливают именно такую минимальную цену на энергию и энергетические услуги.

Когда промышленная энергетика выходит на внешний рынок (оказание ремонтных услуг, продажа газа в баллонах и т.д.), то вступает в силу экономические законы спроса и предложения.

Если продается один вид энергии – тепловая энергия, то цена, руб./Гкал, на нее определяется по формуле:

$$C_{тэ} = \frac{НВВ}{Q_{отп.потр}}, \quad (9.2)$$

где $Q_{отп.потр}$ – объем тепловой энергии, отпущенной потребителям, Гкал; НВВ – необходимая валовая выручка, тыс.руб.

В случае получения энергии от энергосистемы промышленное предприятие покупает её на основе договора энергоснабжения или на оптовом рынке. При установлении цен на энергетическую продукцию нужно учитывать особенности энергетического производства:

1) себестоимость продукции меняется под влиянием изменения структуры генерирующих мощностей и используемых энергоресурсов. Это вызывает необходимость установления дифференцированных цен по районам и регионам для обеспечения нормальных уровней рентабельности;

2) себестоимость единицы энергетической продукции зависит от момента времени ее производства. Это связано с тем, что в зависимости от режима потребления в энергосистеме различная установленная мощность оборудования, а следовательно, и различные эксплуатационные расходы.

В соответствии с этим тарифы и цены на энергию для потребителей, имеющих разный режим работы, следует устанавливать различные.

Себестоимость электрической энергии состоит из постоянных и переменных расходов:

- распределение переменных расходов между потребителями производится пропорционально количеству потребленной энергии;
- распределение между потребителями постоянных расходов, не зависящих от выработки энергии, распределяется по показателю, отражающему участие этих потребителей в образовании максимума нагрузки энергосистемы. Однако учет нагрузки каждого потребителя на момент максимума нагрузки возможен только для крупных потребителей с присоединенной мощностью более 750 кВ·А.

Присоединенная мощность – это сумма мощностей всех потребительских трансформаторов и аппаратов, получающих электроэнергию непосредственно из сети энергосистемы. Для этих потребителей показателем для распределения постоянных расходов принимается заявленная мощность, которая представляет собой наибольшую получасовую мощность в киловаттах, отпускаемую потребителю в часы суточного максимума нагрузки энергосистемы.

Тариф на электроэнергию, который устанавливается в соответствии с характером образования себестоимости (постоянные и переменные расходы), называется *двухставочным тарифом*:

$$T_{э} = T_{о}P_{м} + T_{д}\mathcal{E}_{г}, \quad (9.3)$$

где $T_{о}$ – основной тариф (ставка за мощность, руб/кВт) за 1 кВт заявленной мощности; $P_{м}$ – заявленная мощность, кВт; $T_{д}$ – дополнительный тариф (ставка за единицу потребленной энергии), руб/кВт-ч; $\mathcal{E}_{г}$ – объем потребляемой за год энергии, кВт-ч.

Применение двухставочного тарифа, во-первых, обеспечивает покрытие условно-постоянных расходов производителей электроэнергии, во-вторых, стимулируется сглаживание графика нагрузки потребителей.

Уплотнение графика электрической нагрузки потребителей приводит к повышению числа часов использования генерирующего оборудования, надежности электроснабжения за счет роста эксплуатационного резерва и снижению себестоимости производства энергии за счет уменьшения условно-постоянной составляющей вследствие чего происходит снижение среднего тарифа за потребленную электроэнергию. Это легко видеть из анализа формулы двухставочного тарифа:

$$T_{\text{ср}} = \frac{T_o \times P_M}{\mathcal{E}_r} + T_d = \frac{T_o}{h_{\text{max}}} + T_d, \quad (9.4)$$

где $\mathcal{E}_r = P_M \times h_{\text{max}}$; h_{max} – число часов использования заявленной мощности.

Для мелких промышленных предприятий с присоединенной мощностью менее 750 кВ·А, и других потребителей при расчетах за электроэнергию установлены одноставочные тарифы. Плата за электроэнергию рассчитывается по формуле:

$$П_э = T_d \times \mathcal{E}_r. \quad (7.5)$$

Для коммунально-бытовых потребителей, оснащенных специальными счетчиками, введены дифференцированные тарифы для дневного и ночного потребления электроэнергии. Введены также многоставочные тарифы и для промышленных объектов. Установлена повышенная плата за потребление в часы прохождения максимума суточного графика электрических нагрузок и льготное потребление в ночные часы. В этом случае плата составит:

$$П_э = T_o P_M + \mathcal{E}_M T_M + \mathcal{E}_H T_M + (\mathcal{E}_r - \mathcal{E}_M - \mathcal{E}_H) \times T_d, \quad (9.6)$$

где \mathcal{E}_M, T_M – энергопотребление и сниженный тариф в период максимума графика нагрузки потребителей; \mathcal{E}_H, T_M – энергопотребление и тариф в период минимальной нагрузки (ночью).

