

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Амурский государственный университет»

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой энергетики
_____ Ю.В. Мясоедов
« ____ » _____ 2012 г.

УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ПО ДИСЦИПЛИНЕ

Экономика энергетических предприятий

для специальности 220301.65 – «Автоматизация технологических процессов»

Составитель: старший преподаватель Бодруг Н.С.

Благовещенск
2012 г.

СОДЕРЖАНИЕ

1. Рабочая программа дисциплины	3
2. График самостоятельной учебной работы студентов по дисциплине «Экономика энергетических предприятий»	20
3. Лабораторные занятия.	22
4. Краткий конспект лекций по дисциплине «Экономика энергетических предприятий»	23
5. Методические указания к лабораторным занятиям	268
6. Методические указания по организации межсессионного и экзаменационного контроля знаний	272
7. Учебно-методическое и информационное обеспечение дисциплины	278

1. РАБОЧАЯ ПРОГРАММА ДИСЦИПЛИНЫ

1. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ

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

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

Основные задачи курса:

- сформировать у студента современные навыки организационной работы на предприятии;
- выработать системный подход к профессиональной работе в организации;
- дать представление о стадиях проектирования энергетических объектов;
- научить применять на практике принципы разработки и бизнес-планирования экономических и проектных решений;
- выработать навыки разработки, реализации управленческих решений.
- научить основам анализа информационных автоматизированных систем.

2. МЕСТО ДИСЦИПЛИНЫ В СТРУКТУРЕ ООП ВПО

Дисциплина «Экономика энергетических предприятий» предусмотрена Государственным образовательным стандартом в качестве одной из дисциплин специализации – ДС.04.

В лекционном курсе в целостной форме обобщаются полученные ранее знания по экономике и математике и на их основе формируются задачи изучения данного курса – получение студентами знаний структуры управления энергетическими предприятиями, основ ценообразования на продукцию энергетических предприятий, знание методов оценки эффективности инвестиционных проектов, знаний организации работы энергетических предприятий на энергетическом рынке, знания принципов формирования себестоимости и прибыли, знания методов функционально-стоимостного анализа, знания методов функционального и информационного моделирования систем и др.

Курс базируется на использовании материала общенаучных и обще профессиональных дисциплин (математики, экономики, основ теплоснабжения, прикладное программирование) и специальных дисциплин «Контроль и регулирование технологических параметров», «Моделирование систем управления», «Автоматизация технологических процессов и производств» и др.

Курс взаимосвязан с дисциплинами: «Логистика» и «Автоматизация ТЭС».

3. ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ

В результате изучения курса студент должен знать:

- цели и задачи реформирования электроэнергетики России;
- организационную структуру управления отраслью и энергокомпаниями;
- основные экономические категории и понятия;
- основные методы экономической оценки проектов;
- основы бизнес-планирования инвестиционных проектов;
- основы бухгалтерского учета и отчетности на предприятии;
- основные методы оценки риска;
- основы организации системы планово-предупредительных ремонтов;
- методы функционально-стоимостного анализа;
- современные методы функционального и информационного моделирования бизнес-процессов;

- методологию планирования затрат на создание и эксплуатацию автоматизированных информационных систем (АИС)

Студент должен уметь:

- планировать и прогнозировать спрос на электрическую и тепловую энергию;
- рассчитывать основные технико-экономические показатели;
- составлять график ремонтов оборудования;
- определять себестоимость продукции по экономическим элементам;
- оценивать финансовую состоятельность и экономическую эффективность проекта;
- рассчитывать штатную численность и формировать структуру персонала организации;
- оценивать риск принятия производственных и проектных решений;
- рассчитывать оптимальное распределение мощности между энергетическими агрегатами в энергокомпании.

Студент должен владеть:

- навыками разработки бизнес-план и резюме проекта;
- навыками оценки трудоемкость разработки АИС;
- навыками расчета капитальные вложения в АИС;
- навыками оценки амортизационных отчислений, эксплуатационных затрат, затрат на заработную плату, затрат на обслуживание АИС и прочие затраты.
- навыки разработки бизнес-план инвестиционного проекта.

4. СТРУКТУРА И СОДЕРЖАНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ «ЭКОНОМИКА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ»

Общая трудоемкость дисциплины составляет 160 часов.

№ п/п	Раздел дисциплины	Семестр	Виды учебной работы (в часах)				Формы текущего контроля успеваемости и промежуточной аттестации
			Лекции	Лабор. работы	Практич. занятия	СРС	
1	<i>1 «ТЭК, рынок, товародвижение, ценообразование электрической энергии»</i>			-	-	12	
1.1	ТЭК в составе национальной экономики	8	2			2	- блиц-опрос; - проработка лекц. материала
1.2	Электроэнергетический баланс	8	2			3	- блиц-опрос; - проработка лекц. материала
1.3	Рынок электрической энергии	8	2			2	- блиц-опрос; - проработка лекц. материала
1.4	Принцип товародвижения. Каналы распределения	8	2			2	- блиц-опрос; - проработка лекц. материала
1.5	Ценообразование на рынке электрической энергии	8	2			3	- блиц-опрос; - проработка лекц. материала

2	2 «Проектные работы, оплата труда, капиталовложения, себестоимость, тарифы в энергетике»				-	-	15	
2.1	Оценка стоимости проектных работ в энергетике	8	2				2	- блиц-опрос; - проработка лекц. материала
2.2	Труд, кадры и оплата труда в энергетике	8	2				3	- блиц-опрос; - проработка лекц. материала
2.3	Капиталовложения в энергетике	8	2				2	- блиц-опрос; - проработка лекц. материала
2.4	Оборотные средства энергопредприятий	8	2				3	- блиц-опрос; - проработка лекц. материала
2.5	Себестоимость в энергетике	8	2				2	- блиц-опрос; - проработка лекц. материала
2.6	Формирование тарифов на электрическую энергию	8	2				3	- блиц-опрос; - проработка лекц. материала
3	3 «Производственные структуры. Энергосбережение и управление в энергетике.»				-	-	11	
3.1	Производственные структуры управления ТЭС. Численность персонала.	8	2				2	- блиц-опрос; - проработка лекц. материала
3.2	Основные планирования мощности в энергосистеме	8	2				3	- блиц-опрос; - проработка лекц. материала
3.3	Энергосбережение в РФ	8	2				2	- блиц-опрос; - проработка лекц. материала
3.4	Теоретические основы управления в энергетике	8	2				4	- блиц-опрос; - проработка лекц. материала; - подготовка к зачету
4	4 «Автоматизация управления, бизнес идеи и анализ качества АИС»						14	
4.1	Информация в системе управления.	9	2	2			2	- блиц-опрос; - проработка лекц. материала - выполнение практ. зад.
4.2	Основы автоматизации управления	9	2	2			2	- блиц-опрос; - выполнение практ. зад.
4.3	Описание раздела бизнес-плана проект.	9	2	2			3	- блиц-опрос; - проработка лекц.

							материала - выполнение практ. зад.
4.4	Функционально-стоимостной анализ качества АИС	9	2	2		2	- проработка лекц. материала - блиц- опрос; - выполнение практ. зад.
4.5	Качественная оценка бизнес идеи АИС	9	2	2		2	- блиц-опрос; - выполнение практ. зад.
4.6	Функционально-стоимостной анализ качества АИС	9	2	2		3	- блиц-опрос; - выполнение практ. зад.
5	5 «Бизнес-планирование, создание, внедрение в производство АИС и себестоимость»					-	13
5.1	Бизнес-планирование инвестиционных проектов связанных с внедрением АИС	9	2	2		3	- проработка лекц. материала; - блиц-опрос; - выполнение практ. зад.
5.2	Планирование производства и расчет затрат на создание и внедрение АИС	9	2	2		2	- блиц-опрос; - выполнение практ. зад.
5.3	Себестоимость и стоимостная оценка результатов деятельности АИС	9	2	2		3	- блиц-опрос; - выполнение практ. зад.
5.4	Оценка финансовой состоятельности инвестиционного проекта	9	2	2		2	- блиц-опрос; - выполнение практ. зад.
5.5	Оценка интеллектуальной собственности	9	2	2		3	- проработка лекц. материала; - блиц-опрос; - выполнение практ. зад.
6	6 «Автоматизация управления, бизнес идеи и анализ качества АИС»					-	9
6.1	Расчет трудоемкости разработки программного продукта АИС	9	2	2		3	- блиц-опрос; - выполнение практ. зад.
6.2	Финансовое хозяйство энергопредприятий	9	2	2		2	- блиц-опрос; - проработка лекц. материала; - выполнение практ. зад.
6.3	Организация ремонтной службы предприятия	9	2	2		4	- проработка лекц. материала; - выполнение практ. зад.; -подготовка к экзамену.

5. СОДЕРЖАНИЕ РАЗДЕЛОВ И ТЕМ ДИСЦИПЛИНЫ

5.1 ЛЕКЦИОННЫЙ КУРС

1 «ТЭК, рынок, товародвижение, ценообразование электрической энергии»

8 семестр

1.1. ВВЕДЕНИЕ В ДИСЦИПЛИНУ. ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС В СОСТАВЕ НАЦИОНАЛЬНОЙ ЭКОНОМИКИ.

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

Энергетическое хозяйство страны. Энергопроизводящие и энергопотребляющие отрасли национальной экономики, их внутренние и внешние связи. Энергетическая безопасность национальной экономики и проблемы ее обеспечения. Электрификация и теплофикация экономики. Энергетическое хозяйство промышленности и топливно-энергетический комплекс (ТЭК).

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

Основные положения энергетической стратегии России (ЭС–2020)

1.2. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ БАЛАНС.

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

1.3. РЫНОК ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ.

Монополистический рынок и рынок совершенной конкуренции: особенности формирования цены на электроэнергию, предельные издержки и предельный доход, средние издержки. Парето-оптимальность. Недостатки и преимущества монополистического рынка и рынка совершенной конкуренции. Оптовый и розничный рынок. Организация продаж электроэнергии: договор электроснабжения - договор купли-продажи и договор на присоединение. Перекрестное субсидирование.

Структурная схема оптового и розничного конкурентного рынка. Гарантирующие поставщики. Требования к учету электроэнергии. Гарантии надежного обеспечения потребителей электрической энергией. Регулирование деятельности по снабжению электрической энергией граждан.

1.4. ПРИНЦИПЫ ТОВАРОДВИЖЕНИЯ КАНАЛЫ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ. РЫНОК У НАС И ЗАРУБЕЖОМ.

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

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

Дерегулирование энергетических рынков в Европе и США. Энергетическая биржа. Модели рынка: вертикально-интегрированная, «независимых производителей», «единого закупщика», конкурентная модель. Причины выбора указанных моделей, их достоинства и недостатки.

1.5. ЦЕНООБРАЗОВАНИЕ НА РЫНКЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ.

Основные подходы к ценообразованию. Постоянные издержки: амортизационные отчисления, затраты на техническое обслуживание и ремонт, арендная плата, абонентская плата за пользование сетями, проценты, услуги, налоги в себестоимости и пр. Переменные издержки: топливо, заработная плата, запасные части, услуги производственного характера, покупная энергия, охрана объектов и пр. Методы расчета цены: «издержки + прибыль», «график безубыточности + прибыль», на основе ощущаемой ценности товара, на основе уровня текущих цен. Правила ценообразования. Ценообразование в США и России. Регулирование прибыли энергетических компаний. Ценообразование в естественных монополиях. Особенности налогообложение энергокомпаний в США и их влияние на ценообразование.

2 «Проектные работы, оплата труда, капиталовложения в энергетике»

2.1. ОЦЕНКА СТОИМОСТИ ПРОЕКТНЫХ РАБОТ В ЭНЕРГЕТИКЕ И ЭКСПЕРТИЗА ПРОЕКТА.

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

Экспертиза проекта. Порядок проведения государственной экспертизы. Экспертное заключение.

2.2. ТРУД И КАДРЫ. ОПЛАТА ТРУДА В ЭНЕРГЕТИКЕ.

Классификация персонала: рабочие (производственные и непроизводственные) и служащие (служащие, ИТР, менеджеры, административно-управленческий персонал). Виды оплаты труда: прямая сдельная, сдельно-премиальная, повременная, повременно-премиальная, аккордная и т.д. Тарифно-квалификационный справочник. Минимальная оплата труда. Тарифные разряды. Показатели премирования рабочих и ИТР. Тарифная и безтарифная, «плавающих окладов», «на комиссионной основе» системы оплаты труда.

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

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

2.3. КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ В ЭНЕРГЕТИКУ.

Капитальные вложения. Внеоборотные активы. Основные средства и основные фонды. Укрупненные стоимостные показатели. Повышающие коэффициенты стоимости строительства: инфляционный, районный, топливный. Источники финансирования: собственные, заемные и привлеченные. Подрядный и хозяйственный способ выполнения строительно-монтажных работ. Сводная смета на строительство. Строительные нормы и правила. Нормы амортизации. Физический, моральный, социальный и экологический износы. Коэффициенты фондовооруженности и фондоотдачи. Коэффициенты экстенсивного и интенсивного использования оборудования. Коэффициент использования установленной мощности.

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

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

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

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

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

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

2.4. ОБОРОТНЫЕ СРЕДСТВА ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЙ.

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

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

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

Методы учета МПЗ в производство и ином выбытии:

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

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

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

2.5. СЕБЕСТОИМОСТЬ В ЭНЕРГЕТИКЕ.

Себестоимость продукции. Издержки производства. Средства труда, предметы труда, труд. Нормативы отчислений на эксплуатацию. Себестоимость по экономическим элементам и статьям калькуляции. Зависимость издержек и себестоимости от объемов производства. Материалоемкость и энергоемкость продукции. Себестоимость производства и передачи электроэнергии и теплоэнергии.

2.6. ФОРМИРОВАНИЕ ТАРИФОВ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ ЭНЕРГИЮ.

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

тарифов на конкурентном рынке. Заявленная и фактическая получасовая мощность потребителя. Отклонения или небаланс.

3 «Производственные структуры. Энергосбережение и управление в энергетике».

3.1. ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ СТРУКТУРЫ УПРАВЛЕНИЯ ТЭС. ЧИСЛЕННОСТЬ ПЕРСОНАЛА.

Классификация тепловых электростанций и их экономические особенности (ТЭС, ТЭЦ, АЭС). Ресурсосберегающие и экологически совершенные технологии (ГТУ, КЭС, ПГУ)

Себестоимость электрической энергии. Себестоимость тепловой энергии.

Капиталовложения в энергетическое оборудование тепловых станций. Зависимость удельных капиталовложений от мощности оборудования электростанции. Пути повышения эффективности капитальных вложений.

Организационные структуры управления ТЭС. Основное и вспомогательное производство. Технологические схемы: секционная и централизованная. Условия работы на ТЭС. Нормы обслуживания. Эксплуатационный персонал: управления, общецеховой, оперативный, наладки и испытания, химической лаборатории, военизированной охраны. Ремонтный персонал: электротехнической лаборатории, выполняющий капитальный, текущий и иные виды ремонта, группы подготовки производства, по контролю за металлом, цеха теплоснабжения и подземных коммуникаций. Нормы численности персонала.

3.2. ОСНОВЫ ПЛАНИРОВАНИЯ МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НАГРУЗКИ МЕЖДУ АГРЕГАТАМИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ.

Виды и характеристики энергооборудования: абсолютные, относительные, дифференциальные. Расходные характеристики. Характеристики относительных приростов. Максимальная и минимальная реактивные мощности. Принципы оптимального распределения нагрузки между котлами и турбоагрегатами. Планирование мощности и распределения нагрузки между электростанциями в ЭС. Уравнение цели. Уравнение ограничений. Уравнение управления. Выбор оптимального состава оборудования.

3.3. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ В РФ.

Энергоаудит. Сбор документальной информации. Энергетический учет. Энергетический менеджмент: системный и проектный подходы. Первичные и вторичные энергоресурсы. Классическая энергетика и неклассическая энергетика. Энергосберегающая политика государства. Энергопотребление и непроизводственный расход энергоресурсов. Показатель энергоэффективности. Потенциал энергосбережения. Активная экономия энергии. Прямое и косвенное энергосбережение. АСКУЭ и АИИ КУЭ. Регулирование энергопотребления

3.4. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ УПРАВЛЕНИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ.

Понятие управления. Процесс управления. Объект и субъект управления. Целевая функция управления. Закон единства системы управления. Закон пропорциональности производства и управления. Закон оптимального соотношения централизации и децентрализации. Методы управления: организационно-распорядительные, экономические, социально-психологические и социально-политические. Декомпозиция системы управления: показатели, управленческие задачи, документы. Функции управления: планирование, организация, реализация, контроль и координация. Ретроспективный, оперативный, и текущий анализ.

9 семестр

4 «Автоматизация управления, бизнес идеи и анализ качества АИС»

4.1. ИНФОРМАЦИЯ В СИСТЕМЕ УПРАВЛЕНИЯ.

Понятие информация. Информационная база. Достоверная и недостоверная информация. Классификация информации по: функциональному содержанию, форме представления и методам передачи, периодичности использования, месту образования и направлению движения, принципу образования, условию применения и использования, возможности использования. Основные методы исследования потоков информации: функциональные и информационные. Цели предварительного обследования информационных потоков в организации. Кодирование и шифр. Отраслевой классификатор предприятий и организаций.

4.2. ОСНОВЫ АВТОМАТИЗАЦИИ УПРАВЛЕНИЯ.

Автоматизированная система управления. Виды обеспечений АСУ: информационно, математическое, организационное, лингвистическое, программное и пр. Пакеты прикладных программ. Технические средства используемые для обработки информации: средства оргтехники и вычислительной техники. Средства обработки, хранения, регистрации информации.

4.3. ОПИСАНИЯ РАЗДЕЛОВ БИЗНЕС-ПЛАНА ПРОЕКТА: РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ ИНФОРМАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ АИС.

Резюме инвестиционного проекта. Бизнес идея. Классификация заявленной потребности. Описание предприятия. Стратегические цели и задачи предприятия. Анализ рынков сбыта. Стратегия маркетинга. План производства. Организационный план. Юридический план. Экологическая информация. Социальная реакция. финансовый план. Бюджетирование и общие требования к бизнес-планированию.

4.4. БИЗНЕС-ИДЕЯ, КАК ФОРМА ОЦЕНКИ ЦЕЛЕЙ ПРОЕКТА. КРИТЕРИИ КАЧЕСТВА И ТЕХНОЭВОЛЮЦИЯ АИС.

Стандарты качества. ИСО 9004-2000. Функциональная структура. Принцип действия. Техническое решение. Описание параметров. Критерии качества АИС: производительности, точности, надежности, трудоемкости изготовления, автоматизации, непрерывности процесса обработки информации. технологических возможностей, эргономичности, экологичности. Условия применения критериев качества: измеримости, сопоставимости, исключения, минимальности и независимости. Техноэволюция: техноценоз, Н-распределение видов АИС.

4.5. КАЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА БИЗНЕС-ИДЕИ АИС.

Классификация заявленной потребности. Формула потребности: принцип действия, определение функций системы, описание объекта, управляющие команды и ограничения. Методологии функционального и информационного моделирования: IDEF0, IDEF1 (функциональный юлок, интерфейсная дуга, декомпозиция, глоссарий) и DFD (поток данных, процесс, накопитель данных, внешняя сущность.). Описание бизнес-процессов на предприятии. Проверка и анализ заявленной потребности. Стадии развития. Формализация показателей качества.

4.6. ФУНКЦИОНАЛЬНО-СТОИМОСТНОЙ АНАЛИЗ КАЧЕСТВА АИС.

Функционально-стоимостной анализ – интегральный критерий качества АИС. Анкета. Ранжирование переменных. Метод экспертных оценок. Рейтинговая оценка. Степень доверия и коэффициент согласованности. Весовой показатель. Балльная оценка. Факторы и критерии АИС: пригодность для использования, надежность, применимость, эффективность, сопровождаемость и переносимость.

5 «Бизнес-планирование, создание, внедрение в производство АИС и себестоимость»

5.1. БИЗНЕС-ПЛАНИРОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ, СВЯЗАННЫХ С СОЗДАНИЕМ И ВНЕДРЕНИЕМ АИС.

Экономические эффекты: в управляющей системе (прямой и косвенный), косвенный. Инициаторы проекта, учредители и описание предприятия. Стратегические цели и задачи проекта создания (внедрения) АИС. Системный финансовый анализ. Динамический норматив устойчивости и его факторный анализ. Определение проблем. Проектная и матричная организационные структуры управления. Требования к персоналу разработчиков АИС.

5.2. ПЛАНИРОВАНИЕ ПРОИЗВОДСТВА И РАСЧЕТ ЗАТРАТ НА СОЗДАНИЕ И ВНЕДРЕНИЕ АИС.

Капитальные вложения. Смета проекта. Строительно-монтажные и прочие услуги. Амортизационные отчисления и эксплуатационные затраты. Сетевой график планирования строительно-монтажных работ. Событие. Длина пути. Критический путь. Ранний и поздний срок свершения события. Резерв времени и продолжительность работы. Методы: ПЕРТ и МКП.

5.3. КАЛЬКУЛЯЦИЯ СЕБЕСТОИМОСТИ И СТОИМОСТНАЯ ОЦЕНКА РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ АИС.

Классификация экономических элементов: заработная плата, отчисления на социальные нужды, затраты на ремонт и техническое обслуживание, амортизационные отчисления, канцелярские расходы и расходные материалы, коммунальные расходы, транспорт, связь, аренда, затраты на электроэнергию, прочие расходы. Оценка финансовых результатов деятельности АИС в энергетике и бизнесе.

5.4. ОЦЕНКА ФИНАНСОВОЙ СОСТОЯТЕЛЬНОСТИ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА.

Расчет потребности в основном и оборотном капитале. Капиталовложения: капитал и заемный капитал. Производственные запасы. Дебиторская задолженность. Оборотный капитал. Кредиторская задолженность. Инвестиции. Отчет о прибыли. Отчет о движении денежных средств. Баланс инвестиционного проекта. Коэффициенты финансовой оценки проекта: показатели рентабельности, показатели оборачиваемости, показатели финансового состояния, коэффициенты ликвидности, коэффициент автономии.

5.5. ОЦЕНКА ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ.

Объект интеллектуальной собственности. Методы оценки: доходный и рыночный. Коэффициенты: достигнутого результата, сложности технической задачи, новизны. Проблема защиты объектов интеллектуальной собственности. Патент и лицензия.

6 «Автоматизация управления, бизнес идеи и анализ качества АИС»

6.1. РАСЧЕТ ТРУДОЕМКОСТИ РАЗРАБОТКИ ПРОГРАММНОГО ПРОДУКТА И АИС.

Методика компании Rational Software. Язык UML. Весовые показатели действующих лиц. Варианты использования. Показатели технической сложности. Квалификация разработчиков. Рабочая точка. Трудоемкость рабочей точки. Плановый и эффективный фонд рабочего времени.

6.2. ФИНАНСОВОЕ ХОЗЯЙСТВО ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЙ.

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

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

Основы финансового анализа в энергетике. Аналитические коэффициенты.

6.3. ОРГАНИЗАЦИЯ РЕМОНТНОЙ СЛУЖБЫ ПРЕДПРИЯТИЯ.

Надежность, безотказность и ремонтпригодность. Износ и восстановление оборудования. Физический износ. Система планово-предупредительного ремонта. Организация ремонтной службы предприятия. Задачи и функции ремонтной службы. Межремонтное обслуживание. Периодические плановые ремонт. Капитальный, средний и текущий ремонт. Продолжительность ремонтного цикла. Категория ремонтной сложности. Затраты на ремонт. Правила сетевого планирования. Сетевой график ИП. Работа. Событие. Соотношение предшествования. Путь. Длина пути. Критический путь. Способы ремонтного обслуживания.

5.2 ЛАБОРАТОРНЫЕ РАБОТЫ

Перечень лабораторных работ:

1. Капитальные вложения в энергетическую.
2. Расчет основных эксплуатационных затрат.
3. Расчет численности персонала ТЭС и заработной платы.
4. Расчет прочих затрат и общей себестоимости производства.
5. Распределение себестоимости по производственным подразделениям. Расчет удельных показателей себестоимости тепловой и электрической энергии.
6. Тарифы на тепловую и электрическую энергию.
7. Экономическая эффективность инвестиций.
8. Функциональное обследование объекта управления.
9. Трудоемкость разработки АИС. Численность разработчиков АИС.

10. Расчет капитальных вложений в АИС. Расчет затрат на техническое обслуживание и ремонт.

11. Расчет себестоимости эксплуатации АИС.

12. Стоимостная оценка результатов деятельности АИС.

13. Экономическая и финансовая оценка внедрения АИС.

14. Оценка интеллектуальной собственности разработчиков АИС.

6. САМОСТОЯТЕЛЬНАЯ РАБОТА СТУДЕНТОВ

№ п/п	№ раздела (темы) дисциплины	Форма (вид) самостоятельной работы	Трудоемкость в часах
1	1	- проработка лекционного материала; - подготовка к блиц-опросам.	12
2	2	- проработка лекционного материала; - подготовка к блиц-опросам.	15
3	3	- проработка лекционного материала; - подготовка к блиц-опросам; - подготовка к зачету и экзамену.	11
4	4	- проработка лекционного материала; - подготовка к лабораторным работам; - подготовка к блиц-опросам.	14
5	5	- проработка лекционного материала; - подготовка к лабораторным работам; - подготовка к блиц-опросам.	13
6	6	- проработка лекционного материала; - подготовка к лабораторным работам; - подготовка к блиц-опросам; - подготовка к зачету и экзамену.	9

7. ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

В соответствии с требованиями ФГОС ВПО по дисциплине «Экономика энергетических предприятий» в целях реализации компетентностного подхода предусмотрено использование в учебном процессе активных и интерактивных форм проведения занятий в сочетании с внеаудиторной работой с целью формирования и развития профессиональных навыков обучающихся.

При преподавании дисциплины «Экономика энергетических предприятий» используется технология модульного обучения.

На лекционных занятиях по дисциплине «Экономика энергетических предприятий» возникают следующие дидактические задачи: разрушить неверные стереотипы, заинтересовать, убедить, побудить к самостоятельному поиску и активной мыслительной деятельности, помочь совершить мысленный переход от теоретического уровня к прикладным знаниям и др.

Поэтому, для решения этих задач на занятиях применяются следующие методы активного обучения: лекция-беседа или диалог с аудиторией; лекция-дискуссия; лекция с применением техники обратной связи и др.

8. ОЦЕНОЧНЫЕ СРЕДСТВА ДЛЯ ТЕКУЩЕГО КОНТРОЛЯ УСПЕВАЕМОСТИ, ПРОМЕЖУТОЧНОЙ АТТЕСТАЦИИ ПО ИТОГАМ ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ И УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ СТУДЕНТОВ

8.1 ТЕКУЩИЙ КОНТРОЛЬ

Темы докладов.

1 Проблемы развития производственного комплекса электроэнергетики России: электроэнергетика и ее основные функции.

2. Особенности производственного процесса в энергетике и их влияние на организационно-производственную структуру энергокомпаний. Организационно-производственная структуры энергокомпаний, создаваемых в процессе реформирования отрасли.

3. Управление производственными запасами энергетической компании. Определение оптимального размера заказа и запаса топлива. Системы управления запасами (виды запасов). Управление дебиторской задолженностью энергетической компании.

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

5. Показатели эффективности использования трудовых ресурсов в энергетике.

6. Производственная мощность энергетических компаний. Показатели использования производственной мощности.

7. Расход электроэнергии и мощности на собственные нужды электростанций. Потери мощности и электроэнергии в электрических сетях. Графики электрической нагрузки.

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

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

10. Основные формы разделения труда в энергетике: технологическое, функциональное, квалификационное, профессиональное. Трудовой Кодекс РФ.

11. Назначение, структура и содержание бизнес-плана энергокомпаний.

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

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

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

15. Методы оценки эффективности инвестиций.

16. Проблема внедрения автоматизированных систем на энергетических предприятиях.

8.2 ПРОМЕЖУТОЧНЫЙ КОНТРОЛЬ

Перечень и темы промежуточных форм контроля знаний.

К промежуточным формам контроля знаний относятся:

- блиц-опрос на лекциях;
- контрольные работы на практических занятиях
- выполнение индивидуальных домашних заданий с последующей их защитой.

Темы блиц-опросов.

1. основной и оборотный капитал энергокомпаний;
2. производственная программа;
3. себестоимость производства и передачи электроэнергии;
4. налоги;
5. прибыль, рентабельность;
6. инвестиции и капиталовложения в энергетические объекты.

Примеры контрольных заданий.

1. Требуется определить объем капитальных вложений в электрическую станцию мощностью 1200 МВт и составом оборудования 4×Т-250/300-240. Район строительства

Амурская область. Вид топлива: высокозольный уголь. Усложняющие условия отсутствуют.

2. Для предыдущей задачи требуется определить эксплуатационные затраты, амортизационные отчисления. Ежегодный расход топлива. Затраты на топливо.
3. Для предыдущей задачи требуется определить численность управленческого, ремонтного и оперативного персонала ТЭС (ТЭЦ), заработную плату.
4. Для предыдущей задачи требуется определить: прочие затраты, общую себестоимость производства электрической и тепловой энергии. Распределить себестоимость по группам затрат в виде таблицы.
5. Для предыдущей задачи требуется определить: общую себестоимость производства электрической и тепловой энергии. Распределить себестоимость по группам затрат в виде таблицы.
6. Для вышеприведенной задаче рассчитать тариф на тепловую и электрическую энергию при заданной норме прибыли 15%. Определить выручку от реализации продукции ТЭС (ТЭЦ) исходя из графика нагрузки.
7. Рассчитать по ранее приведенной задаче ЧДД, ВВД и дисконтированный срок окупаемости. Построить график зависимости ЧДД от времени. Сделать вывод.

Вопросы к зачету.

1. Дайте общую характеристику энергетического баланса.
2. Каким образом рассчитывается расходная часть баланса?
3. Что отображает приходная часть баланса электроэнергетики?
4. Объясните в чем сущность баланса мощности?
5. Расскажите, какие виды графиков нагрузки Вы знаете, сформулируйте основные показатели.
6. Какова структура капиталовложений в различные типы электростанций?
7. Какие источники финансирования капиталовложений вы знаете.
8. Какие стадии проектирования вам известны? В чем состоят их особенности?
9. Поясните состав показателей сметы.
10. Чем отличаются сметные затраты от капитальных вложений?
11. С какой целью используются укрупненные стоимостные показатели.
12. Каковы особенности структуры основных средств на энергопредприятиях?
13. Поясните понятия первоначальной, восстановительной и балансовой стоимостей.
14. Что означает термин ликвидационная стоимость?
15. За счет, каких источников можно пополнить оборотные средства.
16. Какие показатели используются для нормирования оборотных средств?
17. Каким образом можно повысить эффективность использования оборотных средств.
18. Какие факторы оказывают влияние на себестоимость продукции?
19. С какой целью формируется ремонтный фонд?
20. Какие условно-постоянные затраты вы знаете?
21. Объясните, чем занимается ФСТ?
22. Объясните понятия установленной и располагаемой мощности. Что понимается под расходом электроэнергии на собственные нужды?
23. Объясните, в чем заключается Парето- оптимальность, какие условия нужны для ее достижения.
24. Поясните достоинства и недостатки монополистического рынка. Что понимается под естественной монополией.
25. Дайте определение четырем основным моделям рынка. В чем вы видите их достоинства и недостатки?
26. Что понимается под сегментом рынка. Приведите примеры.
27. Поясните, что понимается под прямым, косвенным и смешанным каналом товародвижения.

28. В чем вы видите отличие подходов к ценообразованию в России и США?
29. Поясните, что понимается под моральным износом первого и второго рода?
30. Объясните, чем различаются понятия цена и тариф?
31. Что понимается под энергосберегающей политикой государства?
32. Поясните, что понимается под показателем энергоэффективности? Приведите примеры оценки энергоэффективности.
33. Каким образом определяется численность персонала ТЭС или ТЭЦ?
34. Поясните, что понимается, под инвестиционным тарифом?
35. Поясните сущность коэффициентов экстенсивного и интенсивного развития на примерах?

Вопросы к экзамену.

1. Дайте общую характеристику энергетического баланса.
2. Каким образом рассчитывается расходная часть баланса?
3. Что отображает приходная часть баланса электроэнергии?
4. Объясните в чем сущность баланса мощности?
5. Расскажите, какие виды графиков нагрузки Вы знаете, сформулируйте основные показатели.
6. Какова структура капиталовложений в различные типы электростанций?
7. Какие источники финансирования капиталовложений вы знаете.
8. Какие стадии проектирования вам известны? В чем состоят их особенности?
9. Поясните состав показателей сметы.
10. Чем отличаются сметные затраты от капитальных вложений?
11. С какой целью используются укрупненные стоимостные показатели.
12. Каковы особенности структуры основных средств на энергопредприятиях?
13. Поясните понятия первоначальной, восстановительной и балансовой стоимостей.
14. Что означает термин ликвидационная стоимость?
15. За счет, каких источников можно пополнить оборотные средства.
16. Какие показатели используются для нормирования оборотных средств?
17. Каким образом можно повысить эффективность использования оборотных средств.
18. Опишите основные разделы бизнес-плана. Для чего он составляется?
19. Дайте определение себестоимости продукции. Поясните в чем отличие расчета себестоимости по статьям калькуляции и по экономическим элементам?
20. Поясните, в чем вы видите преимущества и недостатки различных тарифных систем.
21. Охарактеризуйте существующую систему управления холдингом РАО «ЕЭС России». Какие цели преследует реформа электроэнергетики?
22. Поясните в чем сущность функционально-стоимостного анализа.
23. Поясните, в чем вы видите отличие двух методов функционального и информационного описания систем DFD и IDEF?
24. Поясните сущность расчета трудоемкости разработки программного продукта с использованием методики Rational Software.
25. Объясните, почему с течением времени появляется необходимость создания более совершенных АИС, и почему существуют АИС практически не меняющиеся с течением времени?
26. Поясните, что показывает Н-распределение?
27. Какие факторы оказывают влияние на себестоимость продукции?
28. С какой целью формируется ремонтный фонд?
29. Какие условно-постоянные затраты вы знаете?
30. Объясните, чем занимается ФСТ?

31. Объясните понятия установленной и располагаемой мощности. Что понимается под расходом электроэнергии на собственные нужды?
32. Объясните, в чем заключается Парето-оптимальность, какие условия нужны для ее достижения.
33. Поясните достоинства и недостатки монополистического рынка. Что понимается под естественной монополией.
34. Дайте определение четырем основным моделям рынка. В чем вы видите их достоинства и недостатки?
35. Что понимается под сегментом рынка. Приведите примеры.
36. Поясните, что понимается под прямым, косвенным и смешанным каналом товародвижения.
37. В чем вы видите отличие подходов к ценообразованию в России и США?
38. Что понимается под инвестиционным проектом. Выделите основные стадии инвестиционного проекта.
39. Поясните, чем различаются статические и динамические методы экономической оценки? Приведите пример расчета рентабельности и простого срока окупаемости.
40. Перечислите преимущества и недостатки различных методов экономической оценки.
41. В чем вы видите различие понятий основные средства и основные фонды, капитальные вложения.
42. Что понимается под коэффициентом оборачиваемости оборотных средств и нормой оборотных средств в днях?
43. Объясните, в чем вы видите преимущества и недостатки различных тарифных систем для потребителя и энергоснабжающей организации?
44. Чем отличается расчет себестоимости по статьям калькуляции и по экономическим элементам?
45. Какие основные методы определения тарифов вы знаете.
46. В чем вы видите различие органических структур управления от иерархических? Приведите пример проектной организационной структуры. К какому типу структур она относится?
47. Дайте понятие информации. Что понимается под достоверной и недостоверной информацией?
48. Что понимается под автоматизированной системой управления? Перечислите основные виды обеспечений АСУ.
49. Объясните, в чем вы видите смысл резюме бизнес-плана? Перечислите его основные разделы.
50. Приведите основные критерии качества АИС. Чем отличаются критерии качества от показателей качества.
51. Дайте определение основным видам эффектов от внедрения АИС.
52. Для чего проводится системный финансовый анализ. Поясните сущность динамического норматива финансовой устойчивости.
53. Для чего составляется сетевой график работ. Что понимается под событием и критическим путем.
54. Объясните, для чего осуществляется расчет потребности в основном и оборотном капитале.
55. Какую цель преследует оценка интеллектуальной собственности. Перечислите основные методы оценки.
56. Для чего составляются при разработке бизнес-плана: отчет о прибыли, отчет о движении денежных средств и баланс.
57. Как влияет квалификация разработчиков АИС на трудоемкость разработки?
58. Какова роль бюджетирования в управлении финансами холдинга РАО «ЕЭС России»?
59. Каковы цели бюджетирования?

60. В чем суть разработки бюджета?
61. Поясните, в чем вы видите сущность понятий безотказность и ремонтпригодность?
62. Каким образом составляется график ремонтов. Что понимается под ремонтным циклом, межремонтным и межосмотровым периодом.
63. Что вы понимаете под управлением в энергетике?
64. Перечислите этапы управленческого цикла. Какие основные пути совершенствования управления?
65. Назовите функции управления. Какие из них, на Ваш взгляд являются важнейшими?
66. Дайте определение и перечислите способы измерения объемов информации.
67. Приведите классификацию информации в системе управления.
68. Какие способы кодирования информации применяются при внедрении ЭВМ в управление производством?
69. Какие основные задачи бизнес плана?
70. Назовите основные требования к бизнес - плану.
71. Какие разделы должен включать в себя бизнес-план?
72. В чем заключается стратегия финансирования?
73. Как определяется ставка норма дисконта в экономических расчетах? Объясните, почему внутренняя норма доходности должна быть выше ставки дисконта?
74. Объясните, как может оцениваться эффективность управления?
75. Как влияет источник финансирования на эффективность проекта? В чем заключается эффект «рычага»?
76. Что характеризует предельный срок возврата инвестиций?
77. Каким образом учитывается риск при определении эффективности проекта?

9. УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ И ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ «ЭКОНОМИКА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ»

а) основная литература:

1. Бардовский В.П. Экономика [Текст]: учеб.: рек. УМО / В.П. Бардовский, О.В. Рудакова, Е.М. Самородова. - М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2009. - 672 с.
2. Степанов И.С. Экономика строительства [Текст]: учеб. : доп. Мин. обр. РФ / под ред. И. С. Степанова. - 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Высш. шк., 2009. - 621 с.
3. Москвитина Н.М. Управление персоналом [Текст]: учеб.-метод. пособие / Н. М. Москвитина; АмГУ, Эк.ф. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2009. - 54 с.

б) дополнительная литература:

1. Судаков Г.В. Бизнес-планирование инвестиционных проектов по строительству ТЭС, котельных и тепловых сетей [Текст]: учеб. пособие : в 2 ч / Г. В. Судаков. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2009. (Учеб.-метод. комплекс дисциплины) Ч. 1. - 2009. - 80 с.
2. Судаков Г.В. Бизнес-планирование инвестиционных проектов по строительству ТЭС, котельных и тепловых сетей [Текст]: учеб. пособие: в 2 ч. / Г. В. Судаков. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2009. (Учеб.-метод. комплекс дисциплины) Ч. 2. - 2009. - 96 с.
3. Кафидов В.В. Управление персоналом [Текст]: учеб. пособие / В. В. Кафидов. - СПб.: Питер, 2009. - 240 с.

в) периодические издания (профессиональные журналы):

1. «Электрика»;
2. «Электричество»;
3. «Электрические станции»;
4. «Известия РАН. Энергетика»;

г) программное обеспечение и Интернет-ресурсы

В процессе изучения дисциплины «Экономика энергетических предприятий» студент при подготовке к практическим, к лекционным курсам использует программные продукты.

На кафедре имеется программное обеспечение. Оно представляет собой программы необходимые для учебного процесса и которое может каждый студент установить себе, для освоения учебного материала на собственных персональных компьютерах.

Программное обеспечение для студентов:

1. MS Visio – графический редактор;
2. MathCad – система математических расчетов;
3. MatLab – система моделирования;
4. Delphi-6.0 – система быстрой разработки программ.
5. Правовая информационная система «Кодекс».
6. Правовая информационная система «Гарант».

Интернет – ресурсы:

№	Наименование ресурса	Краткая характеристика
1	http://www.iglib.ru	Интернет-библиотека образовательных изданий, в которой собраны электронные учебники, справочные и учебные пособия. Удобный поиск по ключевым словам, отдельным темам и отраслям знаний.

10. МАТЕРИАЛЬНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ

В процессе обучения используются электронные презентации лекций с элементами активного обучения, подготовлены электронные слайды и рисунки, с последующим показом их с помощью медиапроектора и ноутбука.

Широко используются различные средства мониторинга при входном контроле, межсессионном контроле и т.д.

2. ГРАФИК САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ УЧЕБНОЙ РАБОТЫ СТУДЕНТОВ ПО ДИСЦИПЛИНЕ «ЭКОНОМИКА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ»

№ п/п	№ раздела (темы) дисциплины	Форма (вид) самостоятельной работы	Трудоемкость в часах
1	1	- проработка лекционного материала; - подготовка к блиц-опросам.	12
2	2	- проработка лекционного материала; - подготовка к блиц-опросам.	15
3	3	- проработка лекционного материала; - подготовка к блиц-опросам; - подготовка к зачету и экзамену.	11
4	4	- проработка лекционного материала; - подготовка к практическим работам; - подготовка к блиц-опросам.	14
5	5	- проработка лекционного материала; - подготовка к практическим работам; - подготовка к блиц-опросам.	13
6	6	- проработка лекционного материала; - подготовка к практическим работам; - подготовка к блиц-опросам; - подготовка к зачету и экзамену.	9

Темы докладов на самостоятельную работу.

1. Проблемы развития производственного комплекса электроэнергетики России: электроэнергетика и ее основные функции

2. Особенности производственного процесса в энергетике и их влияние на организационно-производственную структуру энергокомпаний. Организационно-производственная структуры энергокомпаний, создаваемых в процессе реформирования отрасли.

3. Управление производственными запасами энергетической компании. Определение оптимального размера заказа и запаса топлива. Системы управления запасами (виды запасов). Управление дебиторской задолженностью энергетической компании.

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

5. Показатели эффективности использования трудовых ресурсов в энергетике.

6. Производственная мощность энергетических компаний. Показатели использования производственной мощности.

7. Расход электроэнергии и мощности на собственные нужды электростанций. Потери мощности и электроэнергии в электрических сетях. Графики электрической нагрузки.

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

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

10. Основные формы разделения труда в энергетике: технологическое, функциональное, квалификационное, профессиональное. Трудовой Кодекс РФ.

11. Назначение, структура и содержание бизнес-плана энергокомпании.
12. Характеристика потребительского рынка электрической и тепловой энергии и мощности. Способы энергоснабжения потребителей. Потребители – перепродавцы.
13. Этапы планирования инвестицией: составление перечня проектов и мероприятий, требующих вложения инвестиций; капитализация затрат, отбор инвестиционных проектов
14. Инвестиционные риски. Учет и анализ рисков. Управление рисками.
15. Методы оценки эффективности инвестиций.
16. Проблема внедрения автоматизированных систем на энергетических предприятиях

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

3. ЛАБОРАТОРНЫЕ ЗАНЯТИЯ.

Перечень лабораторных работ:

1. Капитальные вложения в энергетику.
2. Расчет основных эксплуатационных затрат.
3. Расчет численности персонала ТЭС и заработной платы.
4. Расчет прочих затрат и общей себестоимости производства.
5. Распределение себестоимости по производственным подразделениям. Расчет удельных показателей себестоимости тепловой и электрической энергии.
6. Тарифы на тепловую и электрическую энергию.
7. Экономическая эффективность инвестиций.
8. Функциональное обследование объекта управления.
9. Трудоемкость разработки АИС. Численность разработчиков АИС.
10. Расчет капитальных вложений в АИС. Расчет затрат на техническое обслуживание и ремонт.
11. Расчет себестоимости эксплуатации АИС.
12. Стоимостная оценка результатов деятельности АИС.
13. Экономическая и финансовая оценка внедрения АИС.
14. Оценка интеллектуальной собственности разработчиков АИС.

4. КРАТКИЙ КОНСПЕКТ ЛЕКЦИЙ ПО ДИСЦИПЛИНЕ «ЭКОНОМИКА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ»

1 «ТЭК, рынок, товардвижение, ценообразование электрической энергии»

8 семестр

1.1. ВВЕДЕНИЕ В ДИСЦИПЛИНУ. ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС В СОСТАВЕ НАЦИОНАЛЬНОЙ ЭКОНОМИКИ.

Энергетическое хозяйство

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

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

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

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

Оперативные внешние связи осуществляются с технологическими процессами промышленности, транспорта, сельским хозяйством, коммунально-бытовым хозяйством. Неразрывность этих связей определяется практическим совпадением во времени процессов производства, передачи и потребления электроэнергии и теплоты. Отсутствие возможности запастись энергией в ощутимых объемах приводит к необходимости создания резервов в генерирующих мощностях, топливе на тепловых и атомных электростанциях, воде на гидростанциях.

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

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

Особенности энергетического хозяйства привели к необходимости применения системного метода экономического исследования. Оптимизационные технико-экономические расчеты в энергетике особенно важны из-за широкой взаимозаменяемости отдельных энергетических установок, видов энергетической продукции и сравнительно высокой капиталоемкости энергоустановок. Так, для производства электроэнергии могут быть использованы конденсационные электростанции (КЭС), теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), гидроэлектростанции (ГЭС), атомные электростанции (АЭС) и др. Для производства теплоты используются ТЭЦ, котельные, утилизационные установки. На них

могут быть установлены агрегаты различных типов, работающие на разных параметрах пара и использующие различные виды органического топлива, газа, угля, мазута и т.п., и нетрадиционные источники энергии. Большое число вариантов имеется также на стадиях транспорта энергии и использования ее у потребителей. Взаимозаменяемость видов продукции определяется возможностью использования различных энергоносителей в данных установках, например использование природного газа или электроэнергии в нагревательных печах, парового или электрического привода компрессора и др.

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

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

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

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

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

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

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

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

В качестве дополнительного критерия энергетической безопасности следует рассматривать наличие национальной информационно-аналитической системы, включая подсистемы мониторинга показателей энергетической безопасности, определения

текущих пороговых уровней кризисности состояния энергетической безопасности и составления долгосрочных и среднесрочных прогнозов развития энергетической составляющей экономики.

Электрификация народного хозяйства страны

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

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

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

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

Промышленная энергетика в системе энергетического хозяйства

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

Энергетическое хозяйство промышленности включает:

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

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

Так, применение природного газа в доменных печах уменьшает потребность в коксе и, следовательно, в добыче коксующихся углей. В то же время увеличивается потребность в кислороде, для получения которого необходима электроэнергия и, следовательно, дополнительная добыча энергетических углей. Применение электропечи вместо печи, использующей природный газ, приводит: к увеличению передачи мощности по электрической сети, что вызывает необходимость усиления существующих сетей,

строительства новых генерирующих мощностей; изменениям в области транспорта энергетических ресурсов и в топливном балансе. Исследование взаимосвязей между энергетикой и технологией производственных процессов позволяет выявить возможность совершенствования производственных процессов промышленности.

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

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

Количественная оценка энергетических ресурсов мира

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

Потенциальные мировые запасы возобновляемых энергоресурсов мира приведены ниже, 10^{12} кВт-ч:

Энергия Солнца.....	665000
Энергия океанов.....	350 218
Энергия ветра.....	17 360
Геотермальная энергия (глубина до 3 км).....	25
Гидроэнергия.....	33

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

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

Территория бывшего СССР.....	45
Северная Америка.....	23
Азия (главным образом, Китай)	14,5
Европа.....	5,5

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

Таблица 4

Первичные невозобновляемые энергоресурсы мира

Вид ресурсов		Достоверно извлекаемые запасы, 10^9 т.т./ 10^{12} кВт-ч	Потенциально извлекаемые запасы, 10^9 т.т./ 10^{12} кВт-ч
Природные уран и тории	С использованием реакторов: на тепловых нейтронах	1200/3530	1800/5300
	на быстрых нейтронах	325 000/955 000	590 000/1 735 000

Каменный уголь	3000/8800	11 200/32 900
Природный газ	500/1500	740/2200
Нефть	400/1200	630/1850

Расширение применения органического топлива (кроме прочих вредных выбросов) приводит к увеличению выброса в атмосферу углекислого газа (CO₂), которого уже сегодня вследствие сжигания топлива выбрасывается больше, чем он может быть поглощен в процессе фотосинтеза. Выбросы CO₂ и других парниковых газов, а значит и их абсолютная концентрация, будут расти, в результате чего происходит дополнительный нагрев атмосферы. К середине следующего столетия концентрация CO₂, по сравнению со временем, предшествующим индустриализации, может удвоиться, что вызовет повышение температуры примерно на 5 °С.

Топливо-энергетический комплекс России и его роль в экономике страны

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

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

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

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

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

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

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

Газовая промышленность. Газовая отрасль – одна из наиболее стабильно работающих отраслей ТЭК. Стабилизация добычи газа в краткосрочном плане определяется объемами внутреннего спроса на газ, а также возможностями поставки его на экспорт. Перспектива увеличения добычи газа на территории России в решающей мере

будет зависеть от темпов освоения газовых месторождений полуострова Ямал, региона Тюменской области и на шельфе морей. Эксплуатационный фонд газовых скважин составляет около 5 тыс. ед., а добыча газа – 600 млрд. м³. В стране создана и продолжает развиваться Единая система газоснабжения (ЕСГ), которая объединяет основную часть месторождений. В настоящее время магистральные газопроводы только по России протянулись на 144 тыс. км. Транспортировку газа обеспечивают 236 компрессорных станций, на которых установлены более 4 тыс. газоперекачивающих агрегатов. Имеются подземные хранилища газа с активной емкостью свыше 40 млрд. м³.

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

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

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

1.2. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ БАЛАНС.

Основы формирования баланса электроэнергии

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

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

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

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

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

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

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

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

При формировании баланса электрической энергии и мощности учитываются:

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

- платежеспособность потребителей;

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

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

Баланс электроэнергии

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

$$\sum_{i=1}^m W_i + W_{\text{пок}} = \sum_{j=1}^n W_j + W_{\text{ном}} + W_{\text{с.н}} + W_{\text{эк}} \quad (2.1)$$

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

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

W_j – полезное потребление электроэнергии j-м потребителем;

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

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

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

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

Электроэнергия вырабатывается на тепловых, гидро- и атомных станциях.

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

Потребителями электроэнергии являются:

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

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

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

Для промышленных предприятий потребность в электроэнергии вычисляется по следующей формуле:

$$W_{пром.пр} = \sum W_{npi} \cdot V_{npi} \quad (2.2)$$

где W_{npi} – расход электроэнергии на единицу продукции i -го промышленного производства;

V_{npi} – планируемый годовой объем продукции i -го промышленного производства.

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

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

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

$$W_{сх} = W_{с.х}^{yд} \cdot Ж_{с.х} \quad (2.3)$$

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

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

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

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

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

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

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

Потери в электросетях составляют, %

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

Баланс мощности энергосистемы

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

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

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

где i – порядковый номер электростанции;

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

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

Приходная часть баланса активной мощности включает в себя суммарную располагаемую активную мощность электростанций от ТГК, работающей на розничном

рынке электроэнергии данной сетевой компании в момент времени t $\sum_{i=1}^n P_{расн,i(t)}$, а так-же

величину активной мощности, получаемой с федерального оптового рынка от ФСК либо

по двухсторонним договорам от ОГК с посредничеством ФСК, $\sum_{j=1}^m P_{n,j(t)}$. Расходная часть

баланса активной мощности складывается из максимальной активной нагрузки данной

сетевой компании $P_{max(t)}$, расхода активной мощности на собственные нужды $\sum P_{с.н(t)}$,

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

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

Аналогичное выражение может быть записано для баланса реактивной мощности:

$$\sum_{i=1}^n Q_{pi(t)} + \sum Q_{к.у(t)} + \sum Q_{з.л(t)} = \sum Q_{р.н(t)} + \sum Q_{nom(t)} \quad (2.8)$$

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

$\sum Q_{к.у(t)}$ – мощность компенсирующих устройств сетевой компании;

$\sum Q_{з.л(t)}$ – зарядная мощность линий электропередачи;

$\sum Q_{p.n(t)}$ – реактивная мощность потребителей (с учетом собственных компенсирующих устройств);

$\sum Q_{nom(t)}$ – потери реактивной мощности.

Расходная часть баланса

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

В зависимости от длительности рассматриваемого периода различают:

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

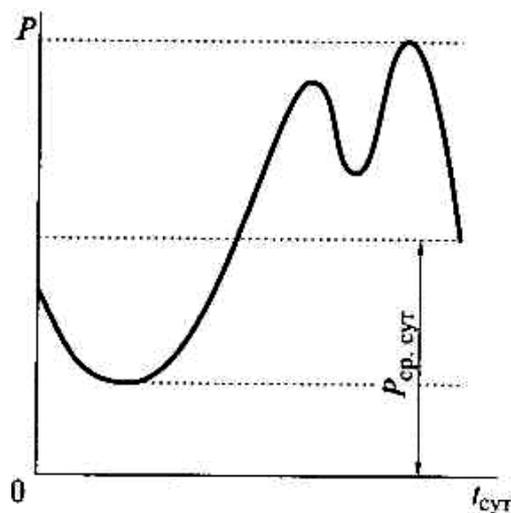


Рис. 1. Суточный график нагрузки

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

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

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

Характерные графики нагрузок энергосистемы для суток, недели, месяца, года приведены на рис. 1.

Показатели суточного графика нагрузки энергосистемы. Для анализа участия генерирующих мощностей в покрытии суточного графика нагрузки энергосистемы в нем различают три части: пиковую, полупиковую и базисную. Часть суточного графика нагрузки, находящаяся между максимальной и средней нагрузкой, относится к пиковой; полупиковая – между средней и минимальной нагрузкой; базисная – ниже минимальной нагрузки суточного графика (рис. 2.).

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

Рассматриваются следующие соотношения: коэффициент заполнения суточного графика

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

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

W_n – потенциальное потребление энергии;

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

коэффициент минимальной нагрузки

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

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

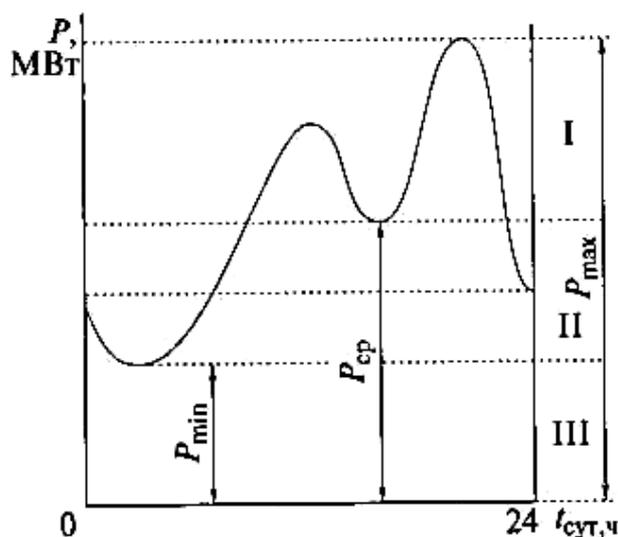


Рис. 2. Составляющие части суточного графика нагрузки: I, II, III – пиковая, полупиковая, базисная

Повышение удельного веса жилищно-коммунальной и сельскохозяйственной нагрузок, сокращение ночных смен приводят к Разуплотнению графиков. Повышение удельного веса непрерывных производств, улучшение загрузки оборудования – к уплотнению графиков. Значения показателей графика зависят от структуры промышленности, климата и других факторов. Так, по разным объединениям α_{min} и $\beta_{сут}$ (за декабрь 1991 г.) имели значения, представленные в табл. 5.

Таблица 5

Региональные показатели режима электропотребления за месяц

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

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

Недельный график электрических нагрузок отображает колебание нагрузки по дням недели, главным образом за счет выходных и праздничных дней. Помимо колебаний нагрузки внутри отдельных недель существуют колебания между неделями, вызываемые изменениями продолжительности светлых часов суток, приростом нагрузки. Внутри каждого месяца еженедельное электропотребление неодинаково:

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

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

График недельного электропотребления представлен на рис. 3. Месячные графики электрической нагрузки энергосистемы (рис.4.) отображают колебание средненедельной нагрузки по неделям месяца. Годовые графики электрической нагрузки показывают колебание среднемесячных $P_{ср.мес}$ или среднемесячных регулярных максимумов $P_{ср.мес}^{рег}$, регулярных наибольших месячных максимумов P_{maxi} , абсолютных месячных максимумов P'_{max} по месяцам года (рис. 5.).

Основными показателями годового графика являются:

- коэффициент заполнения годового графика

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

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

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

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

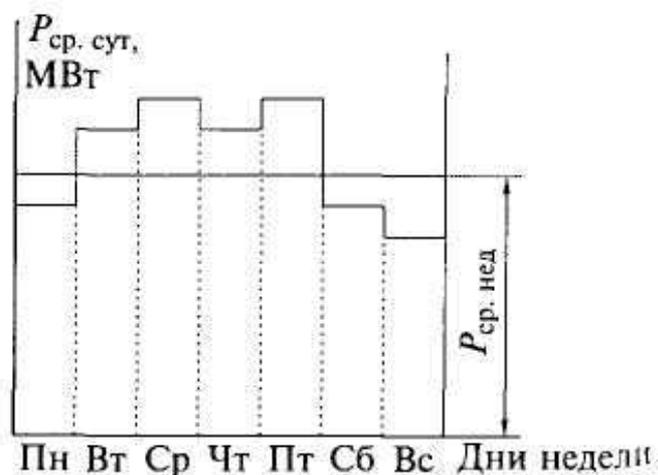


Рис. 3. График недельного электропотребления

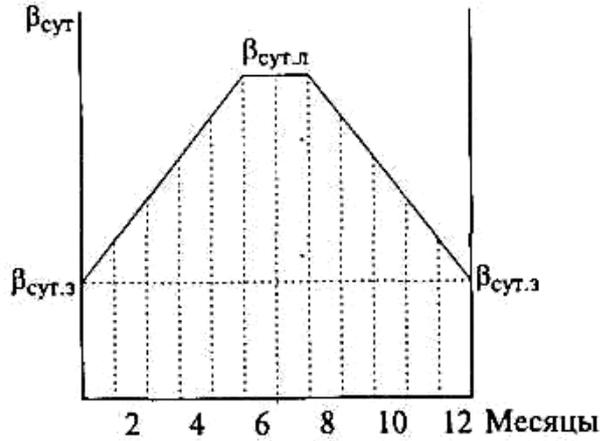


Рис. 4. Годовые графики нагрузки

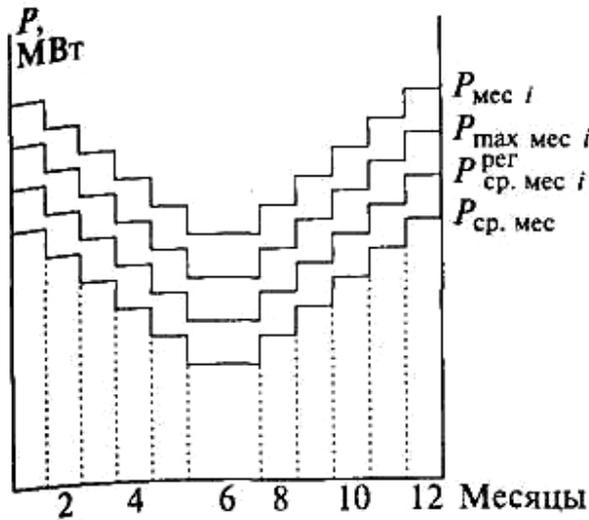


Рис. 5. Изменение значений коэффициента заполнения суточного графика - коэффициент роста, характеризующий увеличение максимальной нагрузки рассматриваемого года по сравнению с предшествующим:

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

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

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

- годовое число часов использования максимума нагрузки энергетической системы

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

где $W_{\text{год}}$ - количество энергии, потребляемое энергетической системой за год;

$P_{\max c}$ - максимальная нагрузка системы.

Показатель h_c характеризует расчетное число часов, при котором годовая потребность в электроэнергии покрывается при постоянной нагрузке. Он может быть

определен как произведение числа часов в году и коэффициентов заполнения суточного, недельного, месячного и годового графиков нагрузки, ч:

$$h_c = 8760 \cdot \beta_{сут} \cdot \beta_{нед} \cdot \beta_{мес} \cdot \beta_{год} \quad (2.15)$$

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

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

Метод обобщенных характеристик, разработанный в институтах «Энергосетьпроект» и ЭНИН им. Г.М.Кржижановского, использует характеристики для определения числа часов использования максимальной нагрузки энергосистемы в зависимости от района расположения, удельного веса коммунально-бытового электропотребления и числа часов использования максимальной промышленно-транспортной нагрузки энергообеспечения. Это позволяет определить величину максимальной нагрузки энергосистемы для зимнего и летнего характерного дня. По типовым графикам нагрузки энергообъединения и показателям суточной нагрузки рассчитывается график нагрузки энергосистемы для зимних и летних суток.

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

$$P_{\max} = [1 + \alpha_l + (1 - \alpha_l) \cdot \cos 30] \cdot P'_{\max 12} \cdot k_p^{i/12} \cdot 0.5 \quad (2.16)$$

где α_l – соотношение между летним и зимним максимумами электрической нагрузки;

i – порядковый номер месяца;

$P'_{\max 12}$ – суточный максимум нагрузки декабря года, предшествующего рассматриваемому.

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

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

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

Совпадение во времени производства и потребления электроэнергии, а следовательно, невозможность «работы на склад» определяют необходимость создания резервов мощности в энергетических системах, находящихся в эксплуатации. Основной задачей резервирования в энергетике является обеспечение максимальной надежности и бесперебойности энергоснабжения, а также стабильности качественных параметров энергии как при аварийном выходе из строя агрегатов, так и при проведении плановых капитальных и текущих видов ремонта оборудования. Нарушение электроснабжения приводит к экономическому ущербу и потребителей, и самой энергосистемы. Наличие

общесистемного резерва мощности, которым маневрирует диспетчерская служба энергосистемы, и создание крупных энергообъединений значительно повышает надежность электроснабжения потребителей.

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

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

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

Ориентировочно величина нагрузочного резерва подсчитывается по следующей формуле:

$$\Delta P_{p.нагр} = 0,01 \cdot P_{\max p} + 1,26 \cdot \sqrt{P_{\max p}} \quad (2.19)$$

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

Аварийный резерв компенсирует снижение мощности, вызванное аварийным простоем оборудования из-за его повреждения и предназначен для быстрого ввода генерирующих мощностей взамен выбывшей из строя в результате аварий на станции и в линиях электропередачи. Величина аварийного резерва должна приниматься исходя из общей мощности всей энергосистемы, числа установленных на электростанциях агрегатов и быть не меньше мощности самого крупного агрегата в системе.

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

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

Приходная часть баланса

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Полная установленная мощность энергосистемы

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

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

$\sum P_p$ – резерв мощности;

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

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

Баланс по мощности энергосистемы может быть записан в следующем виде:

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

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

Баланс тепла

Баланс тепла представляет собой взаимное соотношение потребности в тепле и его производстве. Потребность в тепле складывается из технологического теплоснабжения, а также расходов тепла на отопление, вентиляцию, кондиционирование воздуха и горячее водоснабжение. К наиболее теплоемким относятся химическая, нефтеперерабатывающая, целлюлозно-бумажная и пищевая отрасли промышленности, а также черная металлургия.

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

Примерная структура расходной части баланса тепла включает ^в себя следующие отрасли народного хозяйства, %:

Промышленность51,2
Строительство2,6
Транспор1,6
Сельское хозяйство (производственные нужды)5,1
Жилищно-коммунальное хозяйство38,0
Потери1,5

Итого100,0

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

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

Источники централизованного теплоснабжения:

ТЭЦ37,3

котельные30,9

утилизационные установки4,0

электродоты1,7

Источники децентрализованного теплоснабжения...26,1

Итого100,0

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

Баланс топлива

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

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

Электростанции:

на производство электроэнергии.....19,0

производство тепла.....11,0

Промышленные отопительные котельные.....9,2

Промышленность (без электростанций и промышленных котельных)..27,8

Транспорт (без расхода на производство электроэнергии).....9,3

Сельское хозяйство.....5,4

Коммунальное хозяйство (централизованные поставки)9,5

Сырьевые нужды.....8,8

Итого.....100,0

1.3. РЫНОК ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ.

Монополистический рынок и рынок совершенной конкуренции: особенности формирования цены на электроэнергию, предельные издержки и предельный доход, средние издержки.

Парето-оптимальность. Недостатки и преимущества монополистического рынка и рынка совершенной конкуренции. Оптовый и розничный рынок. Организация продаж электроэнергии: договор электроснабжения - договор купли-продажи и договор на присоединение. Перекрестное субсидирование.

Основы организации рынка.

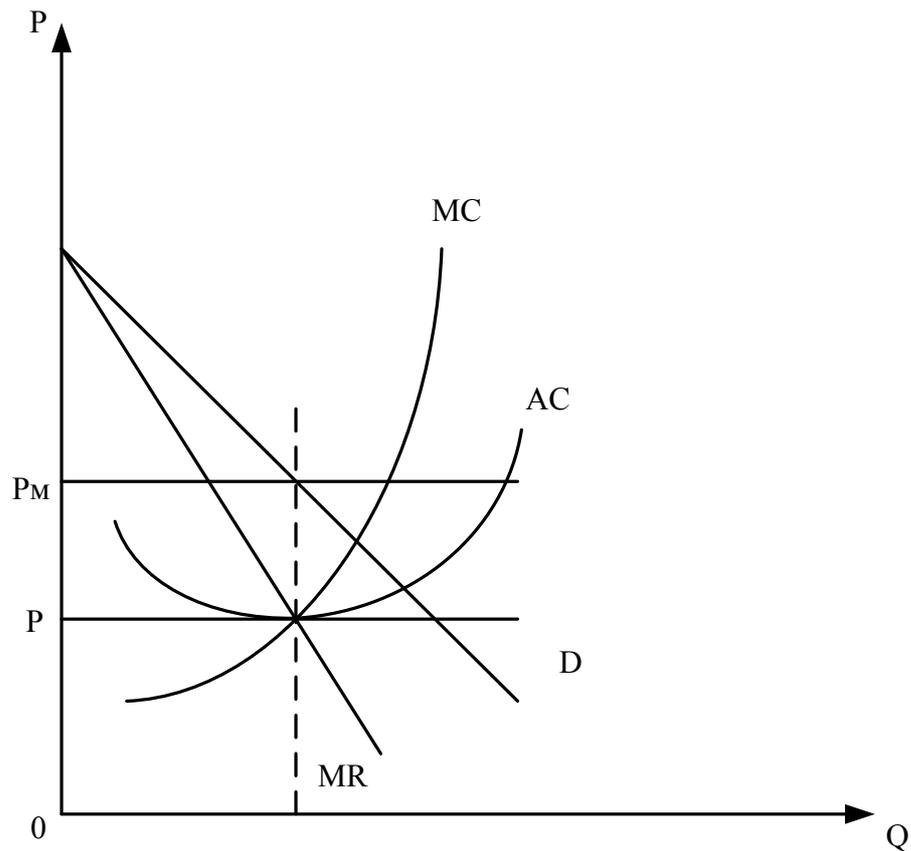


Рис. 6. Принципы ценообразования на конкурентном и монополистическом рынке

Рынком называют сферу обмена, в которой функционируют юридические и физические лица.

Рынок совершенной конкуренции имеет следующие особенности:

- 1) товар на рынке продают большое количество фирм;
- 2) покупателям безразлично, товар какой фирмы они купят, так как продукция фирм очень похожа и цены одинаковы;
- 3) ни продавцы, ни покупатели не могут повлиять на текущую рыночную цену товара (изменение объема покупок отдельными потребителями незначительно влияет на цену товара на рынке);
- 4) не существует жестких ограничений на свободу входа и выхода на рынок.

На этом рынке всем его участникам доступна информация: о товарах, ресурсах, доходах, издержках фирм и о потерях от неиспользованных возможностей.

На конкурентном рынке фирма максимизирует свою прибыль, производя такой объем продукции, при котором предельный доход (MR) равен предельным издержкам (MC) и текущей рыночной цене (P).

$$MR=MC=P \quad (3.1)$$

Предельные издержки – расходы предприятия на производство дополнительной единицы продукции сверх того количества, которое уже производится (дополнительные затраты на производство продукции).

Равновесная цена устанавливается на таком уровне, когда объем предложения равен объему спроса на продукцию.

Вход и выход в отрасль свободны, экономическая прибыль привлекает в отрасль новые фирмы, а убытки вынуждают некоторые фирмы ее покинуть. Рыночная цена товара устанавливается на уровне минимальных средних издержек (AC) типичной фирмы. Каждая фирма отрасли устанавливает объем производства, при котором выполняется условие, когда цена равна предельному доходу.

$$P=MR=MC=AC \quad (3.2)$$

При совершенном конкурентном рынке нельзя повысить чье либо благосостояние, не снижая при этом благосостояние отдельных субъектов рынка, и в результате этого осуществляется эффективное распределение ресурсов (Парето-оптимальность).

Парето-оптимальность достигается при условии:

- потребитель максимизируют степень удовлетворения своих потребностей ($MU=P$ цена равна предельной полезности);
- производитель производят такой объем продукции, когда предельные издержки равны цене ($MC=P$);
- $MU=MC$.

На совершенном рынке конкуренции $MU=MC$.

Конкурентный рынок не решает всех проблем, стоящих перед обществом и экономикой и требует вмешательства государства даже в странах с развитой рыночной экономикой.

В настоящее время не существует идеальных рыночных структур с совершенной конкуренцией, так как существуют барьеры для входа в отраслевой рынок (патенты, лицензии, гос. регулирование, высокие издержки на рекламу). К нарушению конкуренции приводит возможность фирмы снизить издержки за счет увеличения объема выпуска продукции, а также, возможность фирм дифференцировать свою продукцию.