Введение многоставочных тарифов приводит к выравниванию графика энергопотребления, что существенно улучшает условия и технико-экономические показатели работы энергопроизводителей.

Тарифы в настоящее время дифференцированы и в зависимости от напряжения. Для высокого напряжения тарифы ниже.

Тарифы на теплоту дифференцируются по энергосистемам, видам и параметрам теплоносителя. Расчеты с потребителем производятся по одноставочному тарифу, величина которого зависит от определенных параметров пара и горячей воды. При снижении параметров потребляемого пара снижается и тариф, т.к. отпуск теплоты с паром более низких параметров повышает выработку электрической энергии по теплофикационному циклу, что приводит к экономии топлива и снижению эксплуатационных расходов.

Плата за тепловую энергию определяется по формуле:

$$П_{тэ} = Ц_{тэ} \times Q, \quad (9.7)$$

где $C_{\text{тэ}}$ – тариф за каждый 1 ГДж (Гкал) полученной теплоты, руб/ГДж (Гкал);
 Q – количество потребленной тепловой энергии.

Тариф устанавливается, исходя из потребностей конечного потребителя. При регулировании тарифов могут устанавливаться:

- фиксированные размеры тарифов на единицу продукции, работ, услуг;
- предельные минимальные и (или) максимальные уровни тарифов.

Основными методами тарифного регулирования в соответствии с Постановлением Правительства (ПП-109) являются:

- 1) метод экономически обоснованных расходов (затрат);
- 2) метод экономически обоснованной доходности инвестированного капитала;
- 3) метод индексации тарифов.

Необходимо отметить, что метод экономически обоснованных расходов и метод индексации тарифов применяются при расчете тарифа на прогнозный период в соответствии с Приказом Федеральной службы по тарифам от 6 августа 2004 г. №20-э/2 «Об утверждении методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке».

При использовании метода экономически обоснованных расходов (затрат) тарифы рассчитываются на основе размера необходимой валовой выручки организации, осуществляющей регулируемую деятельность, от реализации каждого вида услуг и расчетного объема производства соответствующего вида услуг за расчетный период регулирования.

Расчетный годовой объем оказываемых услуг определяется исходя из формируемого федеральной службой по тарифам сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации (далее – сводный баланс).

Определение состава расходов, включаемых в необходимую валовую выручку, и оценка их экономической обоснованности проводятся в соответствии с законодательством Российской Федерации и нормативными правовыми актами, регулирующими отношения в сфере бухгалтерского учета.

В необходимую валовую выручку включаются планируемые на расчетный период регулирования расходы, уменьшающие налоговую базу налога на прибыль организаций (расходы, связанные с реализацией услуг, и внереализационные расходы), и расходы, не учитываемые при определении налоговой базы налога на прибыль (относимые на прибыль после налогообложения).

Вся выработанная тепловая энергия ($Q_{\text{выр}}$, Гкал) определяется по формуле:

$$Q_{\text{выр}} = Q_{\text{сн}} + Q_{\text{отп}} = Q_{\text{сн}} + Q_{\text{пот}} + Q_{\text{отп.потр}}, \quad (9.8)$$

где $Q_{\text{сн}}$ – расход тепловой энергии на собственные нужды; $Q_{\text{отп}}$ – отпуск тепловой энергии в сеть, в том числе $Q_{\text{пот}}$ – количество тепла, теряемое тепловыми сетями при транспортировании теплоносителя от котельной до потребителя. При установлении тарифов в сфере теплоснабжения должны быть учтены

нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, утвержденные Министерством энергетики РФ; $Q_{\text{отп.потр}}$ – реализация тепловой энергии потребителям.

В настоящее время в ряде систем теплоснабжения проводится разработка и внедрение двухставочных тарифов на теплоэнергию. Общие подходы к их разработке и установлению аналогичны, используемым в электроэнергетике.

Таким образом, хотя в энергетической отрасли используются различные подходы к ценообразованию, государство обязательно в той или иной степени выполняет регулирующую функцию при установлении тарифов на электро- и теплоэнергию.

Система цен и тарифов на энергопродукцию должна стимулировать к снижению издержек производителей и экономному расходованию энергии потребителей. Ценообразование должно быть гибким и учитывать специфику энергопроизводства и потребления в интересах общества, стимулируя снижение издержек и сдерживая рост тарифов.

Вопросы для самоконтроля

1. Каким образом функционируют рынки в энергетике? В чем особенность работы рынков в России?
2. Объясните принцип функционирования нового оптового рынка электроэнергии.
3. В каком случае применяется государственное регулирование на рынке электроэнергии? Почему?
4. Какие виды ценообразования применяются для продукции энергетики в России?