Монополистическая конкуренция характеризуется тем, что на рынке большое количество фирм (продавцов) предлагает дифференцированную продукцию.

Олигопольная структура рынка определяется тем, что на нем несколько фирм (продавцов) предлагают либо идентичную, либо дифференцированную продукцию.

Чистый (абсолютный) монополичный рынок отличается тем, что на нем единственная фирма предлагает товар, которому нет абсолютных заменителей в других отраслях (конкуренция отсутствует).

При **монополической конкуренции** есть элементы конкуренции и монополического давления.

Монополист максимизирует прибыль, когда производит такое количество продукции, при котором предельный доход равен предельным издержкам $MR=MC$.

Монополист устанавливает на свою продукцию такую цену, которая определяется кривой спроса при объеме продукции, обеспечивающем максимум прибыли.

Монополическая цена всегда выше предельных издержек:

$$P > MC = MR \quad (3.3)$$

Монополист имеет возможность менять объем производства и цену товара и для него не существует кривой предложения. Монополия стремится увеличить свою прибыль, произвести меньшее количество продукции и установить высокую цену на свой товар. Она производит меньше, чем позволяют ресурсы, и общество несет потери, так как высокие цены монополиста позволяют ему перераспределять часть доходов потребителя.

В нашей стране производители электрической энергии, при сохранении определенных условностей, являются естественными монополистами, и рынок электрической энергии преимущественно является монополистическим. Естественная монополия существует всегда, когда экономия от масштабов производства позволяет одному потребителю удовлетворить весь рыночный спрос, получая при этом прибыль.

Для естественных монополий характерно то, что входные барьеры держатся на особенностях технологии, отражающих естественные законы природы, а не на правах собственности или правительственных лицензиях. К естественным монополистам следует отнести, прежде всего, сетевые предприятия, однако электрические станции, строго говоря, отнести к естественным монополиям нельзя. Особенности энергетической компании являются большие постоянные затраты на строительство, а предельные затраты, при этом, невелики. Ценообразования по предельным затратам будет для них убыточным.

Естественная монополия может устанавливать более низкие цены, но делать она это будет только при государственном вмешательстве, когда:

- цена устанавливается на уровне предельных издержек ($P=MC$);
- цена устанавливается на уровне средних издержек ($P=AC$).

Для контроля монополий в области недискриминационного предоставления услуг монополии регулируются государством.

Основные принципы функционирования нового оптового рынка электроэнергии (мощности)

С 1 сентября 2006 года постановлением Правительства Российской Федерации были введены **новые правила функционирования оптового рынка электроэнергии (мощности)**. Новые правила работы оптового рынка меняют всю систему взаимоотношений покупателей и поставщиков электрической энергии и мощности.



Рис. 7. Изменение структуры рынка с 2001 г. по настоящее время

На оптовом рынке поставщиками электроэнергии являются генерирующие компании и импортеры электроэнергии. В роли покупателей выступают:

- потребители, покупающие электроэнергию для удовлетворения собственных производственных нужд;
- сбытовые компании (включая гарантирующих поставщиков), приобретающие электроэнергию с целью дальнейшей перепродажи конечным потребителям и действующие от своего имени;
- экспортеры (операторы экспорта) электроэнергии – организации, осуществляющие деятельность по покупке электрической энергии с отечественного оптового рынка в целях экспорта в зарубежные энергосистемы.

Согласно Постановлению, вместо регулируемого сектора и сектора свободной торговли на оптовом рынке внедряется система **регулируемых договоров** между продавцами и покупателями электроэнергии. Договоры называются регулируемыми, поскольку цены на электроэнергию в рамках этих договоров регулируются **Федеральной службой по тарифам (ФСТ)**.

В 2006 году регулируемые договоры стали заключаться до окончания года. Начиная с 2007 года, продавцам и покупателям оптового рынка, предоставлено право, заключать долгосрочные регулируемые договоры (от 1 года).

Переход участников на долгосрочные двусторонние отношения в условиях либерализации рынка обеспечивает прогнозируемость стоимости электрической энергии (мощности) в среднесрочной и долгосрочной перспективе, что является залогом инвестиционной привлекательности электроэнергетики.

Регулируемые договоры в 2006 году стали заключаться на полные объемы производства и потребления электроэнергии в соответствии с прогнозным балансом ФСТ России на 2006 год. Начиная с 2007 года, объемы электрической энергии (мощности), продаваемые на оптовом рынке по регулируемым ценам, будут планомерно уменьшаться. Темпы такого снижения будут устанавливаться ежегодно Правительством Российской Федерации при утверждении прогнозов социально-экономического развития. На 2007 год доля электроэнергии, продаваемой по регулируемым ценам, зафиксирована в правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода и составляет 95 процентов от объема прогнозного баланса производства и потребления.

Поставщики и покупатели электроэнергии на оптовом рынке – **контрагенты по регулируемым договорам** определяются **Администратором торговой системы**. Покупателям в новом рынке предоставляется право уменьшить объемы, покупаемые ими по регулируемым договорам, не более чем на 15 процентов. Кроме того, покупатель и поставщик могут по взаимному согласию уменьшить объемы купли-продажи электрической энергии, но не более чем на 15 процентов.

Конструкция регулируемых договоров позволяет без изменения ее конфигурации, постепенно снижая объемы электроэнергии (мощности) по регулируемым договорам, расширять сферу действия свободных (нерегулируемых) цен. Таким образом, к моменту окончания переходного периода реформирования электроэнергетики произойдет переход к **полностью конкурентному оптовому рынку**, что предусмотрено законодательством Российской Федерации об электроэнергетике.

Объемы электроэнергии, не покрытые регулируемыми договорами, продаются по свободным ценам. Таких способов торговли электроэнергией в новой модели оптового рынка два – это **свободные двусторонние договоры** и **рынок «на сутки вперед»**. В рамках свободных двусторонних договоров участники рынка сами определяют контрагентов, цены и объемы поставки. **Основой рынка «на сутки вперед»** является проводимый НП «АТС» конкурентный отбор ценовых заявок поставщиков и покупателей за сутки до реальной поставки электроэнергии с определением цен и объемов поставки на каждый час суток. Если происходит отклонение от запланированных за сутки вперед объемов поставки, участники покупают или продают их на **балансирующем рынке**.

Рынок «на сутки вперед» в целом заменяет существовавший в прежней модели сектор свободной торговли – отличие состоит в том, что во вводимом рынке «на сутки вперед» участники подают заявки на полные объемы производства и потребления (на ранее действовавшем секторе свободной торговли – 15% объемов производства для поставщиков и 30% потребления для покупателей). Существенно, что результаты такого аукциона ценовых заявок являются основой для планирования Системным оператором режимов производства и потребления электроэнергии – загружаются в первую очередь наиболее экономически эффективные генерирующие мощности.

Для снижения рисков манипулирования ценами на оптовом рынке вводится система стимулирования участников к подаче конкурентных ценовых заявок – в соответствии с правилами торговли, в первую очередь будут удовлетворяться заявки на поставку электроэнергии с наименьшей ценой. Порядок выявления случаев неконкурентного поведения (установление завышенных цен на электроэнергию, попытки генерирующих компаний «увести» с оптового рынка часть своих мощностей) будет установлен Федеральной антимонопольной службой России.



Рис. 8. Структурная схема оптового конкурентного рынка

Изменения в системе регулируемого ценообразования также направлены на формирование в отрасли привлекательной инвестиционной среды. Вместо используемого прежде **метода экономически обоснованных расходов**, в условиях действия регулируемых договоров, начиная с 2008 года, для установления тарифов на электрическую энергию и мощность поставщиков будет использоваться **метод индексации**. Тарифы поставщиков будут рассчитываться методом индексации тарифов 2007 года, учитывающим уровень фактической, а не прогнозной инфляции.

Особым сектором нового оптового рынка является торговля мощностью, которая осуществляется в целях обеспечения надежной и бесперебойной поставки электрической энергии. До введения новых правил оптового рынка поставщики получали оплату 85% от установленной мощности генерирующего оборудования, а покупатели оплачивали эту мощность в составе одноставочного тарифа на электроэнергию (мощность). Теперь мощность и электроэнергия оплачиваются отдельно. При продаже мощности у поставщиков появляются обязательства по поддержанию их генерирующего оборудования в постоянной готовности к выработке электрической энергии. Эти обязательства заключаются в соблюдении поставщиком заданного Системным оператором режима работы генерирующего оборудования, включая соблюдение выбранного Системным оператором состава оборудования и его параметров, в участии генерирующего оборудования в регулировании частоты в сети и т.д. Стоимость мощности напрямую зависит от выполнения обязательств генерирующими компаниями, и у них появляется прямой финансовый стимул соблюдать все предъявляемые требования. Такие механизмы введены для страхования рисков снижения текущей надежности в работе энергосистемы при растущем спросе на электроэнергию.

Для создания экономических условий притока инвестиций все новые мощности (не учтенные в утверждаемом Федеральной службой по тарифам России прогнозом балансе на 2007 год) будут участвовать в оптовом рынке по свободным нерегулируемым ценам. Регулируемые договоры в отношении таких объектов генерации заключаться не будут. Это же касается и новых объектов потребления – регулируемые

договоры могут быть заключены в отношении таких объектов лишь в случае, если в 2007 году имелись технические условия для их присоединения к электрическим сетям.

По сути, новая модель оптового рынка переходного периода является базой для формирования целевой (полностью конкурентной) модели: механизмы формирования равновесных цен и объемов на рынке «на сутки вперед» и балансирующем рынке, механизмы учета двусторонних договоров, принципы оплаты отклонений – все эти ключевые элементы рынка в дальнейшем меняться уже не будут.

В дальнейшем либерализация оптового рынка электроэнергии (мощности) пойдет по пути создания «вспомогательных» рынков, обслуживающие работу энергосистемы. В последствии будут сформированы: рынок системных услуг, рынок торговли правами на использование пропускной способности электрической сети и рынок производных финансовых инструментов.

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.

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, при этом ограничение на поставку электроэнергии будет оплачено потребителю в соответствии с условиями договора. Производители могут заключить договоры на поддержание частоты и напряжения в сети, обеспечение резервов мощности и т.д.

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. Привлечение на рынок производных финансовых инструментов участников, не связанных с энергетикой (инвестиционных компаний, банков и т.д.), перераспределит часть ценовых рисков в пользу продавцов и покупателей оптового рынка электроэнергии.

Регулирование доступа к электрическим сетям и услугам по передаче электрической энергии осуществляется на основе **технологического присоединения** энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям, осуществляется в порядке, устанавливаемом Правительством, и носит однократный характер.

Указанный порядок регламентирует процедуру такого присоединения, предусматривает существенные условия договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям, а также требования к выдаче индивидуальных технических условий для присоединения к электрическим сетям.

Любые юридические и физические лица имеют право на технологическое присоединение своих энергопринимающих устройств (энергетических установок) к электрическим сетям при наличии технической возможности для этого и соблюдении ими установленных правил такого присоединения. Отказ в технологическом присоединении при выполнении такими лицами указанных условий не допускается. Критерии наличия (отсутствия) технической возможности и правила технологического присоединения к электрическим сетям определяются Правительством РФ. Технологическое присоединение

энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям осуществляется на основе договора. Договором об осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям не предусматривается оказание услуг по передаче электрической энергии.

За технологическое присоединение к электрическим сетям плата взимается однократно. Размер указанной платы устанавливается федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации, и должен компенсировать затраты на проведение мероприятий по технологическому присоединению нового объекта к электрическим сетям. Включение указанных затрат в состав платы за услуги по передаче электрической энергии не допускается.

Оказание услуг по передаче электрической энергии осуществляется на основе **договора возмездного оказания услуг.** Договор оказания этих услуг является публичным.

Обязательным условием оказания услуг по передаче электрической энергии покупателю является его участие в оптовом рынке или наличие у такого покупателя заключенного с производителем или иным поставщиком электрической энергии **договора купли-продажи электрической энергии**, исполнение обязательств по которому осуществляется надлежащим образом.

Сетевая организация в соответствии с ФЗ, правилами оптового рынка и основными положениями функционирования розничных рынков вправе отказать покупателю в исполнении своих обязательств по договору оказания услуг по передаче электрической энергии в случае, если такой организации стало известно о неисполнении покупателем своих обязательств по договору купли-продажи электрической энергии.

Основные положения правил функционирования розничных рынков

Постановление Правительства Российской Федерации «Об утверждении правил функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики и правил полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии в случае нарушения своих обязательств потребителями электрической энергии, а также в случае необходимости принятия неотложных мер по предотвращению или ликвидации аварий» (далее – Правила) разработано в соответствии с пунктом 1 статьи 21 Федерального закона «Об электроэнергетике» и статьей 6 Федерального закона «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период...».

Правила также предусматривают внесение изменений в ряд действующих нормативных актов, регулирующих отношения в сфере электроэнергетики, а также поручения федеральным органам исполнительной власти по разработке сопутствующих нормативных актов.

Правила содержат положения о порядке заключения и исполнения публичных договоров на розничном рынке и примерный договор поставки электрической энергии для населения. Правила устанавливают основы взаимодействия на розничном рынке электроэнергии участников розничного рынка, к которым относятся гарантирующий поставщик, энергобытовые организаций, производители, сетевые организации и потребители электроэнергии.

Центральным субъектом розничного рынка становится **гарантирующий поставщик**, который обязан заключить договор с любым обратившимся к нему потребителем, расположенном в границах его зоны деятельности. Все остальные продавцы электроэнергии будут свободны в заключении договоров с потребителями, т.е., если такие продавцы и покупатели не договорятся по всем условиям поставки, то договор не будет заключен и обязать таких продавцов к заключению договора будет нельзя.

Если покупателя не устраивает его продавец электроэнергии, он в любой момент может обратиться к гарантирующему поставщику.

Правила определяют порядок назначения и смены гарантирующих поставщиков. Гарантирующими поставщиками на соответствующих территориях субъектов Российской Федерации с даты введения в действие Правил розничного рынка назначены:

- неразделенные АО-энерго и (или) энергосбытовые организации, созданные в результате реорганизации АО-энерго;

- оптовые потребители-перепродавцы и созданные на их базе сбытовые компании, которые на дату вступления в силу Постановления Правительства РФ осуществляют снабжение электрической энергией населения и финансируемых из бюджета потребителей в объеме не менее 50 млн. кВтч в год;

- энергосбытовые организации, обслуживающие потребителей, присоединенных к электрическим сетям ОАО «Российские железные дороги»;

- хозяйствующие субъекты, эксплуатирующие объекты электросетевого хозяйства или генерирующие объекты, не имеющие электрических связей с Единой энергетической системой России и изолированными энергосистемами (так называемые «острова» – типичный пример – предприятия по добыче нефти со своей дизельной электростанцией).

Зоны деятельности гарантирующих поставщиков в каждом регионе устанавливаются региональным органом власти, исходя из сложившихся территориальных зон обслуживания назначенных гарантирующих поставщиков.

Правила предусматривают одно из ключевых обязательств организаций, назначенных гарантирующими поставщиками – **осуществить разделение сбытовой и сетевой деятельности**. Таким образом, все оптовые потребители-перепродавцы, получившие функции гарантирующих поставщиков, должны пройти процедуру разделения по видам деятельности.

В случае назначения гарантирующим поставщиком организации, которая не является участником оптового рынка электроэнергии, она обязана получить статус субъекта оптового рынка до 1 января 2008 года. В противном случае такая организация до 1 января 2008 года должна будет покупать электроэнергию у другого гарантирующего поставщика – субъекта оптового рынка, чья зона деятельности охватывает территорию соответствующего субъекта Российской Федерации. Собственно, в каждом регионе это будут энергосбытовые организации, созданные при реорганизации АО-энерго. После 1 января 2008 года организации, не получившие статус субъекта оптового рынка, лишаются статуса гарантирующего поставщика.

Гарантирующие поставщики (оптовые потребители-перепродавцы, победитель конкурса либо территориальная сетевая организация – если ей присвоен статус гарантирующего поставщика) должны получить статус участника оптового рынка. При этом для них существует ряд особенностей:

- в отношении таких организаций предусматривается льготный (четырёхлетний) срок для приведения систем коммерческого учета в соответствие с требованиями договора о присоединении к торговой системе оптового рынка (в соответствии с Правилами оптового рынка);

- на гарантирующих поставщиков не распространяются количественные требования, предъявляемые к субъектам оптового рынка.

Таким образом, от них требуется только заключение необходимых для участия в торговле на оптовом рынке договоров и получение балансового решения ФСТ России, а все технические мероприятия, которые, как правило, занимают существенный период времени, могут быть выполнены позднее.

Функции гарантирующего поставщика могут быть временно (на период до 6 месяцев) переданы сетевой организации в следующих случаях:

- если действующий гарантирующий поставщик лишается лицензии на право продажи электрической энергии гражданам;

- если в отношении него приняты меры по лишению права участия в торговле на оптовом рынке;

- если он заявляет о своей ликвидации;
- если в отношении него запущены процедуры банкротства;
- а также в случае, если он нарушает свои обязательства по оплате электроэнергии и услуг по передаче на розничном рынке, либо если финансовые показатели его деятельности нарушают контрольные значения, установленных приложением к Правилам.

Правилами закреплена **система ценообразования** на розничном рынке, предусматривающая поставку части объемов электроэнергии по регулируемой цене (в 2007 г. около 95%), а части – по цене, отражающей стоимость электрической энергии на конкурентном оптовом рынке в рамках предельного уровня нерегулируемых цен (в 2007 гг. около 5%). Предельный уровень нерегулируемых цен определяется по специальной, зафиксированной в Правилах формуле на основании ежемесячно публикуемой НП «АТС» информации о средней стоимости единицы электрической энергии, сложившейся на оптовом рынке за истекший месяц, с учетом регулируемых государством тарифов на услуги по передаче электрической энергии, услуги НП «АТС» и РАО «ЕЭС России», сбытовой надбавки.

Это позволит осуществлять либерализацию цен на розничном рынке синхронно с процессом либерализации на оптовом рынке, будет стимулировать гарантирующего поставщика к минимизации своих расходов по покупке электрической энергии на оптовом рынке и в тоже время защитит потребителей электрической энергии от его неосторожной ценовой политики.

При этом для населения на переходный период гарантируется поставка всего фактически потребленного объема по регулируемым ценам!

Энергосбытовые организации, которые не осуществляют поставку электрической энергии населению, вправе поставлять электрическую энергию по договорным ценам. При этом следует учитывать, что для потребителей электрической энергии, заключающих договоры с такими энергосбытовыми организациями по собственному желанию, всегда есть экономический критерий для оценки, предлагаемой ими цены – **стоимость поставки электрической энергии гарантирующим поставщиком**.

Правила также предусматривают **синхронизацию с жилищным законодательством Российской Федерации** и определяют порядок приобретения организациями сферы жилищно-коммунального хозяйства электрической энергии для оказания коммунальных услуг по электроснабжению. Кроме того, установлено, что гарантирующие поставщики, энергоснабжающие и энергосбытовые организации осуществляют поставку электрической энергии гражданам, только если они проживают в частных жилых домах или осуществляют в соответствии с жилищным законодательством непосредственное управление многоквартирным домом.

Правилами определены **особенности деятельности производителей электрической энергии на розничных рынках**. В отношении производителей электрической энергии, которые соответствуют количественным критериям, предъявляемым к субъектам оптового рынка, но таковыми не являются, установлено, что с 1 января 2007 года они могут поставлять электрическую энергию только гарантирующим поставщикам, в границах, зоны, деятельности которых они расположены, по цене, не превышающей стоимость покупки электрической энергии гарантирующим поставщиком на оптовом рынке. Это продиктовано необходимостью их стимулирования к получению статуса субъектов оптового рынка, где созданы прозрачные условия для конкуренции производителей и существуют механизмы по контролю за предоставлением ими мощности своего генерирующего оборудования.

Правилами усилены **требования к учету электроэнергии**, определены расчетные способы, применяемые при отсутствии приборов учета, установлена ответственность потребителей за нарушение работы приборов учета. Установлена обязанность потребителей по точному планированию объемов потребления электроэнергии и

ответственность за потребление электроэнергии в большем или меньшем объеме по сравнению с запланированным.

Также в Правилах четко описаны **правила введения частичного или полного ограничения режима потребления электроэнергии**, в том числе, для предотвращения или ликвидации аварий, а также по причине нарушения потребителями электроэнергии порядка оплаты электроэнергии.

Субъектами розничных рынков являются:

- потребители электрической энергии;
- энергосбытовые организации;
- гарантирующие поставщики;
- территориальные сетевые организации, осуществляющие услуги по передаче электрической энергии;
- субъекты оперативно-диспетчерского управления, осуществляющие указанное управление на уровне розничных рынков;
- производители электрической энергии, не имеющие права на участие в оптовом рынке.

Поставщики (за исключением гарантирующих поставщиков) и потребители электрической энергии вправе заключать договоры, в которых содержатся элементы различных договоров (смешанные договоры).

Договором купли-продажи, договором поставки электрической энергии может быть предусмотрена обязанность поставщика заключить договор оказания услуг по передаче электрической энергии потребителям с сетевой организацией от имени потребителя или от своего имени, но в интересах потребителя.

Основными положениями функционирования розничных рынков, утверждаемыми Правительством Российской Федерации, предусматриваются:

- порядок взаимодействия субъектов розничных рынков, участвующих в обороте электрической энергии, с технологической инфраструктурой электроэнергетики на розничных рынках;
- правила заключения договоров между потребителями электрической энергии и гарантирующими поставщиками и правила их исполнения, включающие в себя существенные условия указанных договоров;
- правила недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии на розничных рынках;
- порядок осуществления оперативно-диспетчерского управления на розничных рынках с соблюдением условия подчиненности субъектов оперативно-диспетчерского управления нижестоящего уровня субъектам оперативно-диспетчерского управления вышестоящего уровня;
- порядок присвоения организациям статуса гарантирующего поставщика;
- границы зон деятельности гарантирующих поставщиков в пределах территорий соответствующих субъектов Российской Федерации (по согласованию с органами исполнительной власти соответствующих субъектов Российской Федерации).

Гарантии надежного обеспечения потребителей электрической энергией.

Субъекты электроэнергетики, обеспечивающие поставки электрической энергии потребителям электрической энергии, в том числе энергосбытовые организации, гарантирующие поставщики и территориальные сетевые организации (в пределах своей ответственности), отвечают перед потребителями электрической энергии за надежность обеспечения их электрической энергией и ее качество в соответствии с техническими регламентами и иными обязательными требованиями.

Запрещается ограничение режима потребления электрической энергии, в том числе его уровня, потребителей, не имеющих задолженности по оплате электрической энергии и исполняющих иные обязательства, предусмотренные законодательством Российской Федерации и соглашением сторон.

За исключением случаев возникновения аварийных электроэнергетических режимов, запрещаются веерные отключения потребителей, не имеющих задолженности по оплате электрической энергии и исполняющих иные обязательства, предусмотренные законодательством Российской Федерации

В целях недопущения веерных отключений организация, оказывающая услуги по передаче электрической энергии потребителям, обязана обеспечить возможность индивидуального ограничения режима как собственного потребления, так и потребления обслуживаемых потребителей.

Потребители электрической энергии с управляемой нагрузкой на возмездной договорной основе оказывают услуги по обеспечению вывода Единой энергетической системы России из аварийных ситуаций и иные согласованные с ними услуги.

Правительством Российской Федерации утверждается **порядок полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии**, в том числе его уровня, *в случае нарушения своих обязательств потребителями, обслуживаемыми гарантирующими поставщиками, а также в случае необходимости принятия неотложных мер по предотвращению или ликвидации аварийных ситуаций.*

Указанный порядок применяется в случае неисполнения обязательств по оплате электрической энергии и обеспечивает:

- обязательность предварительного (не менее чем за десять дней) предупреждения о возможном введении полного и (или) частичного ограничения режима потребления, содержащего информацию о состоянии задолженности потребителя за электрическую энергию, а также о предполагаемом сроке введения ограничений режима потребления;

- обязательность введения предварительного частичного ограничения режима потребления электрической энергии, в том числе его уровня, перед полным ограничением режима потребления электрической энергии, в том числе его уровня;

- запрет на нарушение прав иных потребителей в связи с вводимым ограничением режима потребления электрической энергии, в том числе его уровня;

- ответственность за нарушение порядка ограничения режима потребления электрической энергии, в том числе его уровня, повлекшее за собой причинение убытков потребителям и (или) продавцам электрической энергии;

- обязательность предоставления обеспечения обязательств по оплате электрической энергии указанными в пункте 6 настоящей статьи группами потребителей за счет средств бюджетов соответствующих уровней;

- меры по социальной защите граждан Российской Федерации, в том числе по выплате им компенсаций на оплату стоимости электрической энергии, осуществляемые в соответствии с законодательством Российской Федерации;

- недопустимость ограничения режима потребления электрической энергии до истечения срока действия предоставленных бюджетами соответствующего уровня обеспечений.

Регулирование деятельности по снабжению электрической энергией граждан.

Деятельность по продаже электрической энергии гражданам подлежит лицензированию в соответствии с законодательством о лицензировании отдельных видов деятельности.

В случае нарушения порядка ограничения режима потребления электрической энергии, в том числе его уровня, убытки, возникшие в результате такого неправомерного ограничения режима потребления электрической энергии, возмещаются в полном объеме.

При выставлении потребителю электрической энергии счета на оплату электрической энергии поставщик обязан отдельно указать стоимость купленной электрической энергии, стоимость услуг по передаче электрической энергии и стоимость иных услуг, оказание которых является неотъемлемой частью процесса поставки электрической энергии потребителям.

Ценообразование на розничных рынках.

На розничных рынках осуществляется государственное регулирование сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков. Регулируемые сбытовые надбавки включаются в цену на электрическую энергию, поставляемую гарантирующими поставщиками потребителям электрической энергии.

Государственное регулирование сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков осуществляется в соответствии с основами ценообразования в сфере регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике и утверждаемыми Правительством Российской Федерации правилами государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике.

Цены (тарифы) на электрическую энергию, поставляемую потребителям электрической энергии энергосбытовыми организациями, не являющимися гарантирующими поставщиками, **являются свободными**, складываются под воздействием спроса и предложения и не подлежат государственному регулированию.

Функционирование технологической инфраструктуры розничных рынков.

Технологическую инфраструктуру розничных рынков составляют:

- территориальные сетевые организации, осуществляющие передачу электрической энергии;
- субъекты, осуществляющие оперативно-диспетчерское управление на розничных рынках.

Указанным лицам запрещается заниматься деятельностью по купле-продаже электрической энергии (за исключением покупки территориальными сетевыми организациями электрической энергии для цели компенсации потерь в электрических сетях).

Субъекты, выполняющие функции оперативно-диспетчерского управления на розничных рынках, входят в единую структуру оперативно-диспетчерского управления и выполняют оперативно-диспетчерские команды и распоряжения системного оператора и субъектов оперативно-диспетчерского управления вышестоящего уровня.

Организация, осуществляющая деятельность по передаче электрической энергии (сетевая компания) в пределах исполнения своих обязательств перед потребителями по договору оказания услуг по передаче электрической энергии, обязана урегулировать отношения по предоставлению межсистемных электрических связей с иными сетевыми компаниями, имеющими технологическое присоединение к электрическим сетям, находящимся в собственности или на ином основании у данной сетевой компании. Методика расчета платежей, связанных с урегулированием отношений по предоставлению межсистемных электрических связей, утверждается в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

1.4. ПРИНЦИПЫ ТОВАРОДВИЖЕНИЯ КАНАЛЫ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ. РЫНОК У НАС И ЗАРУБЕЖОМ.

Прогнозирование электрических нагрузок

При решении вопросов перспективного развития систем электроснабжения необходимо учитывать практически все виды неравномерности режима электропотребления. Прогноз нагрузки и электропотребления позволяет оценить последующие от начала ИП: выручку от реализации проекта, потери электроэнергии и необходимый объем покупки электроэнергии. В связи с этим при прогнозировании режимов электропотребления предусматривается разработка графиков регулярных изменений нагрузки и вероятностных характеристик ее случайных отклонений. Указанные графики электрических нагрузок отражают колебания спроса на электроэнергию во времени.

Суммарная нагрузка СЭС и отдельных потребителей электроэнергии изменяется во времени под влиянием большого числа факторов. Эти колебания могут быть разделены на регулярные и случайные. В суточном разрезе нагрузка регулярно снижается в ночные

часы и повышается в утренние и вечерние. В недельном разрезе регулярные снижения нагрузки имеют место в нерабочие (выходные и праздничные) дни, в годовом – в летний период.

Исходя из продолжительности прогноза, прогнозирование может быть краткосрочным, среднесрочным, долгосрочным. По прогнозируемым периодам принято следующее деление:

1) **краткосрочное прогнозирование** – прогнозирование, увязанное с оперативным и текущим планированием, охватывающее период от нескольких суток до нескольких лет (оперативный прогноз основан на предположении, что в прогнозируемый период на исследуемом объекте не происходит существенных качественных изменений, это могут быть почасовые, суточные, недельные прогнозы, например прогноз суточных и годовых графиков электрической и тепловой нагрузки, оказывающей влияние на развитие системы электроснабжения, ее потери, и др.):

2) **среднесрочное прогнозирование** – прогнозирование на период, определяемый реализацией известных в настоящее время технических решений и составляющий период от 5 до 10 лет;

3) **долгосрочное прогнозирование** – прогнозирование на период, увязанный с долгосрочными инвестиционными программами, например программой развития системы электроснабжения на 15–20 лет. Долгосрочное прогнозирование чаще всего применяется для целей оценки эффективности ИП в электроэнергетике.

Указанные различия между задачами краткосрочного и среднесрочного прогнозирования, а также характером рассматриваемой величины приводят к необходимости решать их разными методами. Анализ методов прогнозирования выделяет три основных вида, взаимно дополняющих друг друга:

экспертный метод, основанный на предварительном сборе информации (анкетирование, опрос) и ее обработке, а также мнениях экспертов, относительно поставленной задачи прогнозирования;

экстраполяция, т.е. изучение предшествующего развития (ретроспективы) и перенесение обнаруженных закономерностей развития в прошлом и настоящем в будущее;

моделирование, заключающееся в построении моделей из объекта в свете ожидаемых или намеченных изменений в его структуре и тенденциях функционирования.

Так как электрическая нагрузка является нестационарным показателем, т.е. меняющимся с течением времени, то для ее прогнозирования применяются соответствующие математические методы, например методы: экспоненциального сглаживания, выравнивания и экстраполяции.

Изменяющееся во времени среднее значение переменной (например, электропотребления) называют трендом. При этом различают следующие четыре типа факторов воздействия на тренд: **долговременные**, формирующие тенденцию в изменении анализируемого показателя и описываемые неслучайной монотонной функцией; **сезонные**, формирующие периодически повторяющиеся во времени года колебания анализируемого признака. Они также описываются неслучайной функцией чаще всего тригонометрического вида; **циклические**, формирующие изменение анализируемого признака обусловленные действием долговременных циклов (волн), которые также описываются неслучайной функцией; случайные, не поддающиеся учету и регистрации факторы, описываемые случайной функцией.

Наибольшее распространение получили следующие методы и модели прогнозирования:

1) **линейно-аддитивная прогностическая модель**. При этой модели тренда предполагается, что среднее прогнозируемого показателя d_t изменяется по линейной функции от времени:

$$d_t = \mu + \lambda_t \cdot t + \varepsilon_t, \quad (4.1)$$

где μ – среднее значение показателя;
 λ_t – скорость его роста;
 ε_t – ошибка с нулевым средним.

2) **метод Холта**, который основывается на оценке параметра – степени линейного роста (или падения) показателя во времени. Скорость роста λ_t оценивается по показателю роста b_t , который вычисляется как экспоненциально взвешенное среднее разностей между текущими экспоненциально взвешенными средними значениями процесса u_t , и их предыдущими значениями u_{t-1} .

Прогноз на τ моментов времени, т.е. $f_{t+\tau}$ вычисляется суммированием оценки среднего текущего значения u_t и ожидаемого показателя роста b_t , умноженного на число моментов времени прогнозирования τ , т.е.

$$\begin{aligned} f_{t+\tau} &= u_t + b_t \cdot \tau, \\ u_t &= A \cdot d_t + (1 - A) \cdot (u_{t-1} + b_{t-1}), \\ b_{t-1} &= B \cdot (u_t - u_{t-1}) + (1 - B) \cdot b_{t-1}, \end{aligned} \quad (4.2)$$

Параметры A и B изменяются в пределах от нуля до единицы, рекомендуемые значения $A = 0,1$ и $B = 0,01$.

3) **метод Холта с модификациями Муира**. Муир доказал, что значение показателя роста b_t совпадает с оценкой коэффициента линейного тренда по методу наименьших квадратов. Другими словами, b_t минимизирует сумму квадратов отклонений фактических значений от тренда. Если прогноз осуществляется на большой промежуток времени, то расчет проводится по выражению:

$$u_t = A \cdot d_t + (1 - A) \cdot u_{t-1}, \quad (4.3)$$

тогда

$$f_{t+\tau} = u_t + b_t \cdot (1/A + \tau - 1), \quad (4.4)$$

где b_t – вычисляется на основе уравнения (2).

4) **метод адаптивного сглаживания Брауна**. Этот метод предполагает, что ряд значений анализируемого показателя можно описать некоторой моделью взвешенной регрессии. Для модели линейно-аддитивного тренда оценка по взвешенному методу наименьших квадратов проводится следующим образом:

$$\begin{aligned} f_{t+\tau} &= u_t + b_t \cdot \tau, \\ u_t &= u_{t-1} + b_{t-1} + (1 + \gamma^2) \cdot e_t, \\ b_t &= b_{t-1} + (1 + \gamma^2) \cdot e_t, \\ e_t &= d_t - f_t, \end{aligned} \quad (4.5)$$

В рамках прогностической системы этот метод требует простых вычислений, причем рекомендуется брать $\gamma = 0,8$.

5) **сезонно-декомпозиционная прогностическая модель Холта-Винтера**. Модель основана на применении метода экспоненциально взвешенного среднего значения текущего коэффициента сезонности. Оценка стационарного фактора (т. е. среднемесячного значения независимо от времени года) имеет вид:

$$u_t = A \cdot \frac{d_t}{F_{t-L}} + (1 - A) \cdot (u_{t-1} - b_{t-1}), \quad (4.6)$$

При этом предполагается, что ряд текущих значений d_t , «очищен» от сезонности делением его на коэффициент сезонной декомпозиции (или просто сезонности), соответствующего моменту времени $(t - L)$, т.е. сдвинутому на L единиц времени назад.

Оценка линейного роста вычисляется на основе модели Холта:

$$b_t = B \cdot (u_t - u_{t-1}) + (1 - B) \cdot b_{t-1}, \quad (4.7)$$

Оценка сезонного фактора проводится путем расчета коэффициента сезонности по формуле:

$$F_t = C \cdot \frac{d_t}{u_t} + (1 + C) \cdot F_{t-1}, \quad (4.8)$$

На сегодняшний день в ЦДУ РАО «ЕЭС России» наибольшее распространение получили методы прогнозирования электропотребления, основанные на линейной экстраполяции прироста электропотребления для каждого характерного периода с приданием большего веса последнему году:

$$\Delta W_t = \frac{(T - 1) \cdot \Delta W_{t-1} + \sum_{i=1}^{(T-1)} \Delta W_{t-(i+1)}}{2 \cdot h}, \quad (4.9)$$

где ΔW_t – прогнозируемый прирост электропотребления за расчетный год, кВт·ч/год;

$\Delta W_{t-(i+1)}$ – приросты электропотребления за последующие годы, кВт·ч/год;

T – число лет периода предыстории, год.

При этом многолетние данные об электропотреблении приводятся к нормальным температурным условиям (за базисный месяц с наиболее стабильными метеорологическими условиями принимается июль). При приведении используют отклонения среднемесячных температур по отношению к температуре июля каждого года.

В настоящее время применяют также модели прогнозирования с использованием математического аппарата **нейронных сетей**. Ключевым в модели является понятие нейронов, т.е. специальных нервных клеток, способных воспринимать, преобразовывать и распространять сигналы. Нейрон имеет несколько каналов ввода информации – дендриты, и один канал вывода информации – аксон. Аксоны нейрона соединяются с дендритами других нейронов с помощью синапсов. Через синапсы сигнал передается другим нейронам, которые в свою очередь, могут возбуждаться или, наоборот, оказываться в состоянии торможения.

Нейрон получает сигналы через несколько входных каналов, при этом каждый сигнал проходит через соединение – синапс, имеющее определенную интенсивность, или вес, который соответствует синаптической активности нейрона. Текущее состояние нейрона определяется формулой:

$$u_i = \sum_{j=1}^N \omega(i, j) \cdot x(j) + \omega(i, 0), \quad (4.10)$$

где $x(j)$ – входные сигналы;
 N – количество сигналов;

$\omega(i, j)$ – веса синаптических связей (положительное значение которых соответствует возбуждающим синапсам, отрицательное тормозящим, ненулевое говорит об отсутствии связей между нейронами);

$\omega(i, 0)$ – пороговое значение.

Полученный нейроном сигнал преобразуется с помощью функции активации или передаточной функции f в выходной сигнал.

Осуществляя построение сложной сети (обычно не менее трех слоев нейронов), а также, обучая ее на контрольной (тестовой) выборке получают нелинейную регрессионную модель тренда. Учитывая сложность модели нейронных сетей ее реализацию целесообразно осуществлять с использованием средств вычислительной техники. В настоящее время инструменты для построения нейронных сетей нашли отражение в таких полярных математических пакетах как Matlab 6.5 и Statistica 6.0.

Не менее важно задачей, после задачи построения прогноза, является задача оценки его точности. Для решения этой задачи используются соответствующие критерии оценки, например:

сумма квадратов ошибок, определяется по формуле:

$$D_{\Sigma} = \sum (d_t - f_t)^2, \quad (4.11)$$

где d_t – фактическое значение;

f_t – прогнозное значение;

При этом, чем ближе значение к нулю тем меньше ошибка прогноза.

среднее абсолютное отклонение ошибки:

$$e_{\text{ср.аб}} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{t=0}^{n-1} \frac{|d_t - f_t|}{d_t}, \quad (4.12)$$

среднеабсолютная процентная ошибка. Как следует из названия – это среднее абсолютных значений ошибок прогноза, выраженных в процентах относительно фактических значений показателя:

$$e_{\text{ср.аб}}^{\text{проц}} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{t=0}^{n-1} \frac{|d_t - f_t|}{d_t} \cdot 100, \quad (4.13)$$

Этот показатель, как правило, используется для сравнения точности прогнозов разнородных объектов прогнозирования, поскольку показатель характеризует относительную точность прогноза. Как правило, при значении средней абсолютной ошибке в 10% точность считается высокой, а при значении 10-20% – хорошей.

Сегментация рынка и его сущность

Сегментация рынка – маркетинговая операция, связанная с делением покупателей по их возможным мотивациям к покупке товара.

Сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка (группа потребителей товаров или предприятий), обладающая сходными характеристиками и одинаково реагирующая на определенные маркетинговые усилия.

В электроэнергетике выделяют:

сегмент бытовых потребителей;

сегмент промышленных потребителей;

сегмент потребителей с высокими фин. возможностями;

сегмент потребителей – железная дорога и т.д.

Главная цель сегментации рынка состоит в том, чтобы обеспечить адресность разрабатываемому, производимому и реализуемому товару (например, ущерб, электроэнергии, мощности и т.д.).

Посредством сегментации рынка реализуется основной принцип маркетинга, суть которого состоит в том, что организация строит работу на сочетании своих интересов с интересами рынка, ориентируется при выработке решений на потребности рынка, достигает своих целей через удовлетворение его требований.

Рыночная сегментация представляет собой сложный процесс. Он, с одной стороны, метод для нахождения частей рынка и определения объектов, прежде всего потребителей, на которые направлена маркетинговая деятельность предприятия. С другой стороны – это управленческий подход к процессу принятия предприятием решений на рынке, основа для выбора правильного сочетания элементов комплекса маркетинга.

С помощью сегментации достигаются следующие цели:

- 1) оценка перспектив реализации товара и получения денежных средств;
- 2) подгонка товара под желания и предпочтения покупателя (например, количество поставляемой электроэнергии в периоды максимума и минимума нагрузки);
- 3) повышение конкурентоспособности, как товара (например, качества электроэнергии), так и его производителя (надежности электроснабжения), усиление конкурентных преимуществ;
- 4) уклонение от конкурентной борьбы путем перехода в неосвоенный сегмент рынка;
- 5) увязка научно – технической политики организации с запросами четко выявленных совокупностей потребителей;
- 6) ориентация всей маркетинговой работы на конкретного потребителя.

Критерии сегментации – показатели того, насколько верно предприятие выбрало тот или иной рынок для деятельности. Перечислим наиболее известные:

- 1) количественные границы – к ним относится емкость сегмента, то есть ответ на вопрос, количество товара и какой стоимости может быть на нем реализовано, скольким реальным и потенциальным потребителям, какова площадь сегмента, какие ресурсы надо будет задействовать для работы в данном сегменте;
- 2) доступность сегмента – если есть возможность получить каналы распространения сбыта продукции (в форме торговых посредников или собственной сбытовой сети), как обстоят дела с наличием вкладов;
- 3) информационная насыщенность сегмента – можно ли получить необходимую рыночную информацию для создания банка данных по сегменту, имеются ли в сегменте закрытые зоны;
- 4) существенность сегмента – определение прочности выделенной группы потребителей, не распадается ли она, устойчивы ли ее потребности в отношении производимого товара. В противном случае можно попасть в сегмент, где конкуренты имеют прочные позиции, или предложить товар с нечетными адресными признаками, который не будет признан потребителями;
- 5) прибыльность и доходность сегмента – как правило, оценка осуществляется, опираясь на стандартные показатели: норма прибыли, доход на вложенный капитал, размер дивидендов на акцию, прирост общей массы прибыли предприятия, рост валовой выручки от реализации. Иногда крупное предприятие руководствуется престижностью данного сегмента, благожелательностью общественного мнения.
- 6) защищенность от конкуренции – важно правильно взвесить собственные шансы на успех в данном сегменте, объективно оценивая возможности конкурентных предприятий.

Успешно проведенная сегментация позволяет получить хорошие коммерческие результаты. Это связано с тем, что, как правило, лишь небольшая часть покупателей обеспечивает получение предприятием наибольшей части его дохода. Данное явление часто называют эффектом Парето или правилом 80/20 (20% покупателей обеспечивают получение 80% доходов). Эффект Парето имеет место практически на всех рынках, в том числе и энергетическом..

Очень важно правильно определить, по каким критериям и признакам необходимо проводить сегментацию. Наиболее распространенные критерии приведены выше. К дополнительным признакам сегментации можно отнести следующие: статус пользователя; разновидности конечных потребителей; весомость заказчика.

Целевой рынок – это самая подходящая и выгодная для предприятия группа сегментов рынка (или один сегмент), на которую направлена его деятельность. Выделим последовательность выбора целевого рынка

1. **Потенциал сегмента рынка** характеризуется его количественными параметрами, т.е. емкостью. Она показывает, какой объем продукции, и какой общей стоимостью может быть на нем реализовано, какое количество потенциальных потребителей имеется, на какой площади они проживают и т.д. Сегмент рынка должен быть достаточно емким, чтобы можно было покрыть издержки, связанные с внедрением и работой на рынке и получить прибыль. Кроме того, он должен иметь перспективы дальнейшего развития.

2. Для **оценки доступности сегмента рынка** для предприятия необходимо получить информацию о том, есть ли принципиальная возможность начать внедрение и продвижение своего товара на том или ином сегменте рынка, какие существуют правила торговли, входные барьеры, можно ли использовать существующие каналы сбыта или предстоит позаботиться о формировании своей сбытовой сети, налаживании контактов с торговыми посредниками.

Оценка существенности сегмента предполагает определение того, насколько реально ту или иную группу потребителей можно рассматривать как сегмент рынка, насколько она устойчива по основным объединенным признакам.

3. **Анализ возможностей освоения сегмента рынка** предлагает следующую последовательность:

а) анализ рынка. Риск выхода на рынок определяется путем суммирования весов факторов риска. Такой подсчет ведется отдельно для различных сегментов и в итоге выбирается тот, у которого полученная сумма меньше, чем у других;

б) изучение действующих на рынке норм, правил и стандартов, от требования которых нельзя отступить;

в) определение конкурентоспособности;

г) выявление позиций основных конкурентов. Особенно важно определить, кто может стать конкурентом в будущем, каковы его сильные и слабые стороны;

д) определение возможностей реакции конкурентов на появление на рынке нового предприятия;

е) определение возможного объема продаж. Здесь необходимо оценить доли рынка, занимаемые конкурентами и тенденции их изменения. На основе этого следует произвести расчет доли рынка, которую может занять организация, пользуясь достигнутыми ею возможностями и маркетинговыми средствами, правильно осуществить так называемое позиционирование товара – это обеспечение конкурентоспособного положения товара на рынке. Его задача – свести к минимуму неопределенность, связанную с товаром. Для этого проводятся разные оценки и предположения, тот или иной вид тестирования потребителей (анкетирование, пробный маркетинг и т.д.).

Основные понятия и задачи сбыта

Сбыт в маркетинге осуществляется через систему мероприятий, которые проходят продукция после выхода за ворота предприятия-изготовителя: транспортировку, складирование, хранение, доработку, продвижение к оптовым и розничным торговым звеньям, предпродажную подготовку и собственно продажу товара. Продажа производится через личное общение продавца и покупателя, конечной целью которого является извлечение максимальной прибыли от продажи товара. При сбыте определяются результаты маркетинговых мероприятий на предприятии, направленных на изучение рынка, развитие производства и получение наибольшей прибыли. Сбытовую сеть (канал

продвижения товара) необходимо максимально приспособить к запросам потребителей и создать им максимальное удобство при потреблении товара. В частности, для электрической энергии это проявляется в следующем:

- электроэнергия по сетям доставляется непосредственно потребителю;
- напряжение подается то, которое необходимо потребителю;
- энергосистема поддерживает качество электрической энергии, соответствующее

ГОСТ 13109-97;

- обеспечивается надежность электроснабжения, соответствующая категории потребителя. Канал сбыта (продвижения товара) – это организация (отдельные люди), занимающиеся перемещением и обменом товаров по пути от производителя к потребителю. Канал сбыта характеризуется протяженностью и шириной.

Протяженность канала сбыта определяется числом участников сбыта или посредниками по всей сбытовой цепочке. В практической деятельности используются сбытовые каналы, разделяющиеся:

- на канал нулевого уровня («производитель-потребитель»);
- одноуровневый канал («производитель-розничный торговец – потребитель»);
- двухуровневый канал («производитель – оптовый торговец – розничный торговец – потребитель»).

При сбыте электрической энергии (мощности) используются сбытовые каналы:

- нулевого уровня – производитель электрической энергии может по договору продавать электрическую энергию потребителю;

- одноуровневый канал – продажа электрической энергии потребителю по двустороннему договору через сбытовую организацию – Энергосбыт при использовании услуг сетевой организации и региональных филиалов СО ЦДУ;

- двухуровневый канал – электростанции ОГК (ТГК) продают электрическую энергию на оптовый рынок ФСК (оптовый торговец), а она, в свою очередь, продает ее РСК или другим гарантирующим поставщикам (оптовые продавцы), которые затем продают ее другим оптовым потребителям или через АО Энергосбыт розничным потребителям.

Ширина канала – характеризуется числом независимых участников сбыта на отдельном этапе сбытовой цепочки. Когда предприятие продает товар через узкий канал сбыта, оно имеет одного или ограниченное число участников сбыта. Такой канал сбыта используется при продаже электрической энергии по нулевому одноуровневому каналу сбыта. При широком канале сбыта предприятие продает свой товар через многих участников сбыта. Для товара «электрическая энергия» этот канал сбыта используется при продаже электрической энергии по двухуровневому каналу сбыта через оптового продавца розничному продавцу – АО Энергосбыту.

Оптовый торговец – это предприятие (физическое лицо), приобретающее значительное количество товара у производителей и организующее либо его движение в розничную сеть, либо непосредственно сбыт потребителю. Продажа через оптовых торговцев позволяет продавать товар на освоенном рынке и продвигать его на новые рынки.

Розничный торговец – это предприятие (человек), непосредственно сбывающий товар потребителю. Розничный торговец приобретает товар либо у оптовика, либо у производителя. Продажа товара может осуществляться через брокера.

Брокер – это человек, продающий товар, не приобретая его в собственность. Он организует встречу продавца и покупателя, получая за совершенные сделки комиссионные вознаграждения. Продажа товара может осуществляться через независимого мелкого предпринимателя – дилера.

Дилер покупает товар у производителя и продает покупателю. Дилер организует необходимое обслуживание продаваемого им товара и поддерживает его в эксплуатационной готовности. Для товара «электрическая энергия» в роли дилера

выступают РСК. Они покупают электрическую энергию на оптовом рынке или у электростанций ОГК (ТГК) по двухсторонним договорам и продают ее конечным потребителям или гарантирующим поставщикам.

Однородный товар продается через торговые биржи.

Торговая биржа – это постоянный или организованный оптовый рынок, на котором осуществляется торговля большими массами одинаковых товаров, поддающихся стандартизации. Торговую биржу организуют производители и продавцы для создания благоприятных условий сбытовой деятельности. На бирже осуществляется свободная купля-продажа контрактов на товары. В нашей стране организация оптового рынка преследует цель – создать торговую биржу для товара «электрическая энергия».

Методы сбыта товаров

При продаже товара производитель может использовать различные методы сбыта: прямой, косвенный, экстенсивный, исключительный и выборочный (селективный).

Прямой сбыт – производитель продает товар без посредников. Он характерен на рынке для средств производства и может применяться при продаже электрической энергии от электростанций предприятиям. Этот вид сбыта позволяет сохранять полный контроль за ведением торговых операций; лучше изучить рынок своих товаров, наладить долговременные связи с потребителями и производить совместные научные изыскания по повышению качества товара.

Косвенный сбыт – при этом методе сбыта производители товара используют услуги независимых посредников. Посредники берут часть функций по сбыту: исследуют рынки и запросы потребителей, устанавливают с потребителями непосредственный контакт, осуществляют политику стимулирования товародвижения к потребителю, рекламные и выставочные мероприятия. Посредники могут закупать для производителей необходимое для производства сырье. Этот вид сбыта используется производителями электрической энергии, когда продажа товара производится через посредников.

Экстенсивный сбыт применяется при размещении и реализации товара на любых предприятиях торговых посредников, готовых и способных этим заняться. Таким путем обычно распространяются технологически простые, мелкие и недорогие изделия массового спроса.

Исключительный сбыт – выбор одного торгового посредника в данном регионе для продажи продукции изготовителя. В роли торгового посредника при продвижении электрической энергии на региональный рынок выступает филиал «СО ЦДУ» региона.

Выборочный (селективный) сбыт – при этом сбыте выбирается ограниченное число посредников, учитываются их возможности обслуживания и ремонта продукции, уровень подготовки персонала. Метод используется для дорогих престижных товаров, требующих специализированного обслуживания.

В маркетинге различают простую и сложную систему сбыта.

Простая система сбыта состоит из двух звеньев – производителя и потребителя. Предприятие реализует товар через собственную бытовую (розничную) сеть.

Сложная система сбыта состоит:

- из собственных сбытовых филиалов;
- дочерних компаний производителя;
- независимых сбытовых посредников;
- оптовых и розничных фирм.

В электроснабжении используются обе системы сбыта.

Определение оптимального канала сбыта

В маркетинге существуют общие принципы при выборе канала сбыта. Предприятию выгодно заниматься организацией собственной торговой сети для своего товара, если:

- количество продаваемого товара велико и окупятся расходы на создание торговой сети;

- количество потребителей невелико и они находятся на относительно небольшой территории; - товар требует специализированного сервиса и обслуживания;
- объем каждой поставляемой партии товара соответствует «транзитной норме», т. е. заполняет контейнер (вагон);
- товар используется по нескольким отраслям (вертикальный рынок);
- производится товар узкоспециализированный по назначению или по техническим условиям покупателя;
- имеется достаточная сеть складских помещений на тех рынках сбыта, где предприятие ведет торговлю;
- на рынке колеблется цена на товар и производителю приходится менять ценовую политику с учетом конъюнктуры рынка;
- продажная цена выше себестоимости товара и высокая прибыль от продажи позволяет окупить расходы на создание собственной сбытовой сети;
- товар требует внесения изменений в свою конструкцию.

Производитель электрической энергии в России не имеет собственной торговой сети для сбыта своего товара. Предприятия продают свою продукцию посредникам и удлиняют канал сбыта при следующих обстоятельствах. Товар продается на горизонтальном рынке (имеется множество потребителей в каждом секторе экономики). При таком рынке требуется мощная сбытовая сеть и нужны затраты значительных средств на ее создание. Одним из подобных товаров является электрическая энергия.

Рынок сбыта разбросан географически» и прямые контакты с потребителями не окупят затрат на их создание. В РФ электрическая энергия по сетям ФСК ЕЭС может поступать в любой регион России, и создавать свои сети производителю электрической энергии нерентабельно.

При поставках крупных партий товара оптовикам можно экономить на транспортных расходах.

Цена на электрическую энергию устанавливается на оптовом рынке – ФСТ, а на региональных рынках – филиалом ФСТ (региональной энергетической комиссией - РЭК) с учетом себестоимости производства этого товара. Так как разница между продажной ценой товара и затратами на его изготовление невелика, то у предприятий производителей нет достаточных средств на создание своей сбытовой сети.

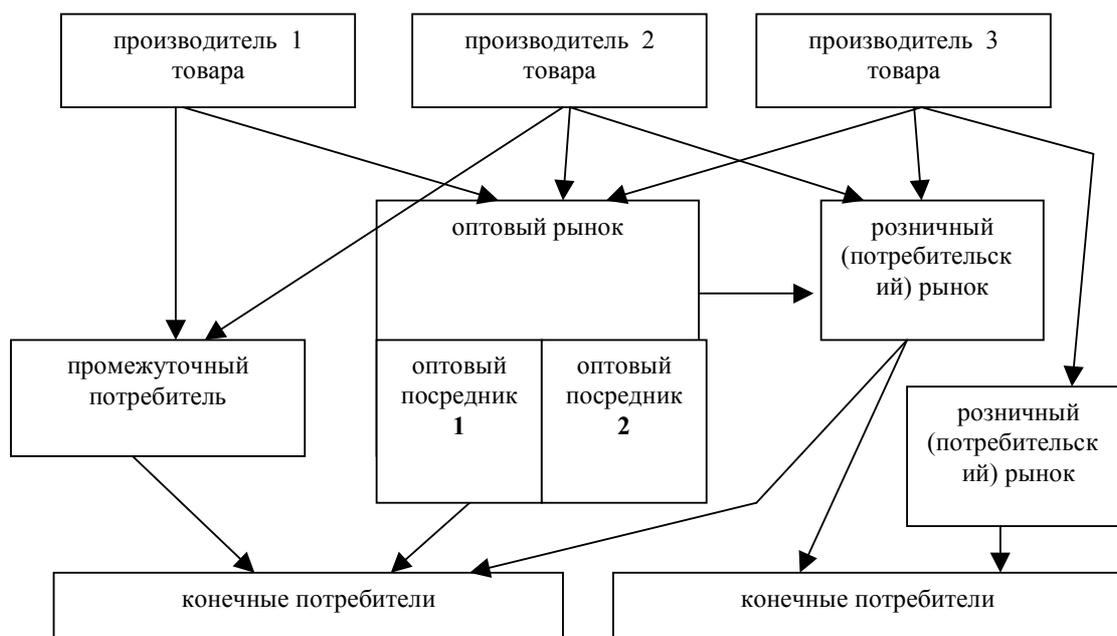


Рис. 9. Каналы распределения товара

Для оценки эффективности товародвижения, как правило, используют формулу используют формулу общих издержек.

$$D=T+F+W+S+R+Bd+Cr, \quad (4.14)$$

где D – сумма издержек товародвижения;

T – транспортные расходы;

F – переменные складские расходы;

W – постоянные складские расходы;

S – стоимость заказов невыполненных в срок;

R – сумма штрафных санкций за неиспользованные заказы;

Bd – бонусные расходы дилера;

Cr – коммерческие расходы (реклама, буклеты, маркетинговые исследования и пр.).

Для электроэнергетики F и W отсутствуют (производство и потребление практически совпадают по времени), R – представляет собой недоотпуск электроэнергии.

Рынок у нас и зарубежом

Дерегулирование энергетических рынков в Европе и в США производилось в интересах потребителей, стремившихся получать плоды свободной конкуренции в виде снижения цен и улучшения качества товаров и услуг, и в интересах производителей, жаловавшихся на недостаточную инвестиционную привлекательность их бизнесов, продукты которых продаются по регулируемым государством ценам. Те же причины заставляют проводить либерализацию энергетических рынков в России.

В настоящее время большинство стран мира сделало выбор в пользу рыночного ценообразования в области электроэнергетики (рис. 10).

Рис. 10. Виды рынков электроэнергии в странах мира

Имея возможности доступа к глобальным и локальным энергорынкам, потребители получили возможности формирования портфелей энергетических товаров. Новые продукты, возникающие в результате увязывания реальных товаров, финансовых и страховых контрактов, услуг привели к возникновению целой отрасли – дилеров энергетического рынка, объединяющих функции игрока, посредника, консультанта.

Оборот биржевых площадок по энергетическим товарам растёт во всём мире. Государственные ограничения, действующие на некоторых рынках, накладывают существенные ограничения на обращающиеся товары. Связь торговли электроэнергией с диспетчеризацией пока ещё не привела к полноценному разделению этих услуг и

возможности организовать отдельную торговлю, хотя скандинавские страны продвинулись по этому пути дальше, чем США.

В США как и в России электроэнергетика развивалась по индустриальной модели, для которой характерна вертикальная интеграция – объединение электроэнергии в рамках одной энергетической компании. Каждая компания энергокомпания («Паблик юнити») в США создавалась изолированно на территории отдельного штата, при этом на нее полностью возлагалась ответственность за снабжение потребителей. В состав «Паблик юнити» входили все электрические станции и распределительные сети. Экономическим обоснованием такого управления и интегрирования производства, сбыта и распределения объяснялась возможность получения экономии на масштабах производства, когда один крупный производитель обеспечивал более дешевую выработку, чем несколько более мелких установок. Появление новых экономичных энергоустановок малой мощности снизило преимущества вертикально-интегрированных компаний и создало предпосылки для конкурентного рынка электроэнергии. Характерно, что в США в настоящее время существуют три модели рынка. По первой модели сохраняется монопольное положение энергокомпаний, однако с целью обеспечения элементов конкуренции для развития энергоснабжения допускаются другие инвесторы, которые могут одержать победу в конкурсе на строительство новой электростанции, при этом «Паблик юнити» обязуется покупать электроэнергию с данной электростанции для последующей перепродажи потребителям. Вторая модель заключается в том, что «Паблик юнити» обязуется предоставлять другим компаниям и электростанциям (т.е. независимым производителям) услуги по передаче электроэнергии по своим сетям. При этом производитель может отказаться от обслуживания местной «Паблик юнити» в части производства электроэнергии и покупать ее у другого производителя. При этом однако, возникают конфликты между «Паблик юнити» и независимыми производителями, снижается управляемость рынком. Третья модель заключается в выделении из «Паблик юнити» генерирующих компаний, при этом в распоряжении «Паблик юнити» остаются только распределительные электрические сети. При этом государство контролирует только передачу и распределение электроэнергии, а также деятельность системного оператора.

Следует отметить, что даже при развитом рынке электроэнергии всегда существуют два типа торговых систем: торговля через объединение субъектов оптового рынка и торговля электроэнергией по договору между производителями электроэнергии и покупателями (энергетическая биржа). В первом случае оператор осуществляет экономическое распределение нагрузки в порядке возрастания ценовых заявок производителей электроэнергии (модель очень похожа на отбор электростанций на ФОРЭМ России, только в данном случае производители самостоятельно устанавливая цены на энергию). Во втором случае оператор рынка рассматривает только техническую реализуемость заключенных договоров (пропускные способности ЛЭП, технические ограничения нагрузки станций и др.) и не знает цены совершаемых сделок. Полная торговля электроэнергией по договорам технически не реализуема, поскольку всегда существует «остаточный» небаланс электроэнергии, который должен быть распределен оператором рынка. Характерно, что при заключении договоров и при продаже энергии на оптовый рынок многие электростанции часто используют дифференцированный тариф по времени суток, что позволяет снизить затраты как производителей, так и потребителей электроэнергии.

Более подробно модели рынков электроэнергии представлены на рис. 11.

Отметим здесь только основные достоинства и недостатки моделей, представленных в следующей таблице.

Таблица 6

**Преимущества и недостатков различных моделей
организации рынка электроэнергии**

	Вертикально-интегрированная модель	Модель “независимых производителей”	Модель “Единого Закупщика”	Конкурентная модель
Положительные факторы	Сохранение структуры Возможность контроля за ценами - предсказуемость для потребителей и государства	Привлечение частных инвесторов при минимальных структурных изменениях Возможность контроля за ценами - предсказуемость для потребителей и государства	Привлечение частных инвесторов при ограниченных структурных изменениях Возможность контроля за ценами - предсказуемость для потребителей и государства	Наличие стимулов для повышения эффективности
Отрицательные факторы	Отсутствие экономических стимулов для повышения эффективности Необходимость государственного финансирования отрасли	Необходимость выдачи долгосрочных государственных гарантий высокий риск для гос. бюджета	Необходимость заключения среднесрочных контрактов на оптовом рынке при ограниченной возможности изменения тарифов на розничном рынке	Необходимость значительных структурных преобразований Коррекция уровня цен до эконом. обоснованного уровня

Рис. 11. Преследуемые цели и модели развития рынка электроэнергии.

Рис. 12. Модели организации рынков электроэнергии.

Рис. 13. Принципы организации электроэнергетического рынка при использовании различных моделей.

1.5. ЦЕНООБРАЗОВАНИЕ НА РЫНКЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ.

Основные подходы к ценообразованию

Общепринято представлять зависимость между ценой и уровнем спроса кривой спроса. Кривая спроса показывает, какое количество товара будет продано на рынке в течении конкретного отрезка времени. Чувствительность спроса на изменение цены определяется эластичностью. Спрос менее эластичен, когда товара нет или почти нет замены или отсутствуют конкуренты.

На конкурентном рынке спрос определяет максимальную цену, которую фирма может предложить за свой товар. А минимальная цена за товар определяется издержками фирмы.

Издержки фирмы делятся на два вида: постоянные и переменные.

Постоянные издержки, расходы, которые есть всегда, независимо от объема производства электрической энергии. Для энергоснабжающей организации это:

- амортизационные отчисления;
- затраты на техническое обслуживание и ремонт оборудования;
- арендная плата за землю, здания и сооружения;
- абонентская плата за пользование сетями ФСК ЕЭС;
- проценты по кредитам банков;
- налоги в себестоимости (земельный налог, плата за окружающую среду, плата за воду);
- отчисления во внебюджетные фонды (НИОКР, страховой. дорожный);
- услуги связи;
- социальное страхование;
- пенсионный фонд;
- фонд занятости;
- фонд обязательного медицинского страхования.

Переменные издержки – это издержки, которые зависят от количества производимой энергии:

- топливо для электростанций;
- затраты на оплату труда;
- стоимость сырья и материалов на выработку электрической энергии, в том числе воды на технологические цели;
- покупка комплектующих изделий, полуфабрикатов для эксплуатации и содержания энергооборудования;
- работы и услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями, к таким работам относятся: пусконаладочные работы, чистка трассы воздушных линий электропередач, ремонт зданий и сооружений для энергетического оборудования и т.д.;
- информационно-вычислительное обслуживание;
- оплата ведомственной охраны;
- расходы на услуги по учету и оплате электрической энергии;
- резервный фонд генерального директора и главного инженера;
- покупная энергия на хозяйственные цели;
- вода на хозяйственные нужды.

Валовые издержки – сумма постоянных и переменных издержек.

Цена за товар должна быть не ниже валовых издержек. Хотя максимальная цена на конкретном рынке определяется спросом, а минимальная – валовыми издержками, любая фирма при установлении цены должна учитывать и цены конкурентов.

На региональном рынке электрической энергии в рамках каждого АО-энерго в настоящее время конкуренция отсутствует, а цена на электрическую энергию утверждается региональной энергетической комиссией (РЭК).

На федеральном оптовом рынке (ФОРЭМ) существует конкуренция только между производителями электрической энергии. Цена на ФОРЭМ устанавливается федеральной службой по тарифам.

На конкурентном рынке фирма выбирает цену на свой товар, руководствуясь следующими методами ценообразования: особенность товара, графиком спроса и ценами конкурентов. Основными критериями при выборе цены на товар является следующее: цена должна быть выше средних издержек и обеспечивать прибыль производителю товара.

Существует несколько методов расчета цены на товар.

Метод расчета цены товара «средние издержки плюс прибыль»: предприниматель к расчетным средним издержкам добавляет наценку, обеспечивающую прибыль предприятию. Размер наценки зависит от вида товара. При таком методе определение цены продавец товара не корректирует цену в зависимости от спроса. А если этим методом пользуются и другие производители товара, то ценовая конкуренция сводится к минимуму.

Метод ценообразования на основе анализа безубыточности и целевой прибыли основывается на графике безубыточности. Величина цены товара оказывает непосредственное влияние на величину прибыли, получаемой фирмой. Увеличение цены задирает валовые поступления, снижают объем продукции при котором достигается точка безубыточности. Однако следует учесть, что при очень высокой цене товар перестает покупаться, так как теряется спрос на товар. Этот метод требует от фирмы рассмотрения разных вариантов цен, определения их влияния на объем сбыта для получения целевой прибыли.

Метод установления цен на основе ощущаемой ценности товара. Основным фактором при этом выступают не издержки, а покупательное восприятие. Фирма формирует в сознании потребителей представление о ценности товара. Цена в этом случае должна соответствовать ощущению ценностной значимости товара.

При этом методе если продавец запросит за товар больше признаваемой покупателем ценности, то сбыт товара будет очень низким, и наоборот сбыт увеличится при более низкой цене, но прибыль будет ниже той, которая могла бы быть с учетом значимости товара в глазах потребителя.

Установление цены на основе уровня текущих цен. При этом методе фирма ориентируется в основном на цены конкурентов и меньше на свои издержки или спрос.

В олигополистических сферах деятельности (товары бумага, удобрения, бензин, эл. энергия и т.д.) фирмы запрашивают одну и ту же цену независимо от колебаний спроса на свой товар или издержек. Обычно более мелкие фирмы продают товар несколько дороже, чем крупные.

Установление цен на основе закрытых торгов. При этом методе ценообразования фирма при назначении своей цены отталкивается от ожидаемых ценовых предложений конкурентов, а не ориентируется на спрос или собственные издержки. Этот метод применяется когда фирма хочет завоевать контракт в ходе торгов. Однако цена не может быть ниже себестоимости, так как тогда фирма понесет убытки.

Установление окончательной цены. Целью всех методик является сужение диапазона цен, в рамках которого может быть выбрана окончательная цена товара. Перед выбором окончательной цены фирма должна учитывать психологические факторы: покупатели считают, что более дорогой товар качественнее; цены должны выражаться нечетными цифрами. Кроме того, фирма должна учитывать реакцию на предполагаемую цену со стороны:

- со стороны других конкурентов;
- дилеров;
- продавцов;
- поставщиков;
- государственных органов.

При назначении цен на свои товары продавец должен считаться с общественно-государственной политикой и избегать следующего:

- фиксированных цен без предварительной консультации с конкурентами;
- поддержанию розничных цен, т.е. продавец не вправе требовать от дилеров продажи своего товара по какой-то конкретной розничной цене;
- ценовой дискриминации, т.е. придерживаться закона Робинсона-Паймана.

Смысл этого закона в том, что продавец обязан продавать свой товар схожим по роду деятельности торговым предприятиям по одним и тем же ценам.

- Большая цена допустима только в том случае, если продавец сумел доказать, что он имеет дополнительные издержки.

Продажа по ценам, ниже минимально допустимых. Продавец не вправе продавать товар по ценам ниже себестоимости ради того, чтобы устранить конкурентов.

Повышение цен. Фирмы могут повышать цены до любого уровня на товары, не имеющие государственного контроля по ценам. Государственное регулирование осуществляется для продукции предприятий-монополистов в интересах общества. Мошенническое повышение цен встречается при сбыте товаров широкого потребления. Общеизвестно, что АО-энерго являются монополистами.

Установление цены состоит из пяти этапов:

1. Фирма определяет цели своего маркетинга: обеспечение выживаемости, максимальной текущей прибыли, завоевание максимальной доли рынка и качества продукции.

2. Фирма строит для себя кривую спроса, по которой определяет вероятное количество товара, которое удастся продать на рынке в течении конкретного отрезка времени по ценам разного уровня. Цена на товар может быть назначена тем выше, чем менее эластичен спрос.

3. Фирма рассчитывает влияние уровня производства на сумму ее издержек.

4. Фирма изучает цены конкурентов и учитывает это при назначении цены на свои товары.

5. Фирма выбирает один из методов ценообразования:

- средние издержки + прибыль;
- анализ безубыточности в обеспечении целевой прибыли;
- установление цены на основе ощущаемой ценности товара;
- установление цены на основе уровня текущих цен;
- установление цены на основе закрытых торгов.
- Фирма утсанавливает окончательную цену на товар учитывая психологию покупателя, отношения дистрибьютеров и дилеров, собственного торгового персонала фирмы, поставщиков и государственных органов.

Подходы к ценообразованию в РФ

При ценообразовании на электроэнергию учитываются «затраты +прибыль», как и в других странах, например в США. Однако подходы к методам установления прибыли в регулируемой цен разные.

В США сначала определяется тарифная база, которая измеряет величину капитала, используемого компанией для осуществления регулируемых видов деятельности. Затем рассчитывается «разумная и справедливая» норма прибыли на капитал (равная стоимости привлечения капитала).

Дозволенная норма прибыли оставляется достаточной для того, чтобы избежать «бегства» капитала в другие инвестиционные проекты.

Обычно регулирующий орган разрешает энергокомпаниям норму прибыли, соответствующую норме прибыли в конкурентных областях со сходным хозяйственным риском. В тарифную базу не включаются строящиеся объекты до ввода их в эксплуатацию. Очень редко регулирующие комиссии включают в тарифную базу объекты при их 70%

готовности, при полной уверенности в успешном завершении строительства и вводе их в эксплуатацию.

Регулируемая цена в США равна текущим затратам производства, рассчитываемым по ставке разумной нормы прибыли, примененной к установленной тарифной базе.

В России «потребность в прибыли» исчисляется как сумма прибыли, которая потребуется, прежде всего, для осуществления планируемых производственных капиталовложений, финансирования социальной сферы предприятий, выплаты налогов.

В РФ в цене учитывается полная величина предстоящих капиталовложений, а в мировой практике цене продукции учитывается стоимость привлечения действующего капитала (процент на капитал).

В США регулирующие комиссии контролируют расходы компаний монополистов, надзирая за их сметами и вынося по ним решения, и определяют и дают разрешение, какие затраты учитывать как текущие расходы, а какие как капиталовложения. На любые капиталовложения (независимо от источника финансирования) компания должна получить сертификат у регулирующего органа, если она желает, чтобы в дальнейшем созданные активы принимались в расчет при установлении тарифов.

В электроэнергетике США одна треть капиталовложений осуществляется за счет внутренних источников, а две трети – из внешних источников за счет заимствования на рынке капитала и эмиссии акций.

Регулирующая компания принимает меры для предотвращения преувеличенных данных о валовой стоимости использования капитала (амортизация плюс требуемая отдача от капиталовложений) и стоимости привлеченного капитала.

Активы – совокупность имущества и денежных средств, принадлежащих компания.

Эмиссия акция – выпуск в обращение ценных бумаг, которые удовлетворяют внесение ее владельцем доли в акционерный капитал (уставной фонд) акционерного общества.

В США естественные монополии эффективно контролируются – производится контроль за их эксплуатационными и капитальными расходами на основе детального ежедневного изучения каждого аспекта деятельности компаний и всех заключенных ими сделок.

Государство в США через контролирующие органы регулирует прибыльность естественных монополий на основе оценки затрат, так как у последних есть прямой интерес преувеличить затраты на величину валовой стоимости использованного капитала.

Согласно экономическим теориям максимизация чистых общественных выгод измеряется суммой дополнительных затрат потребителей и производителей. Достигается максимальная экономическая эффективность работы при равенстве цен предельным издержкам производства.

В случае если цена какого-либо блага не равна предельным издержкам производства, то цена не будет правильных сигналов потребителям и производителям, чтобы оптимальное количество блага было запрошено и произведено.

Для естественных монополий характерно то, что их средние затраты выше предельных, и ценообразование по предельным затратам для них убыточно.

В связи с этим возникают проблемы.

Появляется необходимость покрывать вышеуказанные дефициты за счет налоговых поступлений, приводя этим в дисбаланс систему рыночных отношений.

У естественных монополий при гарантированном покрытии их убытков ослабляется мотивация к эффективной работе и ослабляется ответственность акционеров за эффективное использование капитальных вложений.

Следующим аспектом, который необходимо учитывать при ценообразовании товара «электрическая энергия», является то, что спрос на электроэнергию колеблется во времени. Днем промышленные и бытовые потребители потребляют больше энергии, чем вечером, зимой больше, чем летом. Готовность энергосистемы удовлетворить пиковый подъем спроса

обеспечивается за счет содержания производственных мощностей, которые в другое время не используются. Во всех странах с развитой рыночной экономикой применяется пилообразное ценообразование, при котором существуют более высокие цены на продукцию в периоды пикового спроса и низкие в прочие периоды (зимой выше, летом ниже).

Ценообразование в РФ не построено на рыночных представлениях о затратах. И поэтому постоянные издержки зимой раскладываются на общий объем производимой электроэнергии, чем летом. В результате получается, что себестоимость 1 кВт*ч электроэнергии ниже зимой, чем летом.

Подобное ценообразование не стимулирует потребителей к выравниванию графика нагрузки энергосистемы, следствием этого являются значительные перепады в загрузке производственных мощностей и удорожание электроэнергии. При построении цен на электроэнергию важно учитывать, что издержки на производство 1 кВт*ч в период пикового спроса включают стоимость дополнительных производственных мощностей на производство и транспортировку продукции.

2 «Проектные работы, оплата труда, капиталовложения в энергетике»

2.1. ОЦЕНКА СТОИМОСТИ ПРОЕКТНЫХ РАБОТ В ЭНЕРГЕТИКЕ И ЭКСПЕРТИЗА ПРОЕКТА.

Стадии проектирования. Характеристика затрат

Капитальное строительство каждого нового объекта носит индивидуальный характер и ведется в новых условиях, на новой строительной площадке. Большое влияние на процесс строительства, особенно гидроэлектростанций, оказывают местные условия (геологические, топографические, климатические и др.), поэтому для строительства каждого генерирующего энергообъекта и ЛЭП составляются проект – техническую проектную документацию в полном объеме. Исключения составляют объекты, выполняемые по типовым проектам.

Проектирование энергообъектов ведется специальными проектными организациями – проектными институтами:

- воздушные линии (ВЛ) и энергосистемы – Энергосетьпроектом;
- районные тепловые электростанции – Теплоэнергопроектом;
- ТЭЦ – ВНИПИэнергопроектом;
- атомные – совместно Гидропроектом и специализированными организациями;
- гидроэлектростанции – Гидропроектом, причем проекты организации работ, связанных со строительством, разрабатывает институт Оргэнергострой.

Реализация новой концепции ценообразования в строительстве началась в 1993– 1994 гг. и соответствии с законодательствами Российской Федерации, согласно которым производственно-хозяйственные взаимоотношения субъектов инвестиционной деятельности регламентируются договором (контрактом), вводится ряд новых базовых понятий, рекомендованы новые методы вычисления стоимости и т.п. Однако процесс нормативного обеспечения еще не закончен. Продолжается выпуск новых рекомендаций, уточнение отдельных положений и, в ряде случаев, выпуск дополнительных материалов по новой системе ценообразования и сметного нормирования. В целом набор новых сметно-нормативных документов еще не скомплектован и не освоен, поэтому излагаемый материал главным образом применителен к ранее существовавшей системе. По отдельным вопросам кратко приводится и новая концепция.

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

1). Предпроектная документация:

- схема развития и размещения отраслей народного хозяйства и отраслей промышленности (далее – «схемы»);
- технико-экономическое обоснование (ТЭО) строительства крупных и сложных предприятий и сооружений;

- технико-экономические расчеты (ТЭР) по технически сложным зданиям и сооружениям.

2). Проектная документация:

- рабочий проект для технически сложных объектов, возводимых преимущественно по типовым и повторно применяемым проектам;

- проект и рабочая документация для крупных и сложных предприятий и сооружений.

Для крупных объектов новая последовательность разработки выглядит таким образом:

- предпроектная стадия – обоснование инвестиций;

- проект – технико-экономическое обоснование и рабочая документация.

Обоснование инвестиций предусматривает: народнохозяйственную необходимость, номенклатуру продукции и потребителей, место строительства, условия эксплуатации, сырьевые источники, соответствие мировому уровню, энергоснабжение, социальную сферу, экологию, укрупненную оценку сметной стоимости объекта, проект бизнес-плана.

Технический проект (проектное задание) состоит из следующих основных частей: технико-экономической, технологической, строительной, генерального плана, организации строительства, сметно-финансовой.

Рабочая документация включает в себя чертежи и уточненную сметную стоимость.

Прежде чем переходить к изложению особенностей определения стоимости строительства энергетических объектов на различных стадиях проектирования, целесообразно сформулировать несколько общих положений:

- каждому этапу или стадии проектирования соответствует конкретная задача в достаточно длительном процессе разработки проекта энергообъекта;

- от стадии к стадии нарастают степень достоверности исходных данных, глубина и детальность проектных разработок;

- от стадии к стадии сокращается период между разработкой документации и моментом ее реализации в натуре.

В этих условиях одним из главных требований к способам определения стоимости строительства становится обеспечение соответствия между характером проектных проработок на той или иной стадии, их достоверностью и детальностью и подобными этим характеристикам сметно-нормативной базы, предназначенной для вычисления стоимости.

Проектирование ведется в одну или две стадии. При одностадийном проектировании разрабатывается лишь тех-норабочий проект. Одностадийное проектирование применяется в основном при использовании типовых проектов. Типовым называется утвержденный проект, предназначенный для многократного использования при строительстве одинаковых объектов. Он содержит полный комплект рабочих чертежей с пояснительной запиской, спецификациями на оборудование и ведомостями по требуемым материалам, данными об объемах работ и прочими необходимыми для проведения строительно-монтажных работ сведениями. В случае применения типового проекта на конкретном объекте требуется привязка рабочих чертежей к местным условиям строительной площадки.

При двухстадийном проектировании на первой стадии разрабатывается технический проект, в котором окончательно определяется местоположение объекта (станции) и отдельных ее сооружений, мощность и сроки ввода по очередям, предполагаемый режим работы, состав и тип оборудования, топливоснабжение и водоснабжение, транспортные коммуникации, организация строительства и методы производства работ, общая стоимость строительства и технико-экономические показатели станции. На второй стадии проектирования – рабочие чертежи.

Руководящие материалы для проектирования включают:

1. Строительные нормы и правила (СНиП), состоящие из четырех частей, каждая из которых содержит соответственно:

- нормативные данные о параметрах и областях применения материалов, изделий, конструкций и оборудования для строительства;

- нормы строительного проектирования;
- нормативные данные по организации и технологии строительного производства;
- сметные нормы по всем видам строительного-монтажных работ.

2. Нормы технологического проектирования (раздельно для тепловых, гидро- и атомных электростанций, электрических и тепловых сетей и других объектов). В нормах даны рекомендации по наиболее важным вопросам проектирования энергетических объектов с учетом особенностей технологического оборудования.

3. Стандарты на технологическое оборудование и строительные материалы.

4. Типовые проекты организации эксплуатации.

Кроме того, при проектировании учитываются требования Правил технической эксплуатации (ПТЭ), правила устройств электротехнических установок (ПУЭ), санитарные нормы и правила, правила устройств безопасной эксплуатации грузоподъемных машин и сосудов, работающих под давлением, противопожарные правила и др. Все проекты до их утверждения проходят отраслевую экспертизу, в которой принимают участие представители эксплуатационных, строительных и монтажных организаций.

Оценка стоимости проектных работ и экспертиза проекта

Строительство объектов осуществляется на основе утвержденных и одобренных обоснований ИП. Проектной документацией детализируются принятые и обоснованные решения и уточняются основные технико-экономические показатели. Проектная документация обычно включает в себя ИП строительства и рабочую документацию.

Для технически и экологически сложных объектов и при особых природных условиях строительства по решению заказчика (инвестора) или заключению государственной экспертизы одновременно с разработкой рабочей документации и осуществлением строительства могут выполняться детальные проработки проектных решений по отдельным объектам, разделам, вопросам. Для объектов, строящихся по проектам массового и повторного применения, а также других технически несложных объектов на основе обоснований в строительство может разрабатываться рабочий проект (утверждаемая часть и рабочая документация).

Основным документом, регулирующим правовые и финансовые отношения, взаимные обязательства и ответственность сторон, является договор (контракт), заключаемый заказчиком с привлекаемыми им для разработки проектной документации проектными, проектно-строительными организациями, другими юридическими и физическими лицами. Неотъемлемой частью договора является задание на проектирование.

Оценка стоимости проектных работ

Цена (стоимость) проектных работ в достаточно большой степени зависит от стоимости объекта электроснабжения. Стоимость разработки рабочей документации (РД) по зданиям, сооружениям и видам работ определяется раздельно по каждому виду в зависимости от общей стоимости строительства.

Расчет стоимости проектных работ проводится без учета НДС по базовым ценам и может применяться организациями различных организационно-правовых форм, имеющими лицензию на выполнение соответствующих работ и обладающими согласно законодательству РФ статусом юридического лица.

В базовых ценах не учитываются затраты: на разработку проектных решений в нескольких вариантах (за исключением вариантных проработок, которые могут, при необходимости, выполняться для выбора оптимальных решений); на разработку альтернативных вариантов проекта или отдельных технологических, конструктивных, архитектурных и других решений; на разработку рабочих чертежей на специальные вспомогательные сооружения, устройства и установки; на внесение изменений в проектную документацию, связанных с введением в действие новых нормативных документов, заменой оборудования более прогрессивным и в других случаях; на обследование и обмерные работы на объектах; на изготовление демонстрационных макетов; на осуществление авторского надзора; на научно-исследовательские и опытно-экспериментальные работы; маркетинговые

услуги; на служебные командировки; на разработку автоматизированных систем и изыскательские работы; на разработку компоновочных и установочных чертежей; на инжиниринговые услуги, не относящиеся к проектным работам; на разработку бизнес-плана; на сбор исходных данных для проектирования, на выполнение экспертизы предпроектном и проектной документации, а также на прочие расходы.

Цена привязки типового проекта определяется с применением к типовым ценам следующих коэффициентов: без внесения изменений - 0,35; с внесением изменений - до 0,7.

Базовая цена разработки проектной документации для строительства новых объектов основного, подсобного и обслуживающего назначения в целях создания дополнительных производственных мощностей на территории действующих предприятий определяется с применением повышающего коэффициента в размере до 1,2 в зависимости от объема дополнительных работ, связанных с присоединением новых объектов и коммуникаций к объектам и коммуникациям действующей части предприятий и их возможной частичной реконструкции.

Правила расчетов цен на проектные работы:

при определении базовой цены на проектные работы при наличии нескольких усложняющих факторов и применении в связи с этим нескольких коэффициентов, больших единицы, общий повышающий коэффициент определяется путем суммирования их дробных частей и единицы;

при определении базовой цены с применением нескольких коэффициентов, меньших единицы, общий понижающий коэффициент определяется путем их перемножения.

Стоимость разработки обоснования инвестиций составляет до 0,5 от цены проекта, а для электрических сетей напряжением до 35 кВ - до 0,25 от цены рабочего проекта.

Выбор площадки (трассы) для строительства осуществляется, как правило, в обоснованиях инвестиций в строительство объекта. Затраты проектных организаций, связанные с их участием в выборе площадки (трассы), учитываются увеличением коэффициента на 0,05.

В случае необходимости осуществления выбора площадки (трассы) на стадии проекта (рабочего проекта) стоимость этой работы определяется с применением коэффициента от 0,05 до 0,1 к цене проекта.

Стоимость затрат, связанных с выполнением функций генпроектировщика, определяется в размере до 2% от объема работ, передаваемых на субподряд.

Цена работ, связанных с разработкой бизнес-плана не регламентирована нормативными документами и может быть определена в зависимости от трудоемкости работ как доля от цены разработки обоснования инвестиций по согласованию с заказчиком.

Базовой ценой на проектные работы, определяемой учтена выдача заказчику проектной документации в количестве четырех экземпляров.

Порядок определения базовой цены проектных работ:

1) в зависимости от общей стоимости строительства. Базовая цена разработки проектной документации (проект + рабочая документация) установлена от общей стоимости строительства, при этом в общую стоимость строительства включается стоимость всех зданий, сооружений и видов работ.

Базовая цена проектных работ (проект + РД) в ценах на 01.01.2001 г. $C_{\text{пр}}^{\text{табл}}$, определенная в зависимости от общей стоимости строительства на 01.01.2001 г. $C_{\text{стр}}^{\text{табл}}$, представлена в табл. 7 - 9.

Определение текущих цен проектных работ $C_{\text{пр}}^{\text{тек}}$ производится по формуле:

$$C_{\text{пр}}^{\text{тек}} = C_{\text{пр}}^{\text{табл}} \cdot K_{\text{стр}}, \quad (6.1)$$

где $K_{стр}$ - индекс изменения стоимости в энергетическом строительстве (по капиталовложениям) в текущем квартале по отношению к ценам на 01.01.2001 г. (для I квартала 2006 г. $K_{стр} = 3,75$).

В случае если стоимость строительства объекта (в ценах на 01.01.2001 г.) меньше или больше крайних показателей стоимости, приведенных в таблицах цен, базовая цена проектных работ определяется путем составления пропорции.

Распределение базовой цены проекта и рабочей документации осуществляется по приведенной ниже табл. 7. Оно может уточняться по соглашению между исполнителем и заказчиком.

Таблица 7

**Распределение стоимости базовой цены
разработки проекта (ТЭО) и рабочей документации**

Наименование объекта проектирования	Проект (ТЭО)	Рабочая документация
Электрические подстанции напряжением 110-750 кВ	25	75
Ремонтно-производственные базы (РПБ) электросетей и ремонтно-эксплуатационные пункты (РЭП) электросетей	35	65
Воздушные линии электропередачи напряжением 110-750 кВ	25	75
Кабельные линии напряжением до 35 кВ	20	80
Кабельные линии напряжением 110, 220 и 500 кВ	20	80

Для электрические сетей напряжением до 35 кВ базовая цена на проектирование установлена для стадии «рабочий проект». При проектировании в две стадии цена проекта и рабочей документации определяется проектной организацией по согласованию с заказчиком.

Базовая цена проектных работ на реконструкцию и (или) модернизацию определяется с применением коэффициента до 1,5, устанавливаемого проектной организацией в соответствии с трудоемкостью работ.

Порядок определения цены проектных работ на реконструкцию и (или) модернизацию объектов энергетики следующий:

а) определяется стоимость нового строительства объекта энергетики, имеющего аналогичные основные показатели с объектом реконструкции и (или) техперевооружения.

б) определяется цена проектных работ на новое строительство объекта энергетики.

в) по таблицам удельной стоимости разработки рабочей документации по зданиям, сооружениям и видам работ (табл. Б1 - Б18 [3]) определяется суммарная удельная стоимость РД по всем реконструируемым и (или) модернизируемым зданиям, сооружениям. При этом, если какие-либо здания, сооружения реконструируются не полностью (в том числе, например, не по всем специализациям), то к их удельным стоимостям РД, определенным по табл. Б1 - Б18 [3], вводятся понижающие коэффициенты, меньше 1,0.

г) к определенной таким образом суммарной стоимости РД реконструируемого и (или) техперевооружаемого объекта энергетики вводится повышающий коэффициент 1,5.

д) при необходимости определения цены разработки проектной документации на стадии, например, «проект» с учетом распределения стоимости базовой цены по табл. 7 составляется пропорция.

Пример 1: «проект» (П) - 20%, РД - 80%. Тогда РД - 80%. П - 20%, где РД - цена рабочей документации: $П = РД \times 20/80 = РД/4$.

Относительная стоимость разработки специализированных разделов проектно-сметной документации в процентах от цены приведена в табл. 101 - 106 приложения К [3].

2) в зависимости от натуральных показателей объектов проектирования. Базовая цена разработки проектной документации (проект + рабочая документация) определяется по формуле:

$$C = (a + v \cdot x) \cdot K_{2(1)} \cdot K_{инд}, \quad (6.2)$$

где a и b – постоянные величины для определенного интервала основного показателя проектируемого объекта, тыс. руб.;

x – основной показатель проектируемого объекта;

$K_{инд}$ – индекс цен на проектные работы к уровню, установленному на 01.01.2001 г. (для I квартала 2006 г. $K_{инд} = 3,75$);

K_1 – отношение стоимости проекта к стоимости рабочей документации;

K_2 – отношение стоимости рабочего проекта (включая рабочую документацию) к стоимости рабочей документации);

Базовая цена проектных работ в зависимости от натуральных показателей определяется по табл. 95-100 приложения Ж [3]. Относительная стоимость разработки проектно-сметной документации в процентах от цены приведена в таблицах относительной стоимости.

Базовая цена проектных работ для строительства объекта в сложных условиях определяется с применением повышающих коэффициентов по табл. 20 [3].

Базовая цена проектных работ для строительства объектов за границей определяется по табл. 95-100 приложения Ж [3] и 101-106 приложения К [3] с применением повышающих коэффициентов по табл. 8 и 9.

Базовая цена проектных работ на реконструкцию и/или техперевооружение определяется с применением коэффициента до 1,5, устанавливаемого проектной организацией в соответствии с трудоемкостью работ

Таблица 8

**Коэффициенты к базовым ценам на проектные работы
для строительства предприятий, зданий и сооружений в сложных условиях**

Факторы, усложняющие проектирование	Коэффициенты
1. Вечномерзлые, просадочные, набухающие, пучинистые, элювиальные, илистые, заторфованные грунты; карстовые и оползневые явления; расположение площадки строительства над горными выработками; в подтапливаемых районах; с учетом ураганов, цунами, ударной волны, падения самолета и др.	1,15
2. Сейсмичность 7 баллов	1,15
3. Сейсмичность 8 баллов	1,20
4. Сейсмичность 9 баллов	1,30

В случае, когда проектируемый объект имеет значение основного показателя меньше минимального или больше максимального показателя, приведенных в таблице базовых цен, базовая цена проектирования определяется путем экстраполяции, при этом величина поправки к цене уменьшается на 40%, т.е. при расчете показатель проектируемого объекта $X_{зад}$ принимается с коэффициентом 0,6.

Если показатель мощности объекта меньше табличного показателя, базовая цена его проектирования определяется по формуле:

$$C = a + b \times (0,4 \times X_{min} + 0,6 \times X_{зад}), \quad (6.3)$$

где a , b - постоянные величины, принимаемые по таблице минимального значения показателя;

X_{min} - минимальный показатель, приведенный в таблице;

$X_{зад}$ - показатель проектируемого объекта.

Если показатель объекта больше табличного показателя, базовая цена его проектирования определяется по формуле:

$$C = a + b \times (0,4 \times X_{max} + 0,6 \times X_{зад}), \quad (6.4)$$

Таблица 9

**Коэффициенты к базовым ценам проектной документации,
учитывающие влияние усложняющих факторов при проектировании объектов для
строительства за границей**

Усложняющие факторы	Коэффициенты к стоимости разработки:	
	проекта	рабочей документации, рабочего проекта
1. Перевод текстовых материалов технической документации, надписей на чертежах на иностранный язык	1,1	1,05
2. Перевод материалов иностранного заказчика на русский язык	1,03	1,03
3. Двойная проверка расчетов, чертежей и спецификаций, подсчетов объемов работ, сметной документации и других проектных материалов, изготовление дубликатов калек, повышенные требования к оформлению и упаковке проектной документации	1,2	1,1
4. Другие факторы, влияющие на увеличение трудоемкости проектных работ:		
4.1. Частота тока и напряжение, разница в допустимых пределах колебаний по частоте тока, отличные от РФ (к стоимости проектирования электрооборудования, электроснабжения, слабых токов, КИПиА, а при необходимости - и других разделов)	1,1	1,05
4.2. Сухой или влажный тропический климат	1,15	1,1
4.3. Разработка проектно-сметной документации с учетом применения оборудования и материалов, закупаемых в странах заказчика или поставляемых из третьих стран	1,3	1,3
4.4. Применение иностранных норм и стандартов на материалы и оборудование, выполнение по ним расчетов конструкций и прочее, оговоренных заказчиком в задании на проектирование	1,15	1,2
4.5. Дополнительные требования к проектно-сметной документации при строительстве объектов на подрядных условиях, в том числе составление спецификаций на оборудование и материалы временного ввоза	1,1	1,1

Пример 2. Требуется оценить базовую стоимость проектных работ на I квартал 2006 г. Расчет требуется провести в зависимости от общей стоимости строительства (на примере проектирования ВЛ напряжением выше 110 кВ. Данные по стоимости проектных работ приведены в табл. 10.

Таблица 10

Стоимость строительства и проектных работ по ВЛ

Стоимость строительства в ценах на 01.01.2001 г., млн. руб.	Базовая цена проектных работ в ценах на 01.01.2001 г. (табличная), млн. руб.
$C_{стр}^{табл} = 760$	$C_{пр}^{табл} = 13,60$

В соответствии с формулой (6.4) стоимость строительства на I квартал 2006 г. составит:

$$C_{пр}^{тек} = 13,6 \cdot 3,75 = 51 \text{ млн. руб.}$$

С учетом распределения стоимости проектных работ по табл. 14 определяем

Проект - $51 \cdot 0,25 = 12,75$ млн. руб.

Рабочая документация - $51 \cdot 0,75 = 38,25$ млн. руб.

Пример 3. Требуется рассчитать базовую стоимость проектирования подстанции, показатели стоимости строительства которой, находятся между показателями, приведенными в табл. 11.

Таблица 11

Стоимость строительства подстанции

Стоимость строительства в ценах на 01.01.2001 г.(табличная), млн. руб.	Базовая цена проектных работ в ценах на 01.01.2001 г. (табличная), млн. руб.
$C_{стр}^{табл} = 340$	$C_{пр}^{табл} = 10,81$
$C_{стр}^{табл} = 360$	$C_{пр}^{табл} = 11,30$

Следует определить базовую цену проектных работ объекта, стоимость строительства которого в ценах на 01.01.2001 г. равна 8400 348 млн. руб.

Схема расчета базовой цены проектных работ на 01.01.2001 г. следующая:

$$11,30 - \frac{11,30 - 10,81}{360 - 340} \cdot (360 - 348) = 11,00 \text{ млн. руб.}, \text{ или}$$

$$10,81 + \frac{11,30 - 10,81}{360 - 340} \cdot (348 - 340) = 11,00 \text{ млн. руб.}$$

Стоимость проектных работ на I квартал 2006 г. составит:

$$11,00 \cdot K_{инд} = 11,00 \cdot 3,75 = 41,25 \text{ млн. руб.}$$

Экспертиза проекта

Под экспертизой ИП в широком смысле понимается: анализ, исследование, проводимое привлеченными специалистами (экспертами), экспертно комиссией, завершаемые выпуском акта, заключения, в отдельных случаях сертификата качества, а также проверка качества продукции, работ и услуг.

Экспертиза является обязательным этапом практически любой деятельности, поскольку призвана оценить соответствие результата деятельности запланированным показателям. Все ИП независимо от источников финансирования и форм собственности объектов капитальных вложений до их обязательного утверждения подлежат экспертизе, в соответствии с законодательством РФ. Экспертиза ИП проводится в целях предотвращения создания объектов, использование которых нарушает права физических и юридических лиц и интересы государства или не отвечает требованиям, утвержденным в установленном порядке стандартов, норм и правил, а также для оценки эффективности ИП.

Порядок проведения государственной экспертизы ИП хорошо отражен в законодательстве РФ только для ИП по строительству. Экспертиза проектов отличных от строительных в настоящее время не подкреплена законодательной основой. В указанном случае применяются в основном ведомственные акты экспертизы. Выделим основные вопросы, подлежащие проверке при экспертизе ИП строительства (большая часть этих вопросов может быть отнесена ИП строительства СЭС):

1) соответствие принятых решений обоснованию инвестиций в строительство объекта, другим предпроектным материалам, заданию на проектирование, а также исходным данным, техническим условиям и требованиям, выданным заинтересованными организациями и органами государственного надзора при согласовании места размещения объекта;

2) наличие необходимых согласований проекта с заинтересованными организациями и органами государственного надзора, хозяйственная необходимость и экономическая целесообразность намечаемого строительства исходя из социальной потребности в результатах функционирования запроектированного объекта;

3) конкурентоспособность его продукции (услуг) на внутреннем и внешнем рынках, наличие природных и иных ресурсов;

4) выбор площадки (трассы) строительства с учетом градостроительных, инженерно-геологических, экологических и других факторов и согласований местных органов управления в части землепользования, развития социальной и производственной инфраструктуры территорий, результатов сравнительного анализа вариантов размещения площадки (трассы);

5) обоснованность определения мощности (вместимости, пропускной способности) объекта исходя из принятых проектных решений, обеспечения сырьем, топливно-энергетическими и другими ресурсами, потребности в выпускаемой продукции или предоставляемых услугах;

6) достаточность и эффективность технических решений и мероприятий по охране окружающей природной среды, предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий;

7) обеспечение безопасности эксплуатации предприятий, зданий и сооружений и соблюдение норм и правил взрывопожарной и пожарной безопасности;

8) соблюдение норм и правил по охране труда, технике безопасности и санитарным требованиям;

9) достаточность инженерно-технических мероприятий по защите населения и устойчивости функционирования объектов в чрезвычайных ситуациях мирного и военного времени;

10) наличие проектных решений по обеспечению условий жизнедеятельности маломобильных групп населения;

11) оценка технического уровня намечаемого к строительству (реконструкции) предприятия (производства), его материало- и энергоемкости;

12) обоснованность применяемой технологии производства на основе сравнения возможных вариантов технологических процессов и схем;

13) выбор основного технологического оборудования;

14) достаточность и эффективность технических решений по энергосбережению;

15) оптимальность принятых решений по инженерному обеспечению;

16) возможность и целесообразность использования автономных систем и вторичных энергоресурсов;

17) наличие безотходного (малоотходного) производства на базе полного и комплексного использования сырья и отходов;

18) обоснованность и надежность строительных решений (особенно при сооружении объекта в сложных инженерно-геологических условиях);

19) оптимальность решений по генеральному плану, их взаимосвязка с утвержденной градостроительной документацией, рациональность решений по плотности застройки территории и протяженности инженерных коммуникаций;

20) обоснованность принятых объемно-планировочных решений и габаритов зданий и сооружений исходя из необходимости их рационального использования для размещения производств и создания благоприятных санитарно-гигиенических и других безопасных условий работающим. Эффективность использования площадей и объемов зданий; обеспечение архитектурного единства и высокого уровня архитектурного облика зданий и сооружений, соответствие их градостроительным требованиям в увязке с существующей застройкой;

21) оценка проектных решений по организации строительства;

22) достоверность определения стоимости строительства;

23) оценка эффективности инвестиций в строительство объекта и условий его реализации.

По результатам экспертизы составляется заключение. Экспертный орган, осуществляющий комплексную экспертизу, подготавливает сводное экспертное заключение

по проекту строительства в целом с учетом заключений государственных экспертиз, принимавших участие в рассмотрении проекта.

Экспертное заключение должно содержать:

- краткую характеристику исходных данных, условий строительства и основных проектных решений, а также технико-экономические показатели проекта строительства;
- конкретные замечания и предложения по принятым проектным решениям, изменения и дополнения, внесенные в процессе экспертизы;
- ожидаемый эффект от их реализации (с количественной оценкой);
- общие выводы о целесообразности инвестиций в строительство с учетом экономической эффективности, экологической безопасности, эксплуатационной надежности, конкурентоспособности продукции и социальной значимости объекта;
- рекомендации по дополнительной детальной проработке отдельных проектных решений при последующем проектировании;
- рекомендации об утверждении (при отсутствии серьезных замечаний, ведущих к изменению проектных решений и основных технико-экономических показателей) или отклонении проекта.

При выявлении в результате экспертизы грубых нарушений нормативных требований экспертным органом вносится предложение о применении в установленном порядке к организациям – разработчикам проектной документации штрафных санкций или приостановлении (аннулировании) действия выданных им лицензий.

Заключение утверждается руководителем экспертного органа и направляется заказчику или в утверждающую проект инстанцию. При проведении совместной экспертизы заключение утверждается руководством экспертных органов, участвующих в рассмотрении проекта строительства.

Сроком начала экспертизы является дата утверждения руководством экспертного органа плана ее проведения (или подписания договора на экспертизу), а окончания экспертизы – дата отправки заключения заказчику или утверждающей проект инстанции.

2.2. ТРУД И КАДРЫ. ОПЛАТА ТРУДА В ЭНЕРГЕТИКЕ.

Организация труда в энергетике

Основными законодательными актами, регулирующими трудовые отношения в России являются:

- Всеобщая декларация прав человека;
- Конституция (Основной Закон) страны;
- Гражданский кодекс страны;
- Трудовой кодекс;
- Правил работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации.

- система управления предприятием;
- планы экономического и социального развития.
- Закон РФ “О коллективных договорах и соглашениях”;
- Закон РФ “О занятости населения в РФ”;

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

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

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

Промышленно-производственный персонал подразделяется на следующие категории:

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

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

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

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

Особая ответственность за бесперебойность энергоснабжения приводит к необходимости постоянного ремонтного обслуживания энергооборудования, в связи с чем на энергопредприятиях (на электростанциях или в энергосистемах, а сейчас и в специализированных ремонтных организациях) содержится значительное количество ремонтников, численность которых иногда составляет до 70% общего состава энергетического персонала.

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

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

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

- организация труда – система мероприятий, обеспечивающих рациональное использование рабочей силы, которая включает соответствующую расстановку людей в

процессе производства, разделение и кооперацию, методы нормирования и стимулирования труда, организацию рабочих мест, их обслуживание и необходимые условия труда;

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

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

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

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

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

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

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

Труд характеризуется также интенсивностью и качеством:

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

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

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

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

Применяются следующие виды норм:

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

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

Норма обслуживания – количество единиц оборудования, обслуживаемого одним человеком.

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

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

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

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

- четко определить конечный результат трудовой деятельности;

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

Нормирование труда в энергетике имеет ряд особенностей, связанных прежде всего со спецификой отрасли. Так, нормы выработки и времени могут использоваться только в энергоремонтном производстве и неприменимы в основной деятельности энергетиков при производстве различных видов энергии и энергоносителей и снабжении ими потребителей, поскольку объем энергетического производства зависит только от потребителей.

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

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

На практике используются такие методы нормирования труда:

- хронометраж: и самохронометраж рабочего времени, при котором устанавливаются фактические трудозатраты на проведение различных трудовых операций, связанных с выпуском продукции или выполнением работы (хронометраж применяется как рабочий прием и в других методах нормирования);
- экспериментальный метод, когда нормы разрабатываются при проведении специальных испытаний, которым добровольно подвергаются отдельные работники;
- метод моментных наблюдений, состоящий в периодических записях о характере выполняемых работ в каком-либо трудовом коллективе (бригаде, отделе и т.п.) и последующей специальной обработке этих наблюдений, в результате чего устанавливаются нормы трудозатрат на выполнение определенных работ;
- метод нормирования по элементам движений, представляющий собой сравнение фактического времени на выполнение отдельных движений (поднял руку, повернулся, нагнулся и т.д.) с временем усредненным, необходимым, исходя из физиологических возможностей человека.

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

Для предприятий большинства отраслей промышленности, в том числе для энергоремонтного производства, состав и структура использования рабочего времени показаны на рис. 14.

Установление рациональных норм трудозатрат имеет большое значение для оценки и последующего принятия мер в целях повышения производительности труда. Производительность труда в большинстве отраслей промышленности (P_n) определяется как

отношение годового объема производства (Π) к численности промышленно-производственного персонала (L):

$$\Pi_n = \frac{\Pi}{L} \quad (7.1)$$

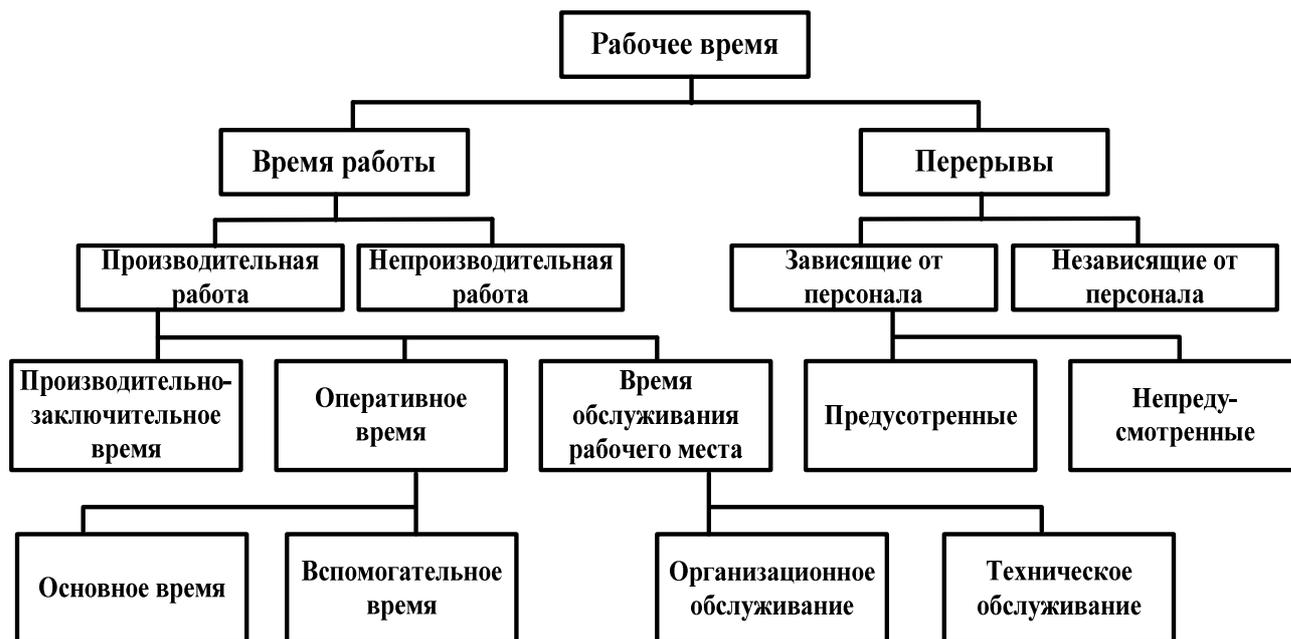


Рис. 14. Состав и структура рабочего времени

Однако в энергетике определение производительности труда подобным образом нехарактерно, поскольку, как уже говорилось, объем производства от энергетиков практически не зависит. Так, в морозную зиму производительность труда работников отопительной котельной будет значительно выше, чем в теплую, хотя их фактические затраты труда не на много изменятся. Для электростанции можно представить такой случай, когда она стоит в резерве и не вырабатывает энергию. Тогда производительность труда ее работников равна нулю?

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

$$K_{обс} = \frac{Q_{час}}{L} \quad \text{или} \quad K_{обс} = \frac{E_{час}}{L} \quad (7.2)$$

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

$Q_{час}$ – часовая энергетическая производительность оборудования, кВт (МВт), Гкал/ч, а также Гкал холода/ч, м³/ч и д.;

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

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

Заработная плата на энергетических предприятиях

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

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

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

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

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

На энергопредприятиях сдельные формы оплаты труда применяются в ремонтном хозяйстве энергетического предприятия, а также в ремонтных и строительных организациях, как независимых, так и входящих в состав энергохолдинга. Почти во всех вспомогательных подразделениях энергетического предприятия, где объемы производства известны или могут планироваться; но не могут использоваться в основном энергетическом производстве, поскольку его объемы от энергетиков не зависят.

Повременная система оплаты труда также имеет свои разновидности: простая повременная (система тарифных ставок или должностных окладов) и повременно-премиальная. Эта форма оплаты ранее основывалась на **тарифно-квалификационной системе**, которая включала единую тарифную сетку и **тарифно-квалификационный справочник**, где устанавливались зависимости степени сложности определенных работ от уровня квалификации работников, имеющих право эту работу выполнять.

Система тарифных ставок в недавнем прошлом устанавливалась практически для всех отраслей материального производства единой по всей стране. В настоящее время для рабочих предприятий электроэнергетики имеется квалификационный справочник работ и профессий рабочих электроэнергетики, а также квалификационный справочник должностей руководителей, специалистов и других служащих. Сейчас эта система, во-первых, носит рекомендательный характер, и во-вторых, предусматривает не фиксированные тарифные ставки, а соотношения между ставками разных разрядов – тарифные коэффициенты.

В энергетике применяются свои тарифные сетки и коэффициенты. Так, в АО «Мосэнерго» в 2001 г в основу такой системы была положена единая тарифная сетка, включающая разряды от 0 до 22-го. Тарифный коэффициент 1-го разряда принят равным 1, нулевого разряда – 0,9, а 22-го разряда – 9,79. Рабочие в зависимости от квалификации имеют ступени оплаты от 1 до 6.

Таблица 12

Пример тарификации и ступеней оплаты труда работников энергопредприятий

Должности работников	Тарифные разряды	Число ступеней оплаты труда
Младший обслуживающий персонал	0	4

Рабочие	1...6	4
Высококвалифицированные рабочие	7...9	4
Техники	4...6	4
Специалисты	7... 12	4
Ведущие специалисты	12...15	2...3
Административно-управленческий персонал	11...22	1 ...2

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

Повременно-премиальная система имеет много разновидностей, различия между которыми в основном сводятся к установлению предмета премирования. Прежде главным условием премирования было выполнение плановых заданий, которые и устанавливались так, чтобы их легко можно было выполнить и перевыполнить, причем в критических ситуациях широко была распространена практика «корректировки» планов в сторону понижения. Кроме того, имелось множество других показателей, позволявших претендовать на премии: освоение новой техники, экономия сырья, материалов, энергоресурсов, повышение производительности труда, повышение качества продукции или работ и т.п.

Многие из этих показателей действительно отражают повышение эффективности производства, и их выполнение заслуживает поощрения. Однако большинство из них трудно учитываемо, вследствие чего премирование носило преимущественно волевой, необъективный характер. Особенно это проявлялось в многочисленных системах внутрипроизводственного хозяйственного расчета, что привело к дискредитации самого этого понятия.

Различные формы повременной оплаты труда являются основными в энергетике. Как и везде, здесь преобладает повременно-премиальная система. Среди производственных факторов, от которых зависит премирование, в энергетике главными были выполнение плановых заданий и показателей энергопроизводства (например, коэффициент эффективного использования установленной мощности), безаварийность работы энергооборудований бесперебойность энергоснабжения и некоторые другие. Далекое не всегда эти показатели напрямую увязывались с основным экономическим показателем производственно-хозяйственной деятельности – с прибылью. В настоящее время выбор систем премирования с учетом конкретных форм и показателей всецело зависит от предприятий, которые должны быть заинтересованы в установлении прямой зависимости премирования от конечных результатов труда.

В энергетике премии начисляются к должностному окладу за фактически отработанное время, включая надбавки за высокую квалификацию, доплаты за совмещение профессий, замещение, доплаты за работу в ночное время, в праздничные, выходные дни, сверхурочное время. Каждое энергопредприятие самостоятельно разрабатывает положение о премировании рабочих с учетом тех основных показателей, которые утверждены энергосистемой для руководителей, такие, как отсутствие аварий, вызванных неудовлетворительной организацией эксплуатации, технического обслуживания и ремонта энергооборудования, выполнение графика нагрузки энергосистемы. Примеры устанавливаемых на энергопредприятиях показателей премирования рабочих ведущих профессий приведены в табл. 13.

Таблица 13

Показатели премирования рабочих

Наименование профессий	Показатели премирования
1. Котло-турбинный цех (КГЦ)	
Старший машинист КТЦ энергоблока обходчик	Старший машинист энергоблока Машинист- водогрейных котлов
	1. Выполнение плана рабочей мощности. 2. Отсутствие аварий, отказов по вине персонала.

Машинист насосных установок	
2. Цех тепловой автоматики и измерений (ТАИ)	
Оперативный персонал	1. Выполнение плана рабочей мощности. 2. Отсутствие аварий и отказов по вине персонала. 3. Отсутствие замечаний по достоверности контролирующих и измерительных приборов.
Ремонтный персонал ТАИ	1. Выполнение плана рабочей мощности. 2. Удельный вес устраненных дефектов. 3. Отсутствие аварий и отказов по вине персонала. 4. Выполнение плана ремонта приборов в срок.

В последнее десятилетие довольно широкое распространение получили коллективные формы оплаты труда, по типу прежних систем аккордной оплаты, предусматривавшейся в редких случаях – при выполнении сверхурочных, «авральных» работ. Коллективный или бригадный подряд предусматривает оплату конечного результата трудовой деятельности, для четкой фиксации которого необходимо выполнение ряда условий. Общий заработок между членами трудового коллектива распределяется по так называемому коэффициенту трудового участия (КТУ), рассчитываемому исходя из:

- тарифного разряда работника;
- фактически отработанного времени;
- соблюдения трудовой, производственной и технологической дисциплины – отсутствие прогулов, выполнение норм выработки, обслуживания и других норм при установленном качестве работы, выдерживание предписанных технологических параметров производства и т.п.;
- оказания производственно-технической помощи другим работникам коллектива (бригады);
- шефства и наставничества по отношению к малоопытным работникам и ученикам;
- выполнения общественных, в том числе цеховых, заводских, муниципальных и даже государственных обязанностей без ущерба для основной деятельности и др.

На практике определение КТУ свелось к расчету по двум первым показателям – по тарифной ставке и по фактически отработанному времени, ибо выявление и оценка других изначально заявленных факторов трудового участия бывает затруднительна и подчас необъективна.

Доходы работников энергопредприятий зависят от трудовых показателей и складывающейся экономической ситуации: уровня цен и тарифов, степени участия в акционировании энергетических объектов, системы социальной защиты. Ввиду этого появляется необходимость разграничения: доходов, полученных в виде заработной платы; выплат социального характера за счет средств предприятия; выплат из централизованных фондов; доходов, являющихся частью прибыли предприятия. Первый вид доходов включается в фонд заработной платы. Второй и третий – связаны с использованием средств страховых фондов (социального, медицинского страхования, пенсионного обеспечения и других видов страхования, как обязательного, так и добровольного). Четвертый вид – это денежные выплаты и сумма благ, полученных из фондов, образованных за счет чистой прибыли предприятия.

Включению в фонд заработной платы подлежат:

- оплата за отработанное время, начисленная работникам по тарифным ставкам и окладам, за выполненную работу по сдельным расценкам;
- стоимость товаров или продуктов, выданных работникам в порядке натуральной оплаты труда;

- оплата специальных рабочих перерывов в соответствии с законодательством Российской Федерации;
- суммы индексации (компенсации, пени) за несвоевременную выплату заработной платы и в связи с повышением стоимости жизни;
- компенсационные выплаты, связанные с режимом работы и условиями труда; выплаты, обусловленные районным регулированием оплаты труда по районным коэффициентам;
- доплаты за работу во вредных или опасных условиях и на тяжелых работах, за работу в ночное время, многосменный режим работы, оплата работы в выходные и праздничные дни, оплата сверхурочной работы и в других случаях, установленных законодательством Российской Федерации;
- надбавки к заработной плате, выплаченные работникам в связи с подвижным (разъездным) характером работы;
- стимулирующие доплаты и надбавки к тарифным ставкам и окладам (за профессиональное мастерство, совмещение профессий и т.д.);
- ежемесячные или ежеквартальные вознаграждения (надбавки) за выслугу лет, стаж работы;
- премии и вознаграждения (включая стоимость натуральных премий), носящие систематический характер, независимо от источников их выплаты;
- оплата труда квалифицированных рабочих, руководителей, специалистов организаций, привлекаемых для подготовки, переподготовки и повышения квалификации работников;
- оплата труда лиц, принятых на работу по совместительству;
- оплата труда (вознаграждение) работников не списочного состава, в том числе за выполнение работ по договорам гражданско-правового характера, предметом которых является выполнение работ и оказание услуг;
- оплата за неотработанное время, в том числе: оплата ежегодных и дополнительных отпусков, оплата льготных часов подростков, инвалидов I и II групп, оплата учебных отпусков, предоставленных работникам, обучающимся в образовательных учреждениях и при повышении квалификации;
- оплата простоев не по вине работника за время вынужденного прогула;
- оплата дней невыхода по болезни за счет средств организации (кроме пособий по временной нетрудоспособности);
- единовременные поощрительные и другие выплаты, в том числе: единовременные премии независимо от источников их выплаты, вознаграждение по итогам работы за год, годовое вознаграждение за выслугу лет (стаж работы);
- денежная компенсация за неиспользованный отпуск;
- материальная помощь, предоставленная сем или большинству работников; стоимость бесплатно выдаваемых работникам в качестве поощрения акций;
- другие единовременные поощрительные выплаты (в связи с праздничными днями и юбилейными датами, стоимость подарков работникам и др.);
- оплата питания, жилья, топлива и коммунальных услуг.

К выплатам социального характера относятся:

- выходное пособие при прекращении трудового договора; I суммы, выплаченные уволенным работникам на период трудоустройства в связи с реорганизацией или ликвидацией организации, сокращением численности или штата работников;
- единовременные пособия (выплаты, вознаграждения) при выходе на пенсию, доплаты к пенсиям работающим пенсионерам за счет средств организации;
- страховые платежи (взносы), уплачиваемые организацией по договорам личного, имущественного и иного добровольного страхования в пользу работников (кроме обязательного государственного личного страхования);

- страховые платежи (взносы), уплачиваемые организацией по договорам добровольного медицинского страхования работников членов их семей, расходы по оплате учреждениям здравоохранения услуг, оказываемых работникам;

- оплата путевок работникам и членам их семей на лечение, отдых, экскурсии, путешествия (кроме выданных за счет средств -Ударственных социальных внебюджетных фондов);

- компенсации и льготы (доплаты, оплата дополнительного отпуска, путевок, денежная компенсация стоимости путевок и т. п.) за счет бюджетных средств работникам, подвергшимся радиации вследствие катастрофы на Чернобыльской АЭС;

- оплата абонементов в группы здоровья, занятий в спортивных секциях, расходов по протезированию и другие подобные расходы;

- оплата подписки на газеты, журналы, оплата услуг связи в личных целях;

- возмещение платы работников за содержание детей в дошкольных учреждениях;

- стоимость подарков и билетов на зрелищные мероприятия детям работников за счет средств организации;

- компенсация и другие выплаты женщинам, находившимся в частично оплачиваемом отпуске по уходу за ребенком (без пособий по государственному социальному страхованию);

- суммы, выплаченные за счет средств организации, в возмещение вреда, причиненного работникам увечьем, профессиональным заболеванием либо иным повреждением их здоровья;

- компенсация работникам морального вреда, определяемая судом, за счет средств организации;

- оплата стоимости проездных документов к месту работы и обратно;

- материальная помощь, предоставленная отдельным работникам по семейным обстоятельствам, на медикаменты, погребение и т. п.;

- расходы на платное обучение работников, не связанное с производственной необходимостью, расходы на платное обучение членов семей работников;

- другие выплаты.

Для формирования централизованных фондов социальной защиты работников в Российской Федерации введены: единый социальный налог, взносы на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний. Кроме того, предприятия могут заключать договоры о добровольном пенсионном обеспечении своих работников с негосударственными пенсионными фондами. За счет перечисленных средств могут осуществляться следующие выплаты:

- государственные пособия работникам, имеющим детей, за счет бюджетных средств;

- пособия и другие выплаты за счет средств государственных социальных внебюджетных фондов, в частности пособия по временной нетрудоспособности, беременности и родам, при рождении ребенка, по уходу за ребенком, оплата санаторно-курортного лечения, отдыха работников и их семей;

- страховые выплаты по обязательному социальному страхованию от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;

- выплаты, производимые страховыми организациями, по договорам личного, имущественного и иного страхования; % доходы по акциям и другие доходы от участия работника в собственности организации (дивиденды, проценты, выплаты Долевым паям и т.д.);

- вознаграждения авторам открытий, изобретений и промышленных образцов;

- стоимость выданной спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты;

- компенсация работнику за использование личных автомобилей в служебных целях; - выплаты неработающим пенсионерам;

- командировочные расходы в пределах и сверх норм, установленных законодательством Российской Федерации;

- расходы на платное обучение работников, связанное с производственной необходимостью, на основе договоров между организацией и образовательным учреждением, получившим государственную лицензию;

- оплата стоимости проезда обучающихся работников к месту нахождения учебного заведения и обратно;

- возвратные заемные денежные средства, выданные организацией работнику, сумма материальной выгоды, полученная с экономии на процентах за пользование заемными средствами;

- безвозмездные субсидии, предоставленные работникам на жилищное строительство или приобретение жилья.

Нормируемая величина расходов на оплату труда персонала, занятого основной деятельностью, определяется на основе отраслевых нормативов численности, обслуживания энергетических объектов и расчетов средней заработной платы.

На энергопредприятиях размер премии дифференцируется в зависимости от значимости и роли профессии. По каждому виду показателей премирования премия устанавливается отдельно. Например, старшему машинисту котлотурбинного цеха установлен общий размер премии к должностному окладу в размере 55%, за выполнение плана рабочей мощности – 30%, отсутствие аварий и отказов по вине персонала 40%, другие показатели 30% от общего размера премии (55%).

Единовременное вознаграждение за выслугу лет зависит от не прерывного стажа работы на энергопредприятии и определяется; в долях от месячной тарифной ставки (оклада). Уже при стаж (непрерывной работы от одного до трех лет вознаграждение составляет 60 %, а при стаже работы, превышающем 15 лет – 150 % Выплата единовременного вознаграждения за выслугу лет производится один раз в год в начале следующего календарного года.

2.3. КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ В ЭНЕРГЕТИКУ.

Капиталовложения в энергетическое оборудование.

Капитальные вложения – это затраты материальных, трудовых и денежных ресурсов на создание новых и реконструкцию действующих основных средств. При оценке объема капитальных вложений должны учитываться следующие мероприятия по использованию резервов в системе: повышение доли экономичных КЭС «выработке электроэнергии; максимальное использование тепловой мощности ТЭЦ или установка дополнительных пиковых котлов (например, при подключении новых потребителей); реконструкция конденсационных турбин для работы в теплофикационном режиме; снижение потребления электрической и тепловой энергии за счет внедрения менее энергоемких технологических процессов, модернизации энергопотребляющего оборудования для повышения КПД и, как следствие, снижение удельных расходов энергии на единицу продукции; использование нетрадиционных источников энергии (низкопотенциальной теплоты сбросных вод предприятий и электростанций с помощью теплонаносных установок и теплоты сбросного вентиляционного воздуха); повыше-Яр Доли использования вторичных энергоресурсов (например, сжигание бытового мусора для получения горячей воды для отопления и др.).

Таблица 14

Нормативы распределения капиталовложений в стоимости строительно-монтажных работ по годам строительства энергетических объектов, %

Тип электростанции и мощность, МВт	Годы строительства						
	1	2	3	4	5	6	
ТЭЦ 420	13/15	32/35	40/40	15/10	–	–	
ТЭС 1200	15/25	29/32	35/29	19/13	2/1	–	–
ТЭС 2400	8/16	14/18	18/19	22/19	23/18	18/14	3/2
АЭС 2000	3/7	10/14	20/18	23/20	23/20	18/16	3/5

Для оценки эффективности необходимо проводить расчет капитальных вложений с учетом периода строительства и распределения их по годам (табл. 14). Для облегчения расчета и оценки капиталовложений на предпроектной стадии разработана система укрупненных показателей. Укрупненные сметные нормы (УСН) и укрупненные показатели стоимости (УПС) строительства энергетических объектов широко используются в проектировании.

Примечание. В числителе указан процент капиталовложений, в знаменателе – процент строительно-монтажных работ.

Это усредненные стоимости укрупненных единиц объемов строительных и монтажных работ или отдельных элементов, определяемые на основе типовых проектов и данных о ранее выполненных конкретных объектах. При составлении сметно-финансового расчета по данным объемов работ только по основным сооружениям в УПС должны включаться затраты подсобно-вспомогательного назначения (на временные сооружения и т.д.). В УПС на строительные работы за удельные измерители принимаются: кубометр здания, квадратный метр площади, кубометр железобетона, километр наружных трубопроводов, метр туннеля, отдельные объекты (фундамент, дымовая труба, градирня и т.д.). По оборудованию в УПС измерителями являются: агрегат, турбина, парогенератор, установка, щит, трансформатор, комплект и т.д. Зная по проектным материалам объемы работ и характеристику оборудования, можно подсчитать необходимые затраты.

Величина капиталовложений в энергетические установки и их структура зависят от многих факторов: типа установки и ее мощности, числа единиц основного энергетического оборудования, параметров устанавливаемых агрегатов, применяемых схем технологических связей, местных условий (строительно-геологических, топографических, климатических), степени индустриализации строительства. Приближенные расчеты капитальных затрат в строительстве объектов производятся по укрупненным показателям стоимости, которые разрабатываются проектными организациями на основе материалов конкретных проектов и их статистической обработки. Укрупненные показатели даются на 1 м³ здания определенного типа (р./м³), один агрегат данных параметров (р./кВт), единицу массы теплообменника (р./кг) и т.д.

Можно определить приближенно капитальные вложения и известной структуре капиталовложений объекта-аналога (исход из производительности объекта, доли материальных затрат и т.д.). Чаще применяется смешанный метод, когда стоимость оборудования определяется по УПС, а затраты на строительно-монтажные работы (СМР) и прочие – на основе структуры капиталовложений аналогичного энергетического объекта.

Методы определения капитальных затрат зависят от типа установки и ее назначения. Стоимость строительства тепловой электростанции любого типа:

$$K_{ст} = K_{уд} \cdot N_y, \quad (8.1)$$

где $K_{уд}$ – удельные капиталовложения, р./кВт;

N_y – установленная мощность, кВт.

Удельные капиталовложения зависят от типа агрегата, вида топлива, района строительства, единичной электрической и тепловой мощности агрегата, числа агрегатов. В проектных организациях разработаны УПС капитальных вложений, отнесенные на один энергоблок, котел или турбину в отдельности с указанием доли затрат на оборудование и СМР. При их использовании капиталовложения могут быть определены по следующей методике.

Расчет капитальных вложений блочных КЭС по укрупненным Указателям стоимости с учетом коэффициента дефлятора стоимости основных средств рассматриваемого года по отношению к базовому году может производиться по следующей формуле:

$$K = [K_1 + K_2 \cdot (n_{бл} - 1)] \cdot k_p \cdot k_m \cdot k_{инф}, \quad (8.2)$$

где K_1, K_2 – капитальные вложения соответственно в первый и последующий агрегаты, определенные по нормативам на уровне стоимости базового года;

$k_p, k_m, k_{инф}$ – коэффициенты, учитывавшие район сооружения, вид топлива и уровень инфляции основным фондам соответственно в рассматриваемом или прогнозируемом году.

Удельные капиталовложения определяются по следующему выражению, млн. р./МВт:
Для электростанций с поперечными связями, млн. р./МВт:

$$K_{уд} = K / N_{КЭС}, \quad (8.3)$$

где цельные капиталовложения определяются по следующему выражению, млн. р.:

$$K = \left(K_{1к} + \sum_{i=1}^n K_{n.ki} + K_{1m} + \sum_{i=1}^m K_{n.mi} \right) \cdot k_p \cdot k_m \cdot k_{инф}, \quad (8.4)$$

где $K_{1к}, K_{1m}$ – капиталовложения соответственно в первый котел и первую турбину;

$K_{n.ki}, K_{n.mi}$ – капиталовложения соответственно последующие котлы и последующие турбины;

n, m – соответственно общее число котлов и турбин любых типов.

Стоимость головных агрегатов (первых) включает в себя, кроме стоимости оборудования и здания, еще часть стоимости объектов, без которых невозможно ввести в эксплуатацию первый агрегат – это общие затраты для первого и последующих агрегатов а именно: подъездные пути, подготовку площадки, устройства связи и водоснабжения и т.д. К стоимости электростанций могут вводиться поправки по системам экологической защиты, степени автоматизации и т. п.

Капиталовложения в котельные определяются по формуле

$$K = \left(K_{2к} + \sum_{i=1}^n K_{n.ki} \right) \cdot k_p \cdot k_m \cdot k_{инф}, \quad (8.5)$$

где $K_{2к}$ – капиталовложения соответственно в первые два котла;

$K_{n.ki}$ – капиталовложения соответственно в последующие котлы и последующие турбины;

n – общее число котлов.

Капиталовложения в электрические сети зависят от длины ЛЭП, мощности подстанции, района сооружения и типа местности, а в тепловые – от протяженности и диаметра сети. Капитальные затраты в теплообменное оборудование по УПС могут быть определены в зависимости от массы аппарата или характерного размера, например поверхности теплообменника.

Капиталовложения подразделяются на активные и пассивные, по которым производят анализ их структуры.

От **активных капиталовложений** непосредственно зависит производительность установки. К ним относятся: затраты на технологическое оборудование с учетом обвязки и монтажа, КИПиА, НИР, ОКР и т.д. Пассивные капитальные вложения обеспечивают нормальные условия труда персонала и эксплуатации энергетического объекта. Они включают в себя: затраты на здания, сооружения, дороги, очистные сооружения, освещение, отопление, вентиляцию и пр. Чем выше доля активной части капиталовложений, а в ней доля на технологическое оборудование, тем качественнее структура. В энергетике доля пассивных капиталовложений составляет 40...65%, в зависимости от типа объекта.

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

$$K = Z_{пост} + Z_{пер} = Z_{пост} + K_{уд.пер} \cdot N^m, \quad (8.6)$$

где $K_{уд.пер}$ – удельные условно-переменные капиталовложения;

N – установленная мощность энергетического объекта;

m – показатель степени.

Тогда удельные капитальные вложения

$$K_{уд} = Z_{пост} / N + K_{уд.пер} \cdot N^{m-1}. \quad (8.7)$$

Условием разделения затрат является их зависимость (переменные) или независимость (постоянные) от мощности электростанции (рис. 15).

Повышение мощности электростанции может быть вызван масштабным фактором, т.е. увеличением числа единиц энергетического оборудования или установкой оборудования большей единичной мощности.

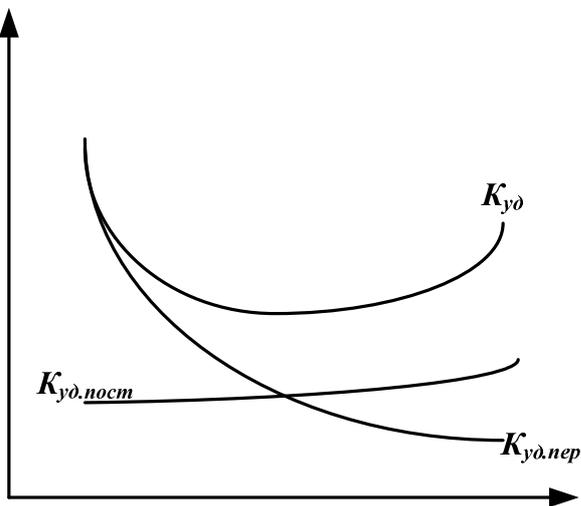


Рис. 15. Зависимость удельных капиталовложений от мощности оборудования электростанции

Повышение единичных мощностей агрегатов приводит, как правило, к снижению удельных капитальных затрат и ведет к относительно меньшим снижениям удельных капиталовложений. Это является результатом влияния двух факторов, действующих в противоположных направлениях: с одной стороны, снижения доли условно постоянных затрат, приходящихся на единицу установленной мощности, с другой – увеличения затрат, связанного с усложнением конструкции, использованием более качественных материалов и изменением параметров теплоносителей.

Число однотипных агрегатов, установок также оказывает влияние на уровень удельных капитальных затрат. При увеличении числа агрегатов снижается доля условно-постоянных затрат, приходящаяся на единицу мощности энергетического объекта. В случае высокой концентрации мощности (число агрегатов превышает 10...12 единиц) удельные капиталовложения могут возрастать за счет удорожания транспортных связей при учете капитальных затрат на строительство ЛЭП, тепловых сетей и т.д. (рассматривается энергетическая цепочка). Поэтому существует оптимальное наименьшее значение удельных капитальных вложений, которому соответствует предельное число агрегатов, располагаемых на одной территории. Для обеспечения надежности энергоснабжения могут создаваться резервные установки, что приводит к увеличению удельных капитальных вложений.

Высокая капиталоемкость энергетического оборудования обуславливает необходимость эффективного использования капиталовложений и изучения направлений возможного повышения их эффективности. Этого можно достигнуть за счет комплекса целенаправленных мероприятий: улучшением проектов, разработкой ад с учетом опыта строительства и применением более совершенного энергетического и другого оборудования. В этих проектах применяются новые компоновочные решения, строительные конструкции и материалы, а также предусматривается более совершенная организация работ, что позволяет 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, повышения эффективности капитальных вложений можно добиться следующими путями.

1. Рациональным проектированием, включающим в себя:

- улучшение качества проекта и сокращение сроков проектирования, реализацию достижений научно-технического прогресса (в настоящее время 50% проектов ниже мирового уровня, 25% спроектировано 10 лет назад и более);
- типизацию отдельных элементов и сооружений в целом;
- выбор рациональной схемы использования топлива вторичных энергоресурсов;
- разумную концентрацию мощности (возрастание единичной мощности и числа агрегатов, комбинирование, применение энерготехнологии);
- применение безотходных экологически чистых производств;
- согласованность сроков строительства с потребителями с учетом развития жилищно-коммунального и культурного секторов;
- создание и внедрение новых методов получения и передачи энергии;
- увеличение единичной мощности энергетических машин и пропускной способности линий электропередачи, базирующихся на новых принципах получения и передачи энергии;
- повышение уровня механизации и автоматизации производства теплоты и электроэнергии;
- создание эффективности ТЭС на базе дешевых углей открытой добычи, особенно в восточных районах страны.

2. Рациональным строительством, предусматривающим:

- повышение уровня индустриализации строительства;
- повышение уровня заводской готовности оборудования и строительных конструкций;
- сокращение числа одновременно строящихся объектов, уменьшение незавершенного строительства;
- возрастание доли реконструкции и технического перевооружения.

3. Рациональной эксплуатацией, включающей в себя:

- повышение уровня использования имеющихся мощностей;
- увеличение коэффициента сменности.

Понятие, состав и структура основных средств

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

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

Классификация основных средств:

1. По назначению и сфере применения:
 - основные производственные средства;
 - основные непроизводственные средства.
2. По степени использования:
 - находящиеся в эксплуатации основные средства;
 - находящиеся в резерве основные средства;
 - находящиеся в стадии достройки, реконструкции, частичной ликвидации;
 - находящиеся на консервации.

3. В зависимости от имеющихся прав на имущество:
 - объекты, принадлежащие предприятию на правах собственности;
 - объекты, находящиеся в оперативном управлении или хозяйственном ведении;
 - объекты, полученные в аренду.
4. По натурально-вещественному составу (далее приводится состав для энергопредприятия):
 - здания (производственно-технические, служебные и др.) – 14 %;
 - сооружения (водопроводные, гидротехнические, канализационные и др.) – 16%;
 - передаточные устройства (электросети, теплосети, трубо- и газопроводы) – 33 %;
 - машины и оборудование, в том числе: силовые машины и оборудование (генераторы, двигатели, котлы, турбины, электродвигатели, трансформаторы и т.д.) – 33%, рабочие машины и оборудование (металлорежущее, прессовое, химическое, электросварочное, электротермическое и т.д.) – 1 %, измерительные и регулирующие приборы и устройства, лабораторное оборудование – 1 %, вычислительная техника – 2 %;
 - транспортные средства (автомобили, конвейеры, электрокары, электровозы и т.д.);
 - инструменты, производственный и хозяйственный инвентарь.

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

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

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

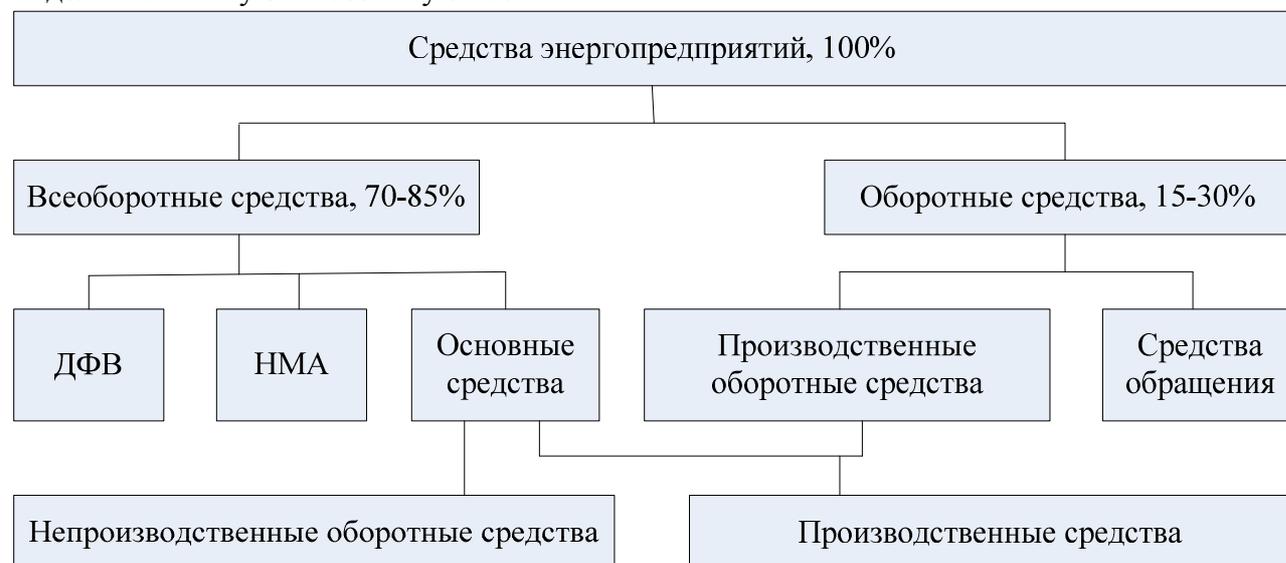


Рис. 16. Классификация средств энергопредприятий

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

Пассивная часть создает необходимые условия для функционирования активной части.

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

Методы оценки основных средств.

Основные средства учитываются в натуральных и стоимостных показателях.

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

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

Существуют 3 метода оценки основных средств:

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

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

2. По восстановительной стоимости.

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

Восстановительная стоимость определяется путем переоценки основных средств.

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

- по официально-публикуемым индексам (например, индексы изменения сметной стоимости, индекс дефлятор ВВП и пр.) ;

- прямым пересчетом по документально подтвержденным рыночным ценам.

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

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

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

3. По остаточной стоимости.

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

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

В балансе предприятия основные средства отражаются по остаточной стоимости.

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

Амортизируемая стоимость – это стоимость, которую необходимо перенести на готовую продукцию. В Российской экономической практике – это первоначальная

(восстановительная) стоимость, в мировой практике – разность между первоначальной и ликвидационной стоимостью.

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

$$\Phi_{\text{ср.г.}} = \frac{0,5\Phi_n + \sum \Phi_{mi} + 0,5\Phi_k}{12} \quad (8.8)$$

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

$$\Phi_{\text{ср.г.}} = \Phi_n + \frac{\sum \Phi_{\text{пост.}} - t_3}{12} - \frac{\sum \Phi_{\text{выб.}} (12 - t_3)}{12} \quad (8.9)$$

где t_3 – число полных месяцев эксплуатации основных средств;
 $\Phi_{\text{пост.}}$ – стоимость поступивших в течение года основных средств;
 $\Phi_{\text{выб.}}$ – стоимость выбывших в течение года основных средств.

Износ основных средств.

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

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

Виды износа:

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

2). **Моральный износ** делится на:

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

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

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

Кроме этого, можно выделить частичный и полный износ.

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

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

Амортизация основных средств.

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

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

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

Начисление амортизации может производиться одним из четырех следующих методов, при этом годовая сумма амортизационных отчислений (A_r) определяется:

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

$$A_r = \frac{\Phi_n \cdot H_a}{100\%} \quad (8.10)$$

где Φ_n – срок полезного использования;

H_a – норма амортизации.

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

$$A_r = \Phi_{ост} \cdot (H_A)_{лин} \cdot \frac{K_y}{100} \quad (8.11)$$

где K_y – коэффициент ускорения

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

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

$$A_r = \Phi_n \cdot \frac{n}{S} \quad (8.12)$$

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

S – сумма чисел лет.

$$S = \frac{T_n(T_n + 1)}{2} \quad (8.13)$$

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

$$A_r = Q_{ф} \cdot \frac{\Phi_n}{Q_{пл}} \quad (8.14)$$

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

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

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

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

Особенности начисления амортизации и исчисления прибыли.

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

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

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

- 1) все недолговечное имущество со сроком полезного использования от 1 года до 2-х лет включительно;
- 2) 2-3 года;
- 3) 3-5 лет;

- 4) 5-7 лет;
- 5) 7-10 лет;
- 6) 10-15 лет;
- 7) 15-20 лет;
- 8) 20-25 лет;
- 9) 25-30 лет;
- 10) свыше 30 лет.

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

Показатели наличия, движения и эффективности использования основных средств

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

$$\Phi_k = \Phi_n + \Phi_{\text{пост}} - \Phi_{\text{выб}} \quad (8.15)$$

Показатели движения основных средств:

1. Коэффициент поступления (ввода) основных средств:

$$K_{\text{пост}} = \frac{\Phi_{\text{пост}}}{\Phi_k} \quad (8.16)$$

2. Коэффициент выбытия основных средств:

$$K_{\text{выб}} = \frac{\Phi_{\text{выб}}}{\Phi_n} \quad (8.17)$$

3. Коэффициент обновления основных средств:

$$K_{\text{обн}} = \frac{\Phi_{\text{нов}}}{\Phi_k} \quad (8.18)$$

4. Коэффициент ликвидации основных средств:

$$K_{\text{ликв}} = \frac{\Phi_{\text{ликв}}}{\Phi_n} \quad (8.19)$$

5. Коэффициент прироста основных средств:

$$K_{\text{пр}} = \frac{\Phi_{\text{пост}} - \Phi_{\text{выб}}}{\Phi_k} \quad (8.20)$$

Показатели степени годности основных средств:

- 1) коэффициент износа основных средств:

$$K_{\text{изн}} = A_{\Sigma} / \Phi_{\text{перв}} \quad (8.21)$$

где $\Phi_{\text{перв}}$ – первоначальная стоимость

- 2) коэффициент годности основных средств:

$$K_{\text{годн}} = \frac{\Phi_{\text{ост.}}}{\Phi_{\text{перв}}} \quad (8.22)$$

При этом $K_{\text{изн}} + K_{\text{годн}} = 1$

Показатели эффективности использования основных средств.

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

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

1. Показатель фондоотдачи:

$$\Phi_{\text{отд}} = \Phi / Q, \quad (8.23)$$

где Q – объем произведенной продукции;
 Φ – средний показатель стоимости основных средств.

2. Показатель фондоемкости.

$$\Phi_{емк} = \Phi / Q = 1 / \Phi_{отд}. \quad (8.24)$$

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

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

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

$$\beta_{фв} = \Phi / n_n \quad (8.25)$$

где Φ – среднегодовая стоимость основных средств энергопредприятия;

n_n – численность промышленно-производственного персонала.

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

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

$$\beta_э = T_p / T_k \quad (8.26)$$

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

Коэффициент интенсивного использования оборудования:

$$\beta_u = N_{cp} / N_{уст} \quad (8.27)$$

где N_{cp} – средняя загруженная мощность энергооборудования;

$N_{уст}$ – установленная мощность энергооборудования.

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

Интегральный коэффициент – это произведение экстенсивного и интенсивного коэффициентов:

$$\beta_{инт} = \beta_э \cdot \beta_u = \mathcal{E}_2 / (8760 \cdot N_{уст}) \quad (8.28)$$

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

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

$$H_{уст} = \mathcal{E}_2 / N_{уст} \quad (8.29)$$

Таким образом, взаимосвязь интегральных показателей видна из следующего соотношения:

$$H_{уст} = 8760 \cdot \beta_{инт} \quad (8.30)$$

Нематериальные активы и их амортизация.

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

К нематериальным активам относятся права, возникающие:

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

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

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

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

Деловая репутация фирмы возникает в результате купли-продажи действующих предприятий. Также предприятия покупаются и продаются по рыночной цене. Отклонение рыночной цены от стоимости активов и составляет величину деловой репутации фирмы или ее цену.

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

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

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

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

2.4. ОБОРОТНЫЕ СРЕДСТВА ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЙ.

Понятие, состав и структура оборотных средств.

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

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

Фонды обращения призваны обслуживать процесс реализации продукции и включают:

- готовую продукцию;
- денежные средства;
- средства в расчетах.

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

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

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

- 1) материально-производственные запасы:

- сырье, основные материалы, покупные полуфабрикаты и комплектующие изделия;
 - вспомогательные материалы;
 - топливо;
 - тара;
 - запасные части.
- 2) находящиеся в процессе производства средства:
- незавершенное производство;
 - расходы будущих периодов – это расходы, произведенные сейчас, но относящиеся к будущим периодам (заранее уплаченная арендная плата);
- 3) готовая продукция:
- готовая продукция на складе предприятия;
 - готовая продукция отгруженная;
- 4) денежные средства и средства в расчетах:
- дебиторская задолженность;
 - краткосрочные финансовые вложения;
 - денежные средства.

Структура оборотных средств характеризуется удельным весом отдельных элементов оборотных средств в общей совокупности и выражается в процентах и для предприятий энергетики представлена в табл.15.

Таблица 15

Структура нормируемых оборотных средств в энергетике, %

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

Кругооборот и оборачиваемость оборотных средств.

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

Схема кругооборота:

Д (деньги) - Т (товар) - ... - П (пр-во) - ... - Т' (новый товар) - ... - Д' (новые деньги)
 Д – МПЗ - ... - НП - ... - ГП – Д' –

 I II III
 МПЗ – материально-производственные запасы
 НП – незавершенное производство
 ГП – готовая продукция
 Д' – выручка от реализации

Принято выделять три стадии кругооборота:

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

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

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

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

Для оценки эффективности использования оборотных средств применяют следующие показатели:

1. Коэффициент оборачиваемости:

$$K_{об} = \frac{Q}{\overline{ОС}} \quad (9.1)$$

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

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

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

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

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

2. Коэффициент закрепления оборотных средств:

$$K_{закр} = \frac{\overline{ОС}}{Q} \quad (9.2)$$

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

3. Длительность одного оборота:

$$D_{об} = \frac{T_n}{K_{об}} = T_m \cdot K_{закр} \quad (9.3)$$

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

4. Длительность одного оборота:

Оборачиваемость запасов – другой показатель того, насколько хорошо энергопредприятие распоряжается своим оборотным капиталом. Оценка проводится по отдельным элементам материальных запасов, в основном по топливу, запасным частям, вспомогательным материалам или в целом по всем видам запасов, и используемым на энергопредприятии:

$$\beta_{об} = \frac{Z_{pi}}{\overline{ОС}_i} \quad (9.4)$$

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

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

Длительность оборота можно сравнивать вне зависимости от величины расчетного периода.

Ускорение оборачиваемости равносильно дополнительному вовлечению денежных средств в хозяйственный оборот.

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

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

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

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

Методы оценки отдельных элементов оборотных средств.

При поступлении на предприятие материально-производственные запасы учитываются по фактической себестоимости. Фактическая себестоимость складывается из затрат на приобретение материальных ресурсов и включает в себя стоимость этих ресурсов, наценки и комиссионное вознаграждение, уплаченное снабженческим организациям; таможенные пошлины; расходы на транспортировку, хранение и доставку, выполняемые сторонними организациями.

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

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

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

Нормирование оборотных средств (определение потребности в оборотных средствах).

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

Норма – это минимальный запас, установленный в относительных величинах.

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

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

$$H_{oc} = H_z \cdot P_{од} \quad (9.5)$$

где H_{oc} – норматив оборотных средств;

H_z – норма запаса;

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

Нормативы бывают общие и частные.

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

Общий норматив характеризует общую потребность предприятия в оборотных средствах.

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

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

Методы нормирования:

1. Аналитический метод (опытно-статистический или отчетно-статистический). Этот метод основан на статистических данных по использованию оборотных средств. Учитывает сложившуюся на предприятии практику организации производства, труда и управления. Точность расчетов зависит от имеющихся на предприятии отчетных данных и опыта работников.

2. Метод прямого счета предусматривает расчет экономически обоснованных нормативов по каждому элементу оборотных средств. Точность зависит от уровня прогрессивности и степени напряженности норм на предприятии. Связан с большими затратами труда.

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

Нормирование материальных запасов.

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

При определении нормы необходимо учитывать:

1) время нахождения материалов и топлива в пути, для крупных предприятий ежедневно потребляющих большие объемы;

2) время приемки, разгрузки, сортировки, складирования и т.п.;

3) время подготовки материала к производству;

4) время пребывания материалов в виде текущего складского запаса – это время является основой для определения нормы запасов в днях.

Норма оборотных средств на образование текущего складского запаса определяется:

- средний интервал поставок между двумя поставками:

$$I_{cp} = T_n / n, \quad (9.6)$$

где T_n – длительность периода

n – количество поставок за этот период.

- норма текущего запаса

$$H_{m.z.} = 0,5 I_{cp} \quad (9.7)$$

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

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

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

$$B_{ni} = \sum V_i \cdot g_i \cdot T_z \quad (9.8)$$

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

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

T_z – норма запаса в днях.

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

$$B_m = (W_c \cdot b_z + Q_c \cdot b_m) \cdot T_z \cdot Q_{ysl} / Q_n \quad (9.9)$$

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

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

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

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

$$B_{oi} = B_{ni} \cdot C_i \quad (9.10)$$

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

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

$$C_{ср}^n = \left[(C_{1.01}^n + C_{31.12}^n) / 2 + C_{1.04}^n + C_{1.07}^n + C_{1.10}^n \right] / 4 \quad (9.11)$$

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

2.5. СЕБЕСТОИМОСТЬ В ЭНЕРГЕТИКЕ.

Основные составляющие себестоимости предприятия и энергосистемы

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

Себестоимость энергетической продукции и издержки ее производства входят в состав основных показателей деятельности энергопредприятий. Издержки производства планируются путем составления сметы затрат. Их планирование необходимо для определения расчетного объема финансовых средств энергоснабжающих организаций, включающего в себя себестоимость и прибыль по основным видам энергетической продукции за планируемый период.

Смета затрат составляется, как правило, на год с использованием прогнозных цен, тарифов и других стоимостных оценок. Периодически смета уточняется (ежеквартально или ежемесячно) в связи с изменением цен, тарифов, уровня оплаты труда и других факторов, обусловленных состоянием экономической и финансовой среды.

При проведении анализа финансово-хозяйственной деятельности сопоставляются плановые и фактические показатели себестоимости энергетической продукции.

Состав издержек зависит от типа, состава и уровня энергетического объекта. В качестве таких объектов могут рассматриваться ФСК ЭЭС, ММСК, МРСК, ТГК и ОГК, предприятия тепловых сетей (ПТС).

Затраты ОАО «ФСК ЭЭС» по передаче электрической энергии включают в себя:

$$Z_{ФСК} = \sum Z_{ММСК} + \sum Z_{СОЦДУ} + \sum Z_{прис} + \sum Z_{общ} + \sum Z_{пок} \quad (10.1)$$

где $\sum Z_{ММСК}$ – затраты по межрегиональным магистральным сетевым компаниям (ММСК), входящим в состав ОАО «ФСК ЭЭС» по передаче электроэнергии с учетом затрат на потери электроэнергии;

$\sum Z_{СОЦДУ}$ – затраты на оплату услуг ОАО «СО ЦДУ»;

$\sum Z_{прис}$ – затраты на присоединение к оптовому рынку электроэнергии;

$\sum Z_{общ}$ – общехозяйственные затраты ОАО «ФСК ЭЭС»;

$\sum Z_{нок}$ – затраты на покупку электроэнергии у ОГК, ТГК и независимых производителей работающих в текущий момент времени на оптовом рынке электроэнергии;

Следует помнить, что в настоящее время при установлении тарифов на электроэнергию различают затраты на содержание сети в целом и ставку на потери электроэнергии.

Исходя из указанных особенностей затраты ОАО «ФСК ЕЭС» изменяются в зависимости от графика нагрузки и состава и типа электростанций покрывающих указанный график нагрузки оптового рынка.

Себестоимость электроэнергии зависит:

- от природных факторов (наличия гидроресурсов, запасов органического топлива и т.д.);

- режима электропотребления;

- конфигурации сети, ее протяженности, плотности электрических нагрузок;

- структуры генерирующих мощностей;

- оптимизации режимов работы электростанций.

При определении затрат производства для ОГК (ТГК) учитываются они по всем электростанциям, входящим в энергообъединение:

$$Z_{ОГК(ТГК)} = \sum Z_{см} + \sum Z_{общ} \quad (10.2)$$

где $\sum Z_{см}$ – суммарные затраты по электростанциям, входящим в состав энергообъединение;

$\sum Z_{общ}$ – общехозяйственные затраты.

При составлении сметы затрат по энергетическому предприятию учитываются следующие статьи затрат:

$$Z_c = Z_m + Z_v + Z_{с.м} + Z_{всп} + Z_{усл} + Z_{о.т} + Z_{ЕСН} + A_{о.с} + Z_{нок} + Z_{пр} \quad (10.3)$$

где Z_m – затраты на топливо для технологических целей;

Z_v – затраты на воду, включая платежи в бюджет за водопользование;

$Z_{с.м}$ – затраты на сырье и материалы, в основном для проведения ремонтных работ;

$Z_{всп}$ – затраты на вспомогательные (смазочные, обтирочные и пр.) материалы;

$Z_{усл}$ – затраты на услуги производственного характера;

$Z_{о.т}$ – затраты на оплату труда;

$Z_{ЕСН}$ – затраты на выплату единого социального налога;

$A_{о.с}$ – амортизация основных средств;

$Z_{нок}$ – затраты на покупку энергии для производственных и хозяйственных нужд;

$Z_{пр}$ – прочие затраты.

Потребность в средствах на оплату топлива для технологических целей определяется в соответствии с нормативами удельных расходов топлива на производство электрической энергии и теплоты, рассчитываемых на базе нормативных энергетических характеристик энергетического оборудования и планируемого режима его работы, с учетом прогнозируемых цен на топливо и тарифов на перевозки.

Затраты на сырье, основные и вспомогательные материалы рассчитываются исходя из действующих норм и нормативов с учетом прогнозируемых для планируемого периода цен и тарифов на используемые сырье и материалы. Расчет затрат на услуги производственного характера проводится исходя из необходимости выполнения регламентных (ремонтных и др.) работ с учетом прогнозируемых цен и тарифов на оказываемые услуги.

Затраты расходов на оплату труда персонала, занятого в основной деятельности, определяется по отраслевым тарифным соглашениям. Методика расчета средств, направляемых на оплату труда, утверждается Федеральной службой тарифов Российской Федерации (ФСТ России).

Затраты на заработную плату персонала ТЭС могут быть определены исходя из среднего фонда оплаты труда и штатного коэффициента.

Выплата единого социального налога, в том числе отчисления на социальное, обязательное медицинское страхование, в пенсионный фонд и другие отчисления, предусмотренные действующим законодательством Российской Федерации производятся на основе установленных нормативов отчислений от фонда оплаты труда, с учетом нормативных правовых актов, действующих на территории России:

$$Z_{ECH} = \sum \alpha_i \cdot Z_{o.m} \quad (10.4)$$

где α_i – нормативы отчислений в социальные фонды.

Расчет амортизации основных средств на их полное восстановление (реновацию) производится по нормам амортизационных отчислений, определяемым на основе срока полезного использования, и первоначальной (восстановительной) или остаточной стоимости этих основных средств, в зависимости от выбранного способа начисления амортизации:

$$A_{o.c} = \sum (\alpha_{ami} / 100) \cdot K_{\theta(ocm)} \quad (10.5)$$

где α_{am} – норма амортизационных отчислений по i -й группе основных средств;

$K_{\theta(ocm)}$ – первоначальная (восстановительная) или остаточная стоимость по i -й группе основных средств.

В составе *прочих* затрат учитываются следующие составляющие:

$$Z_{np} = Z_{\psi} + A_{нв.а} + Z_{ПДВ} + Z_{кр} + Z_{н.к} + Z_{a.n} + Z_{з.м} + Z_{нпр} + Z_{рем} + Z_{др} \quad (10.6)$$

где Z_{ψ} – целевые средства энергоснабжающих организаций, которые формируются в соответствии с нормативами, установленными действующим законодательством;

$A_{нв.а}$ – амортизация по нематериальным активам;

$$A_{нм.а} = \sum (\alpha_{ami} / 100) \cdot K_{\theta i} \quad (10.7)$$

где α_{ami} – норма амортизационных отчислений по i -й группе нематериальных активов;

$K_{\theta i}$ – балансовая стоимость по i -й группе нематериальных активов;

$Z_{ПДВ}$ – плата за предельно допустимые выбросы (ПДВ) загрязняющих веществ, определяемая в соответствии с действующими экологическими нормативами:

$$Z_{ПДВ} = \sum M_{ПДВ i} \cdot P_i \cdot k_{з.с} \quad (10.8)$$

где $M_{ПДВ i}$ – масса выброса за период в размере, не превышающем предельно допустимое значение по i -му элементу загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, водные источники или почву;

P_i – норматив платы за выбросы, не превышающие предельно допустимое значение по i -му элементу;

$k_{з.с}$ – коэффициент экологической ситуации района выброса. Плата за сверхнормативные выбросы покрывается за счет чистой прибыли энергоснабжающих организаций;

$Z_{кр}$ – затраты на оплату процентов за полученный кредит и по бюджетным ссудам в части, относимой в соответствии с действующим законодательством на себестоимость; $Z_{п.к}$ – затраты на подготовку и переподготовку кадров;

Z_{an} – абонентная плата за услуги по организации функционирования и развитию АО;

$Z_{н.к}$ – средства на создание сезонных запасов топлива, определяемые на основе проектных показателей по закладке топлива на осенне-зимний период и содержанию государственных резервов;

$Z_{нпр}$ – непроизводственные затраты, в состав которых входят налоги и другие обязательные сборы, оплачиваемые за счет себестоимости;

$Z_{рем}$ – отчисления в ремонтный фонд, в случае его формирования, которые рассчитываются в долях от балансовой стоимости основных средств энергопредприятий, млрд. р./год;

$$Z_{рем} = k_{рем} \cdot K_б \quad (10.9)$$

где $k_{рем}$ – коэффициент отчислений в ремонтный фонд. Потребность в финансовых средствах на проведение всех видов ремонта рассчитывается на основе норм и программ проведения всех видов ремонтных работ и норм расходования материальных и трудовых ресурсов;

$Z_{др}$ – другие прочие затраты, определяемые исходя из действующих нормативных документов и отраслевых особенностей отнесения затрат на себестоимость продукции.

Состав затрат и методика определения отдельных составляющих зависит от типа энергетического объекта.

В любом случае затраты предприятий электрических сетей складываются из затрат по ЛЭП и передающим подстанциям:

$$Z_{РСК} = Z_{ЛЭП} + Z_{пст} \quad (10.10)$$

где $Z_{ЛЭП}$ – затраты по линиям электропередачи;

$Z_{пст}$ – затраты на подстанциях.

В состав электрических сетей входят ЛЭП различного направления и назначения:

- основные (магистральные) сети, напряжением 220...750 кВ;

- распределительные сети, напряжением 6... 110 кВ.

Функции распределительных сетей сводятся к передаче энергии от опорных подстанций к потребителям. Магистральные межсистемные сети, кроме этого, выполняют межсистемные задачи: повышение надежности, устойчивости и экономичности энергосистемы.

Они учитываются в составе затрат на производство электроэнергии. В затраты на транспорт электроэнергии не включают затраты на содержание повышающих подстанций и распределительных устройств, находящихся на балансе электростанций. Расходы на содержание подстанций потребителей также не подлежат учету в составе себестоимости передачи электроэнергии.

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

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

$$Z_{РСК} = Z_{экс} + Z_{ном} \quad (10.11)$$

где $Z_{экс}$ – годовые эксплуатационные затраты;

$Z_{ном}$ – затраты, связанные с потерями электроэнергии при передаче и трансформации.

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

Затраты, связанные с потерями электроэнергии, оцениваются по средней цене потерянного киловатт-часа $C_{ном}$ и количеству потерянной электроэнергии $W_{ном}$:

$$Z_{ном} = C_{ном} \cdot W_{ном} \quad (10.12)$$

Для более глубокого анализа процесса формирования себестоимости в энергосистемах используют аналитические группировки затрат по следующим признакам:

- по отношению к технологическому процессу – основные и накладные;
- степени экономической однородности – одноэлементные и комплексные;

- особу включения затрат в себестоимость отдельных продуктов комплексного производства – прямые и косвенные;
- ношению к изменению объема производства – условно-постоянные и условно-переменные.

Деление текущих затрат на условно-постоянные и условно-переменные

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

К **постоянным затратам** относятся все эксплуатационные расходы, которые практически не зависят от количества производимой энергии: амортизационные отчисления, затраты на заработную плату и начисления на нее, ремонтные затраты, прочие текущие расходы. Условно-постоянные затраты могут изменяться в зависимости от влияния других факторов (не объема производства), например: от мощности, типа, состава оборудования, вида используемого топлива, района сооружения, технического состояния оборудования, системы налогообложения, взаимоотношений с поставщиками и потребителями, условий кредитования и др. Основу **переменных затрат**, размер которых зависит от объема производства электроэнергии и теплоты, составляют топливные издержки, определяемые расходом топлива, затраченного на их производство. В составе переменных затрат учитываются также издержки на воду и некоторые другие виды материальных затрат.

Деление затрат на условно-постоянные и условно-переменные учитывает характерные для энергетики параметры производственной деятельности энергосистемы: степень ее участия в покрытии единого графика электрической нагрузки, степень использования основных средств производства по мощности и времени, затраченное на производство топлива. Такое деление затрат используется также в системе формирования тарифов на электроэнергию, которые должны обеспечить покрытие затрат производства при любых его объемах, что обуславливает введение двухставочных и многоставочных тарифов.

Зависимость постоянных и переменных затрат и себестоимости единицы энергетической продукции от годового объема производства электроэнергии показана на рис. 17 и 18. При увеличении годового объема производства переменные затраты $Z_{пер}$ растут пропорционально ему, а постоянные $Z_{пост}$ остаются неизменными. Полные затраты

$$Z = Z_{пост} + Z_{пер}$$

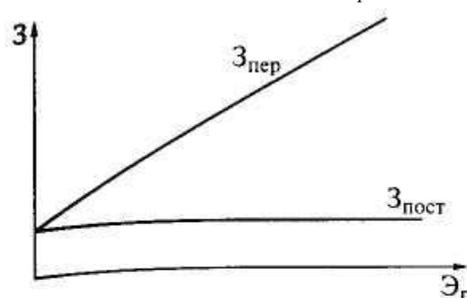


Рис. 17. Зависимость затрат от объема производства электроэнергии

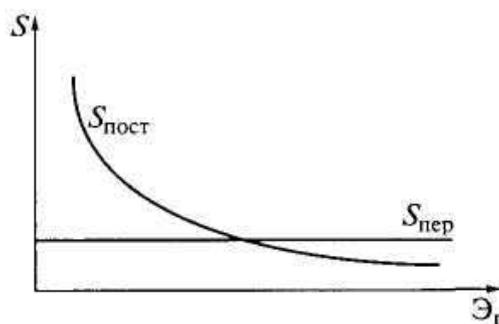


Рис. 18. Зависимость себестоимости единицы электроэнергии от объема производства

Себестоимость единицы продукции определяется путем отношения затрат и объема произведенной продукции:

$$S = Z / W_z = Z_{\text{ном}} / W_z + S_{\text{пер}} \quad (10.13)$$

где $S_{\text{пер}}$ – переменная составляющая себестоимости единицы энергии.

Из анализа себестоимости единицы энергии видно, что условно-переменная составляющая является неизменной, а условно-постоянная – обратно пропорциональна объему производимой энергии. Причем с увеличением их доли в себестоимости снижение становится более резко выраженным.

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

Выявление возможностей снижения себестоимости продукции положено в основу ее экономического анализа.

Перечислим следующие основные пути снижения себестоимости энергетической продукции:

- оптимизация режимов использования мощности энергетического оборудования на электростанциях и в энергосистемах;
- оптимизация состава работающего и резервного энергооборудования;
- снижение уровня потерь электроэнергии на собственные нужды электростанций и при передаче и трансформации; оптимизация периодичности ремонта и затрат на его проведение.

Себестоимость энергетической продукции электростанций.

В процессе производства электроэнергии на тепловых электростанциях четко выделяют отдельные технологические стадии (переделы) преобразования одного вида энергии в другой, поэтому же ТЭС применяется попередельный метод калькуляции продукции по стадиям производства. При этом расходы предшествующих стадий не включаются в расходы последующих и себестоимость энергии является сводом общестанционных и расходов цехов. Группировка затрат ведется по следующим стадиям: топливно-транспортный цех, котельный цех (включая химводоочистку), машинный цех, теплофикационное отделение, электрический цех. На блочных электростанциях выделяют следующие цехи: топливно-транспортный, котлотурбинный и электрический.

Для определения фактических затрат на производство подсчитываются (калькулируются) следующие статьи: топливо на технологические цели; вода на технологические цели; основная заработная плата производственных рабочих; дополнительная заработная плата производственных рабочих; единый социальный налог по основной и дополнительной заработной плате; расходы по содержанию и эксплуатации оборудования (амортизация силовых и рабочих машин, передаточных устройств, инструмента, внутрицехового транспорта); ремонт производственного оборудования; смазочные и обтирочные материалы и т.п.; подготовка и освоение производства (пусковые расходы – наладочные работы, испытания и т.п.); цеховые расходы (заработная плата аппарата управления цехом, амортизация и расходы по содержанию и ремонту зданий и инвентаря общецехового назначения, расходы по охране труда); общезаводские (общестанционные) расходы (административно-управленческие – заработная плата, командировочные, канцелярские, а также амортизация и расходы по содержанию и ремонту общезаводских средств и др.).

На конденсационной станции все расходы относятся на производство электроэнергии. Если за определенный период (год) отнести затраты КЭС (Z) к отпуску электроэнергии с шин (W_{omn}) то получится себестоимость отпущенной электроэнергии:

$$S_y = Z / W_{omn}. \quad (10.14)$$

На ТЭЦ общие затраты на производство двух видов энергии (электрической и тепловой) делятся между ними и определяется производственная себестоимость отпускаемых единиц электроэнергии и теплоты.

Себестоимость электроэнергии, производимой на КЭС, ГТУ, ПГУ

Для приближенной оценки себестоимости и определения общей планируемой потребности в отдельных видах ресурсов используется расчет по экономическим элементам.

Годовые затраты на производство для ТЭС находятся суммированием элементов затрат, млрд. р./год:

$$Z_2 = Z_m + A + Z_{3.n} + Z_{pem} + Z_{np}. \quad (7.15)$$

Затраты на топливо с учетом потерь при транспортировке определяются по следующему выражению, млрд. р./год:

$$Z_m = B_m \cdot (1 + \alpha_n) \cdot C_m / \alpha_k, \quad (10.16)$$

где α_n – коэффициент, учитывающий потери топлива при транспортировке;

C_m – цена топлива с учетом транспортных расходов, р./т, р./(тыс. м³);

α_k – калорийный эквивалент.

Годовой расход топлива на производство энергетической продукции определяется количеством выработанной за это время электроэнергии и зависит от типа и мощности основного оборудования электростанции, графиков нагрузки и других факторов. При подсчете фактической себестоимости расход топлива принимается по данным оперативно-технического и бухгалтерского учета, а в плановой калькуляции – по данным планового энергобаланса электростанции. Расчет годового расхода топлива в условном исчислении при приближенных расчетах может выполняться по топливным характеристикам, индивидуальным для каждого типа энергоблоков, и подсчитываться для КЭС в целом, т/год:

$$B_{\text{бли}} = \alpha_i \cdot H_p + \beta_i \cdot W_{\text{бли}}, \quad (10.17)$$

где α_i , β_i – коэффициенты, характерные для каждого типа турбоагрегата; H_p – число часов работы турбоагрегата, ч/год;

$W_{\text{бли}}$ – выработка i -го блока.

Удельный расход топлива брутто в условном исчислении находится для выработанной электроэнергии на КЭС по выражению:

$$b_{\text{бр}} = B_2 / W_2, \quad (10.18)$$

где W_2 – годовая выработка электроэнергии, кВт·ч.

Расчет номинальной электрической мощности КЭС определяется на основе мощностей турбоагрегатов, МВт:

$$N_{\text{КЭС}} = P_{\text{та}} \cdot n_{\text{бли}}, \quad (10.19)$$

где $P_{\text{та}}$ – электрическая номинальная мощность турбоагрегата КЭС, МВт;

$n_{\text{бли}}$ – число блоков.

Годовое число часов использования установленной электрической мощности КЭС находится из соотношения, ч/год: $H_y = W_2 / N_{\text{КЭС}}$.

Годовой расход электроэнергии на собственные нужды КЭС устоит из следующих элементов, МВт · ч/год:

$$W_{\text{с.н}} = W_{\text{ц.н}} + W_{\text{п.эн}} + W_{\text{мд.у}} + W_{\text{м.нр}} + W_{\text{эз.у}} + W_{\text{нр}}, \quad (10.20)$$

где $W_{ц.н}$ – расход электроэнергии на циркуляционные насосы;
 $W_{п.эн}$ – на питательные электронасосы;
 $W_{тд.у}$ – на тягодутьевые устройства;
 $W_{т.пр}$ – на устройства топливоприготовления;
 $W_{зэу}$ – на гидрозолоудаление;
 $W_{пр}$ – на прочие нужды.

Коэффициент расхода электроэнергии на собственные нужды КЭС определяется по следующему выражению, %:

$$k_{с.н} = (W_{с.н} / W_2) \cdot 100, \quad (10.21)$$

Удельный расход топлива нетто в условном исчислении находится следующим образом, г/кВт·ч:

$$b_3^H = B_2 \cdot 1000 / (W_2 - W_{с.н}), \quad (10.22)$$

Коэффициент полезного действия по отпуску электроэнергии с шин КЭС, %:

$$КПД = (123 / b_3^H) \cdot 100, \quad (10.23)$$

Для определения годового расхода топлива на ПГУ и ГТУ используют данные по расчетным или нормативным удельным расходам топлива на отпуск электроэнергии с шин электростанции:

$$B_2 = b_3^H \cdot W_{отп}. \quad (10.24)$$

Цена топлива на электростанции складывается из договорной цены топлива на станции отправления, затрат на перевозку топлива по железнодорожному тарифу или другим нормативам и некоторым дополнительным транспортно-заготовительным расходам.

К цене топлива в соответствии с договором могут вводиться поправки на качество (нормативный уровень зольности и влажности или другие характеристики). Топливная составляющая является самой крупной в структуре себестоимости ТЭС и составляет от 40 до 80 %.

Такой широкий диапазон значений связан с тем, что ее уровень зависит как от величины удельного расхода, так и от цены топлива. Удельные расходы условного топлива находятся для КЭС в пределах от 300 до 500 г/(кВт · ч). Цены же на топливо подвержены достаточно большим колебаниям, особенно в условиях значительных темпов инфляции.

Затраты на заработную плату определяют исходя из среднегодового фонда оплаты труда персонала КЭС с учетом начисления единого социального налога, млрд. р./год:

$$Z_{з.п} = n_{шт} \cdot \Phi \cdot \alpha_{соц}, \quad (10.25)$$

где $n_{шт}$ – численность персонала (штата), чел.;

Φ – годовой фонд заработной платы одного работающего, млрд. р./(чел. год);

$\alpha_{соц}$ – коэффициент, учитывающий начисление единого социального налога.

Численность персонала определяется либо по нормативным материалам (в виде данных о количестве персонала для типовых мощностей электростанций), либо по штатному коэффициенту, т.е. числу обслуживающих работников, приходящихся на 1 МВт мощности электростанции.

Штатный коэффициент зависит от типа оборудования, масштаба производства (числа единиц основного оборудования) и вида используемого топлива.

Амортизацию и затраты на ремонт определяют в долях от капитальных вложений, млрд. р./год:

$$A = (\alpha_{ам} / 100) \cdot K, \quad (10.26)$$

$$Z_{рем} = (\alpha_{рем} / 100) \cdot K, \quad (10.27)$$

где $\alpha_{ам}$ – средневзвешенная норма амортизационных отчислений, %;
 $\alpha_{рем}$ – норма отчислений в ремонтный фонд.

К прочим расходам относятся общестанционные расходы, оплата услуг сторонних организаций, оплата процентов по кредитам, расходы на страхование имущества и работников, платежи за пользование природными ресурсами, платежи за выбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, расходы по охране труда и технике безопасности, налоговые платежи, включаемые в себестоимость, и другие затраты. Для планирования общестанционных расходов составляются специальные сметы по отдельным статьям затрат.

Размер прочих расходов зависит в основном от мощности электростанции и численности персонала, поэтому их определяют (для приближенных расчетов) в долях от условно-постоянных затрат, млрд. р./год:

$$Z_{пр} = \alpha_{пр} \cdot (A + Z_{рем} + Z_{з.н}), \quad (10.28)$$

где $\alpha_{пр}$ – коэффициент прочих расходов.

Себестоимость отпущенного киловатт-часа электроэнергии определяется в соответствии с соотношением:

$$S_э = Z / (W_э - W_{с.н}). \quad (10.29)$$

Себестоимость тепловой и электрической энергии на ТЭЦ.

Годовые затраты на производство электроэнергии и теплоты на ТЭЦ находятся суммированием тех же элементов затрат, что и для КЭС.

Подсчет годового расхода топлива в условном исчислении для оценочных, плановых расчетов может производиться по топливным характеристикам, установленным для каждого типа турбоагрегата и ТЭС в целом, т/год:

$$B_{zi} = \alpha_i \cdot H_p + \beta_i \cdot W_{zi} + \gamma_{mi} \cdot D_{э.ми} + \gamma_{ni} \cdot D_{э.ни}, \quad (10.30)$$

где $\alpha_i, \beta_i, \gamma_{mi}, \gamma_{ni}$ – коэффициенты, характерные для каждого типа турбоагрегата;

H_p – число часов работы турбоагрегата, ч/год;

W_{zi} – годовая выработка электроэнергии, МВт·ч/год;

$D_{э.ми}, D_{э.ни}$ – годовые отборы пара отопительных и производственных параметров, соответственно, т/год;

$$B_э = \sum B_{zi}. \quad (10.31)$$

Годовой расход электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ состоит из следующих элементов, МВт·ч/год:

$$W_{с.н} = W_{ц.н} + W_{сет} + W_{п.эн} + W_{тд.у} + W_{т.пр} + W_{эу} + W_{пр}, \quad (10.32)$$

где $W_{сет}$ – расход электроэнергии на сетевые насосы;

Коэффициент расхода электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ определяется по следующему выражению, %:

$$k_{с.н} = (W_{с.н} / W_э) \cdot 100 \quad (10.33)$$

Теплоэлектроцентральный является комбинированным производством, выпускающим несколько видов продукции: электроэнергию, теплоту различных параметров, сжатый воздух, побочную и соответствующую продукцию, поэтому для определения себестоимости каждого вида продукции и выработки политики ценообразования на ее отпуск необходимо распределить затраты между ними. Прямые затраты, связанные только с производством конкретного вида продукции (например, по пиковой котельной, электрическому цеху, установке переработки шлаков), не подлежат распределению, а относятся на данный вид

продукции. Косвенные затраты (общие для нескольких видов продукции) должны распределяться.

Особенностью ТЭЦ является то, что основную долю производственных затрат составляют косвенные. Это затраты на топливо и воду, амортизация, ремонт основного энергетического оборудования, затраты на заработную плату, а также общехозяйственные и общепроизводственные расходы.

Существует несколько методов распределения затрат между продукцией ТЭЦ. Наиболее широкое распространение в энергетике получили: физический, или балансовый, метод и метод «отключения».

Основой физического метода является распределение затрат пропорционально количеству топлива, израсходованного на каждый вид энергии, на основе теплового баланса. При этом предполагается, что на получение тепловой энергии из отборов турбин затрачивается такое же количество топлива, как и при отпуске теплоты непосредственно из котлов. Таким образом, условный расход топлива, относимый на производство теплоты по физическому методу, составит:

$$B_z = Q_{omn} / (Q_p^h \cdot \eta_k^h \cdot \eta_b^h \cdot \eta_{m.o}^h), \quad (10.34)$$

где Q_{omn} – годовой отпуск теплоты из отборов турбин;

Q_p^h – низшая расчетная теплота сгорания топлива;

$\eta_k^h, \eta_b^h, \eta_{m.o}^h$ – КПД нетто котельного цеха, бойлерной, теплофикационного отделения соответственно.

При известных параметрах отборов в расчетах могут применяться следующие соотношения для распределения условного топлива, относимого на производство тепловой и электрической энергии по физическому методу, т/год:

$$B_z = 0,088 \cdot D_{z.m} + 0,102 \cdot D_{z.n}, \quad (10.35)$$

$$B_y = B_z - B_m, \quad (10.36)$$

где B_z, B_m – расходы условного топлива, отнесенные на производство теплоты и электроэнергии соответственно;

$D_{z.m}, D_{z.n}$ – годовые отборы пара отопительных и производственных параметров; 0,088, 0,102 – коэффициенты, зависящие от параметров отборов пара и КПД.

Удельные расходы топлива брутто в условном исчислении, находятся по следующим выражениям:

для электроэнергии

$$b_y^b = B_y / W_{ЭТЦ}, \quad (10.37)$$

для теплоэнергии

$$b_m^b = B_m / Q_{jng}. \quad (10.38)$$

Однако в этом случае весь расход электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ отнесен на производство электроэнергии, и количество топлива, направленное на производство теплоты для внешнего потребления, несколько занижено.

Для уточнения расчетов необходимо распределить и расход электроэнергии между видами энергетической продукции, использованный на собственные нужды между видами продукции следующим образом:

$$W_{c.n}^y = W_{n.n} + (W_{n.эн} + W_{тд.у} + W_{тп.р} + W_{зэу} + W_{нр}) \cdot B_y / B_z, \quad (10.389)$$

$$W_{c.n}^m = W_{n.n} + (W_{n.эн} + W_{тд.у} + W_{тп.р} + W_{зэу} + W_{нр}) \cdot B_m / B_z. \quad (10.39)$$

Удельные расходы топлива нетто в условном исчислении находятся по следующим выражениям:

для электроэнергии, г/кВт·ч,

$$b_э^н = B_э \cdot 1000 / (W_э - W_{с.н}^э), \quad (10.40)$$

для теплоэнергии, кг/ГДж,

$$b_m^н = (B_m \cdot 1000 + b_m^э \cdot W_{с.н}^м) / Q_{омн}. \quad (10.41)$$

Годовые расходы топлива корректируются с учетом распределения электроэнергии, использованной на собственные нужды ТЭЦ, по следующим соотношениям:

на теплоснабжение внешних потребителей, т/год,

$$B'_m = b_m^н \cdot Q_{омн} / 1000, \quad (10.42)$$

на электроэнергию, т/год,

$$B'_э = B_э - B'_m. \quad (10.43)$$

Коэффициент полезного действия по отпуску тепла от ТЭЦ и электроэнергии с шин ТЭЦ определены по следующим выражениям, %:

$$КПД_m = (34,2 / b_m^н) \cdot 100, \quad (10.44)$$

$$КПД_э = (123 / b_э^н) \cdot 100. \quad (10.45)$$

Для распределения элементов затрат по фазам производства приняты следующие соотношения:

по топливно-транспортному и котельному цехам, млрд. р./год:

$$З_{м.т.к} = З_m + 0,5 \cdot A + 0,5 \cdot З_{рем} + 0,35 \cdot З_{з.н.} \quad (10.46)$$

по электрическому и турбинному цехам, млрд. р./год:

$$З_{э.ц} = 0,45 \cdot A + 0,45 \cdot З_{рем} + 0,35 \cdot З_{з.н.} \quad (10.47)$$

общестанционные затраты, млрд. р./год:

$$З_{э.ц} = 0,05 \cdot A + 0,05 \cdot З_{рем} + 0,3 \cdot З_{з.н.} + З_{пр}. \quad (10.48)$$

По каждому цеху затраты распределяются между теплотой и электроэнергией, а затем суммируются по каждому виду энергии.

В результате определяются затраты, отнесенные на производство электрической и тепловой энергии, млрд. р./год:

$$З_э = З_{м.т.к} \cdot B'_э / B_э + З_{ос} \cdot (З_{м.т.к} \cdot B'_э / B_э + З_{э.ц}) / (З_{м.т.к} + З_{э.ц}), \quad (10.49)$$

$$З_э = З_{м.т.к} \cdot B'_m / B_э + З_{ос} \cdot (З_{м.т.к} \cdot B'_m / B_э) / (З_{м.т.к} + З_{э.ц}). \quad (10.50)$$

В результате определяются затраты, отнесенные на производство электрической и тепловой энергии, млрд. р./год:

Себестоимость отпущенного киловатт-часа электроэнергии и единицы теплоты определяется в соответствии со следующими соотношениями:

$$S_э = З_э / (W_э - W_{с.н}^э), \quad (10.51)$$

$$S_э = З_m / Q_{омн}. \quad (10.52)$$

Статьи затрат распределяются между видами продукции следующим образом. Затраты на топливо – пропорционально расходу топлива на отпуск каждого вида энергии:

$$S_m^м = S_m \cdot B'_m / B_э, \quad (10.53)$$

$$S_э^м = S_э \cdot B'_э / B_э. \quad (10.54)$$

Все остальные элементы затрат распределяются пропорционально тому, как распределились общие затраты ТЭЦ за вычетом затрат на топливо. Учитывается это коэффициентом распределения k^p , который показывает, какую часть расходов следует относить на каждый вид продукции. Так, на электроэнергию относится доля:

$$k_9^p = (Z_9 - Z_9^m) / (Z - Z_m). \quad (10.455)$$

В состав себестоимости электроэнергии включаются следующие элементы, определенные на основе коэффициентов распределения затрат: заработная плата $S_9^{z.n} = S_{z.n} \cdot k_9^p$; амортизация $S_9^{AM} = S_{AM} \cdot k_9^p$ и т.д. Аналогично определяют и другие элементы себестоимости электроэнергии и теплоты. Приблизительно суммарные затраты ТЭЦ распределяют между видами ее продукции пропорционально расходам топлива на их производство. Приблизительный физический метод до недавнего времени был наиболее распространен благодаря простоте и соответствию энергобалансу ТЭЦ. Недостатками этого метода являются суммирование энергии высокого и низкого потенциала и отнесение экономии топлива от комбинированной выработки только на один вид энергии – электроэнергию.

Метод «отключений» состоит в том, что затраты на побочные виды продукции рассчитываются как при отдельном производстве, а на основной вид – по остаточному принципу. Таким образом, вся экономия от комбинированной выработки относится только на основной вид продукции. Для распределения затрат на ТЭЦ в качестве основного вида продукции принимается электроэнергия. Затраты на теплоту, рассчитанные по этому методу как правило, несколько ниже, чем при физическом методе распределения затрат, в связи с более низким значением условно-постоянной составляющей.

2.6. ФОРМИРОВАНИЕ ТАРИФОВ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ ЭНЕРГИЮ.

Для начала рассмотрим целевую структуру отрасли, так как он во многом определяет особенность ценообразования в РФ.



Сущность государственного регулирования тарифов (ст. 2)

Государственное регулирование тарифов на электрическую и тепловую энергию (мощность) осуществляется посредством установления экономически обоснованных тарифов (цен, платы за услуги) на электрическую и тепловую энергию и (или) их предельных уровней.

Срок действия установленных тарифов и (или) их предельных уровней не может быть менее чем год.

Предельные уровни тарифов на электрическую и тепловую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям, включая предельные уровни тарифов для населения, устанавливаются Правительством РФ с выделением предельных уровней для населения ежегодно до принятия Государственной Думой Федерального Собрания РФ в первом чтении проекта ФЗ о федеральном бюджете на очередной финансовый год и вводятся в действие с начала указанного года в порядке, установленном настоящим ФЗ. Указанные предельные уровни тарифов могут быть установлены Правительством РФ с

календарной разбивкой, разбивкой по категориям потребителей с учетом региональных и иных особенностей.

Органы исполнительной власти субъектов РФ в области государственного регулирования тарифов устанавливают тарифы на электрическую и тепловую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям, в том числе населению, на очередной финансовый год в рамках указанных предельных уровней до принятия закона субъекта РФ о бюджете субъекта РФ.

Изменение указанных тарифов в течение финансового года без одновременного внесения Правительством РФ (органом исполнительной власти субъекта РФ) на рассмотрение Государственной Думы (законодательного (представительного) органа субъекта РФ) проекта федерального закона (закона субъекта РФ) о внесении изменений и дополнений в федеральный закон (закон субъекта РФ) о федеральном бюджете (бюджете субъекта РФ) на текущий финансовый год не допускается.

В случае превышения размера установленных органами исполнительной власти субъектов РФ тарифов на электрическую энергию, поставляемую населению, на услуги субъектов естественных монополий, превышающего установленные Правительством РФ предельные уровни, дополнительные расходы потребителей, финансируемых из бюджетов соответствующих уровней, и расходы, связанные с выплатой дополнительных субсидий населению, несут консолидированные бюджеты субъектов РФ.

При регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию органами государственного регулирования учитываются затраты энергоснабжающих организаций, в том числе расходы на обеспечение оборотных средств, исходя из порядка расчетов за электрическую и тепловую энергию.

Оплата электрической и тепловой энергии производится за фактически принятое потребителем количество электрической и тепловой энергии в соответствии с данными учета электрической и тепловой энергии, если иное не предусмотрено федеральным законом, иными нормативными правовыми актами или соглашением сторон.

В случае, если иное не установлено соглашением сторон, оплата электрической энергии производится потребителями до 15-го числа текущего месяца.

Государственное регулирование тарифов может проводиться отдельно в отношении электрической энергии, поставляемой населению в пределах социальной нормы потребления и сверх социальной нормы потребления.

При установлении для отдельных потребителей льготных тарифов на электрическую и тепловую энергию, регулирование которых осуществляется в соответствии с настоящим ФЗ, повышение тарифов на электрическую и тепловую энергию для других потребителей не допускается.

Цели государственного регулирования тарифов (ст. 3)

Государственное регулирование тарифов осуществляется в целях:

- защиты экономических интересов потребителей от монопольного повышения тарифов;
- создания механизма согласования интересов производителей и потребителей электрической и тепловой энергии;
- формирования конкурентной среды в электроэнергетическом комплексе для повышения эффективности его функционирования и минимизации тарифов;
- создания экономических стимулов, обеспечивающих использование энергосберегающих технологий в производственных процессах;
- обеспечения юридическим лицам – производителям электрической энергии (мощности) независимо от организационно-правовых форм права равного доступа на оптовый рынок.

Принципы государственного регулирования тарифов (ст. 4)

При государственном регулировании тарифов должны соблюдаться следующие основные принципы:

- обеспечение баланса экономических интересов поставщиков и потребителей электрической и тепловой энергии на основе доступности указанных видов энергии и с учетом обеспечения экономически обоснованной доходности инвестиционного капитала, вложенного в производство и передачу электрической и тепловой энергии и деятельность по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике;
- определение экономической обоснованности планируемых (расчетных) себестоимости и прибыли при расчете и утверждении тарифов;
- обеспечение открытости и доступности для потребителей, в том числе для населения, информации о рассмотрении и об утверждении тарифов в соответствии со стандартами раскрытия информации, установленными Правительством РФ и предусматривающими обязательность опубликования раскрываемой информации в официальных средствах массовой информации, в которых в соответствии с федеральными законами и законами субъектов РФ публикуются официальные материалы органов государственной власти;
- обеспечение экономической обоснованности затрат коммерческих организаций на производство, передачу и распределение электрической и тепловой энергии;
- обеспечение коммерческих организаций в сфере производства, передачи и распределения электрической и тепловой энергии финансовыми средствами на развитие производства, научно-техническое и социальное развитие, осуществляемое путем привлечения заемных средств, частных инвестиций, средств коммерческих организаций (инвестиционных фондов, страховых фондов, фондов научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ) и иных средств;
- создание условий для привлечения отечественных и иностранных инвестиций;
- определение размера средств, направляемых на оплату труда, в соответствии с отраслевыми тарифными соглашениями;
- выбор поставщиков энергетического оборудования и подрядных организаций по энергетическому и электросетевому строительству на конкурсной основе;
- учет результатов деятельности энергоснабжающих организаций по итогам работы за период действия ранее утвержденных тарифов.

В целях обеспечения действия предельных уровней тарифов, указанных в пункте 1 настоящего Постановления, ФСТ РФ устанавливает:

- тарифы или предельные (минимальный и (или) максимальный) уровни тарифов на электрическую энергию, продаваемую на оптовом рынке электрической энергии (мощности);
- размер абонентной платы за услуги по организации функционирования и развитию Единой энергетической системы России;
- тарифы и предельные (минимальный и (или) максимальный) уровни тарифов на услуги по передаче электрической энергии;
- тарифы на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике;
- тарифы на услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности);
- предельные (минимальный и (или) максимальный) уровни тарифов на тепловую энергию, производимую электростанциями, работающими в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

При установлении тарифов и предельных уровней тарифов, учитываются макроэкономические показатели прогноза социально-экономического развития РФ на соответствующий год, изменение структуры, объемов и цен на топливо, используемое для производства электрической и тепловой энергии, а также имевшее место в предыдущие периоды тарифного регулирования экономически необоснованное сдерживание РЭК субъектов РФ роста тарифов на электрическую и тепловую энергию.

Разногласия по вопросу установления тарифов рассматриваются ФСТ на основании письменного заявления одной из сторон по истечению 30 календарных дней с момента со

дня принятия органом исполнительной власти субъекта РФ в области государственного регулирования тарифов решения об установлении тарифов (цен).

В случае подачи заявления позже установленного срока оно может быть принято, если причины опоздания будут признаны правлением Федеральной ФСТ РФ уважительными. Ходатайство о принятии заявления в этом случае рассматривается в течение 10 рабочих дней со дня его поступления.

В процессе рассмотрения разногласий ведется протокол, утверждаемый председателем и подписываемый членами правления ФСТ РФ, присутствовавшими при рассмотрении, в котором указываются:

- а) дата и место рассмотрения разногласий;
- б) существо рассматриваемого вопроса;
- в) сведения о явке лиц, участвующих в рассмотрении разногласий;
- г) сведения о представленных в ФСТ РФ документах, удостоверяющих личность и подтверждающих полномочия лиц, участвующих в рассмотрении разногласий;
- д) устные заявления и ходатайства лиц, участвующих в рассмотрении разногласий;
- е) результаты голосования и принятое правлением ФСТ РФ решение;
- ж) иные сведения, имеющие существенное значение для принятия решения.

Система тарифов (цен) на электрическую и тепловую энергию

В систему тарифов (цен) входят:

- 1) тарифы (цены) на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке и (или) их предельные (минимальные и (или) максимальные) уровни, включая регулируемый сектор, сектор отклонений и сектор свободной торговли;
- 2) тарифы на электрическую энергию (мощность) и тепловую энергию (мощность) на розничном рынке;
- 3) тарифы (размер платы) на услуги, оказываемые на оптовом и розничном рынках электрической энергии (мощности) и на розничном рынке тепловой энергии (мощности).

Принципы и методы регулирования тарифов (цен)

Регулирование тарифов (цен) осуществляется в соответствии с целями и принципами государственного регулирования, предусмотренными Федеральными законами «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в РФ» и «Об электроэнергетике».

Регулирование тарифов (цен) основывается на принципе обязательности отдельного учета организациями, осуществляющими регулируемую деятельность, объемов продукции (услуг), доходов и расходов по производству, передаче и сбыту энергии в соответствии с законодательством РФ. При установлении тарифов (цен) не допускается повторный учет одних и тех же расходов по указанным видам деятельности.

Организации, осуществляющие регулируемую деятельность, обязаны вести отдельный учет по следующим видам деятельности:

- 1) производство электрической энергии;
- 2) производство тепловой энергии;
- 3) передача электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети;
- 4) передача электрической энергии по распределительным сетям;
- 5) передача тепловой энергии;
- 6) оказание услуг по организации функционирования и развитию Единой энергетической системы России;
- 7) организация функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности);
- 8) обеспечение системной надежности;
- 9) технологическое присоединение к электрическим сетям;
- 10) оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике;
- 11) сбыт электрической энергии;

12) сбыт тепловой энергии.

При регулировании тарифов может применяться:

- 1) метод экономически обоснованных расходов (затрат);
- 2) метод экономически обоснованной доходности инвестированного капитала;
- 3) метод индексации тарифов.

При использовании метода **экономически обоснованных расходов (затрат)** тарифы рассчитываются на основе размера необходимой валовой выручки организации, осуществляющей регулируемую деятельность, от реализации каждого вида продукции (услуг) и расчетного объема производства соответствующего вида продукции (услуг) за расчетный период регулирования. Расчетный годовой объем производства продукции и (или) оказываемых услуг определяется исходя из формируемого Федеральной службой по тарифам сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках ЕЭС России по субъектам РФ.

Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, включают следующие группы расходов:

- 1) на топливо;
- 2) на покупаемую электрическую и тепловую энергию;
- 3) на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность;
- 4) на сырье и материалы;
- 5) на ремонт основных средств;
- 6) на оплату труда и отчисления на социальные нужды;
- 7) на амортизацию основных средств и нематериальных активов;
- 8) прочие расходы.

В необходимую валовую выручку также включается сумма налога на прибыль организаций.

При расчете тарифов с использованием метода экономически обоснованных расходов валовая прибыль должна соответствовать экономически обоснованному уровню доходности инвестированного капитала организаций, осуществляющих регулируемую деятельность. Рассчитанные таким методом тарифы не должны превышать предельных максимальных уровней тарифов, установленных постановлением Правительства РФ.

Экономически обоснованный уровень доходности инвестированного капитала определяется регулирующим органом на основании прогноза уровня инфляции, принятого при формировании федерального бюджета на очередной финансовый год, с учетом стоимости долгосрочного заемного капитала, сложившейся на финансовом рынке в отчетный период. Указанный уровень доходности не должен превышать действующую ставку рефинансирования Центрального банка РФ, но не может быть ниже минимальной доходности облигаций федерального займа по состоянию на 1 июля последнего отчетного года.

Методика расчета и определения уровня доходности инвестированного капитала утверждается ФСТ по согласованию с Министерством экономического развития и торговли РФ и применяется для следующих регулируемых видов деятельности: производство электрической энергии, производство тепловой энергии, передача электрической энергии, передача тепловой энергии и оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике.

При определении расходов, регулирующие органы используют:

- 1) регулируемые государством тарифы (цены);
- 2) цены, установленные на основании договоров, заключенных в результате проведения конкурсов, торгов, аукционов и иных закупочных процедур, обеспечивающих целевое и эффективное расходование денежных средств;
- 3) официально опубликованные прогнозные рыночные цены и тарифы, установленные на расчетный период регулирования, в том числе фьючерсные биржевые цены на топливо и сырье.

При отсутствии указанных данных применяются прогнозные индексы изменения цен по отраслям промышленности.

Если уровень инфляции (индекс потребительских цен), определенный в прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации, не превышает 12 процентов в год в расчетном периоде регулирования, регулирующие органы вправе применять при регулировании тарифов **метод индексации тарифов** (в том числе на срок более одного года) на основе прогнозируемого уровня инфляции (индекса потребительских цен).

Индексации подлежат ранее утвержденные предельные (минимальный и (или) максимальный) уровни тарифов и тарифы на продукцию (услуги) организаций, осуществляющих регулируемую деятельность.

При применении указанного метода тарифы устанавливаются в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми ФСТ, которые учитывают:

- 1) программы сокращения расходов организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, согласованные с регулирующими органами;
- 2) изменения состава и (или) объемов финансирования инвестиционной программы электроэнергетики;
- 3) отклонения фактических показателей выработки электроэнергии на гидроэлектростанциях от прогнозных;
- 4) отклонения фактических цен на топливо от прогнозных;
- 5) отклонения фактического индекса потребительских цен от принятого при установлении тарифов прогнозного индекса;
- 6) изменения нормативных правовых актов, включая налоговое законодательство, влияющие на размеры расходов организаций, осуществляющих регулируемую деятельность.

Регулирующие органы ежегодно проводят анализ влияния установленных ими тарифов на финансово-экономическое состояние организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, на уровень инфляции, на финансово-экономическое состояние потребителей продукции (услуг) указанных организаций и на уровень жизни населения с целью учета результатов этого анализа при установлении тарифов на очередной расчетный период регулирования.

Ценообразование на оптовом рынке

Фактически с 1 ноября 2003 г. произошел запуск конкурентного сектора рынка, в результате в место целостного ФОРЭМ образовались три сектора рынка.

Регулируемый сектор, действующий по тем же принципам, что и ФОРЭМ.

В регулируемом секторе купля-продажа электрической энергии (мощности), в том числе для последующей поставки на экспорт, осуществляется по регулируемым тарифам, устанавливаемым ФСТ на расчетный период регулирования исходя из равенства сумм стоимости покупаемой и стоимости поставляемой на оптовый рынок электрической энергии, а также исходя из объемов поставки и потребления электрической энергии (мощности) на оптовом рынке (без учета сектора отклонений), утверждаемых энергетической Комиссией в сводном балансе.

В этом секторе могут покупать товар только компании, который допущены в него постановлением ФСТ.

В пределах одной ценовой зоны оптового рынка покупатели рассчитываются за электрическую энергию (мощность) по одинаковым ставкам тарифа, если иное не установлено законодательством РФ.

На оптовом рынке для поставщиков и покупателей устанавливаются двухставочные тарифы и (или) их предельные уровни, включающие в себя ставку за 1 киловатт-час электрической энергии и ставку за 1 киловатт установленной генерирующей мощности. В указанные тарифы не включается стоимость услуг, оказываемых на оптовом и розничном рынках электрической энергии (мощности).

Оплата покупателем электрической энергии (мощности) осуществляется по ценам на электрическую энергию (с учетом мощности), определяемым исходя из установленных

двухставочных тарифов на электрическую энергию и мощность и объемов потребляемой этим покупателем электрической энергии (мощности), утверждаемых в сводном балансе.

Расчет цены на электрическую энергию с учетом мощности осуществляется на основании установленных для покупателей двухставочных тарифов в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода (далее – Правила оптового рынка), а также методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной службой по тарифам.

При расчете ставки тарифа на установленную генерирующую мощность для поставщиков оптового рынка в необходимую валовую выручку включаются расходы на содержание максимально доступной генерирующей мощности каждого поставщика, учтенной в сводном балансе на расчетный период регулирования, включая расходы на содержание технологического резерва мощности.

Технологический резерв мощности включает в себя оперативный и стратегический резервы мощности.

Технологический резерв мощности распределяется по отдельным электростанциям и генерирующему оборудованию (турбоагрегатам, гидроагрегатам) исходя из принципа минимизации суммарных расходов покупателей – участников оптового рынка на покупку электрической энергии и содержание мощности (производство электрической энергии).

Федеральная служба по тарифам может устанавливать в регулируемом секторе в границах одной ценовой зоны не менее чем на год предельные максимальные уровни тарифов на электрическую энергию (мощность), продаваемую по двусторонним договорам купли-продажи, заключенным:

Сектор отклонений

В этом секторе автоматически участвуют все, кто участвует в регулируемом секторе оптового рынка. По итогам участия в кокурентном и регулируемом секторах рынка каждая электростанция имеет плановый диспетчерский график на следующие сутки по часам, а каждый покупатель оптового рынка – плановый почасовой график потребления за сутки. При этом в реальном режиме выдерживать планируемые графики не всегда удается, в результате возникают отклонения. За этими отклонениями следит системный оператор ЦДУ РАО ЕЭС России, а также РДУ в его составе.

Расчет стоимости отклонений объемов фактического производства (потребления) электрической энергии участников оптового рынка от объемов их планового почасового производства (потребления) осуществляется на основе тарифов регулируемого сектора с учетом повышающих или понижающих коэффициентов в соответствии с Правилами оптового рынка и методикой, утверждаемой ФСТ.

Сектор свободной торговли (конкурентный сектор)

В этом секторе могут участвовать любые электростанции с установленной мощностью свыше 25 МВт и любые потребители с присоединенной мощностью свыше 20 МВА, а также независимые энергокомпании выводящие потребителей в конкурентный рынок и покупающие для них энергию. Для выхода в конкурентный рынок сектор будущим участникам нужно только установить соответствующие приборы учета (обеспечивающие почасовой учет) и подать документы в АТС (администратор торговой системы – компания ведущая торги). В конкурентном секторе электростанция может продать 15% своей установленной мощности, а потребитель купить до 30% своего планового почасового потребления.

Цены в секторе свободной торговли не могут быть выше предельного уровня, устанавливаемого ФСТ. Величина предельного уровня цен в секторе свободной торговли определяется в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми ФСТ, и Правилами оптового рынка.

Фактически с 2006 по 2007 гг осуществляется ввод свободного оптового рынка. В результате поставщиками электроэнергии становятся генерирующие компании, а также их агенты и коммерческие компании, осуществляющие закупку

электроэнергии с целью последующей продажи. Покупатели на оптовом рынке - сбытовые компании, осуществляющие покупку электроэнергии с целью ее дальнейшей перепродажи, и распределительные компании, владеющие распределительными сетями и приобретающие электроэнергию.

Ценообразование на розничном рынке

Органы исполнительной власти субъектов РФ в области государственного регулирования тарифов до принятия закона о бюджете субъекта РФ на очередной финансовый год устанавливают на розничном рынке:

1) тарифы на электрическую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям, в том числе тарифы для населения, в рамках установленных Федеральной службой по тарифам предельных минимальных и (или) максимальных уровней тарифов;

2) тарифы на тепловую энергию, производимую электростанциями, осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в рамках установленных Федеральной службой по тарифам предельных минимальных и (или) максимальных уровней тарифов на указанную тепловую энергию;

3) тарифы на тепловую энергию, за исключением тарифов на тепловую энергию, производимую электростанциями, осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;

4) сбытовые надбавки гарантирующих поставщиков (особенности формирования таких надбавок определяются согласно методическим указаниям, утверждаемым Федеральной службой по тарифам в соответствии с основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии и определения порядка присвоения статуса гарантирующего поставщика).

Расчет указанных оптовых и розничных тарифов осуществляется в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной службой по тарифам.

Тарифы на электрическую и тепловую энергию, поставляемую потребителям, представляют собой сумму следующих слагаемых:

1) стоимость единицы электрической (тепловой) энергии (мощности);

2) стоимость услуг по передаче единицы электрической (тепловой) энергии (мощности) и иных услуг, оказание которых является неотъемлемой частью процесса поставки энергии потребителям.

В счетах на оплату электрической и тепловой энергии помимо суммарного платежа должны раздельно указываться стоимость отпущенной потребителю энергии и стоимость услуг по ее передаче и иных услуг, оказание которых является неотъемлемой частью процесса поставки энергии потребителям.

Тарифы на электрическую энергию (мощность), поставляемую потребителям, устанавливаются регулирующим органом одновременно в 3 вариантах:

1) одноставочный тариф, включающий в себя полную стоимость 1 киловатт-часа поставляемой электрической энергии;

2) двухставочный тариф, включающий в себя ставку за 1 киловатт-час электрической энергии и ставку за 1 киловатт установленной генерирующей мощности;

3) одноставочный (двухставочный) тариф, дифференцированный по зонам (часам) суток.

Потребители, в том числе покупающие часть электрической энергии в секторе свободной торговли, самостоятельно выбирают для проведения расчетов за электрическую энергию один из указанных вариантов тарифа, уведомив об этом организацию, поставляющую ему электрическую энергию, не менее чем за месяц до вступления в установленном порядке в силу указанных тарифов. При отсутствии такого уведомления расчет за электрическую энергию (если иное не будет установлено по взаимному соглашению сторон) производится по варианту тарифа, действовавшему в период, предшествующий расчетному. В расчетном периоде регулирования не допускается

изменение варианта тарифа, если иное не будет установлено по взаимному соглашению сторон.

Дифференциация тарифов по группам (категориям) потребителей электрической энергии (мощности) должна отражать различия в стоимости производства, передачи и сбыта электрической энергии для групп потребителей и производиться исходя из следующих критериев:

- 1) величина присоединенной (заявленной) мощности потребителей электрической энергии;
- 2) режим использования потребителями электрической мощности;
- 3) категория надежности электроснабжения;
- 4) уровни напряжения электрической сети;
- 5) иные критерии в соответствии с законодательством РФ.

Тарифы на тепловую энергию устанавливаются в расчете на 1 гигакалорию отдельно по потребителям, получающим горячую воду и пар, с дифференциацией по параметрам давления пара. ФСТ утверждает методические указания по формированию групп (категорий) потребителей электрической и тепловой энергии и применению указанных критериев.

Не допускается дифференциация тарифов на электрическую энергию (мощность) для потребителей в зависимости от их участия (неучастия) в секторе свободной торговли.

Особенности ценообразования в отношении услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность

В отношении услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность, ФСТ устанавливает:

- 1) тарифы на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети;
- 2) предельные минимальные и (или) максимальные уровни тарифов на услуги по передаче электрической энергии по распределительным сетям;
- 3) тарифы на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике;
- 4) размер абонентной платы за услуги по организации функционирования и развитию Единой энергетической системы России;
- 5) тарифы на услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности);
- 6) цены (тарифы) на услуги по обеспечению системной надежности;
- 7) размер платы за технологическое присоединение к электрическим сетям.

Федеральная служба по тарифам утверждает методические указания по расчету (определению) указанных тарифов и размеров платы.

Тарифы на услуги по передаче электрической энергии по распределительным сетям определяются путем деления необходимой валовой выручки организаций, оказывающих данные услуги (в том числе с привлечением других организаций), на суммарную присоединенную (заявленную) мощность потребителей услуг в расчетном периоде регулирования и дифференцируются по уровням напряжения и иным критериям, установленным законодательством РФ, в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной службой по тарифам.

Расчет тарифов на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению и определение размера средств, предназначенных для страхования риска ответственности субъектов оперативно-диспетчерского управления за причинение ущерба субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии в соответствии с пунктом 3 статьи 18 Федерального закона «Об электроэнергетике» и включаемых в состав платы за услуги системного оператора по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, осуществляется на основании методических указаний, утверждаемых ФСТ.

Размер абонентной платы за услуги по организации функционирования и развитию Единой энергетической системы России рассчитывается исходя из обеспечения получения организацией, оказывающей данные услуги субъектам оптового рынка (за исключением концерна «Росэнергоатом»), необходимой валовой выручки, с определением расходов отдельно по каждой из указанных услуг.

Услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности) оказываются организацией, осуществляющей определенные законодательством РФ функции администратора торговой системы оптового рынка.

Тариф на указанные услуги может рассчитываться отдельно для регулируемого сектора и сектора свободной торговли. Стоимость указанных услуг оплачивается поставщиками и покупателями пропорционально объемам электрической энергии, проданной и купленной в каждом секторе оптового рынка.

Цены (тарифы) на услуги по обеспечению системной надежности, оказываемые субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии с управляемой нагрузкой, рассчитываются в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной службой по тарифам.

Плата за технологическое присоединение к электрическим сетям производится организациями (физическими лицами), подавшими заявку на выдачу технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям в сетевую организацию, имеющую на праве собственности или на ином законном основании соответствующие объекты электросетевого хозяйства.

При наличии технической возможности технологического присоединения к электрическим сетям в размер платы за присоединение включаются средства для компенсации расходов сетевой организации на проведение мероприятий по технологическому присоединению нового объекта к электрическим сетям.

Тарифы на электрическую энергию (мощность), поставляемую потребителям, устанавливаются регулирующим органом одновременно в 3 вариантах:

- 1) одноставочный тариф, включающий в себя полную стоимость 1 киловатт-часа поставляемой электрической энергии;
- 2) двухставочный тариф, включающий в себя ставку за 1 киловатт-час электрической энергии и ставку за 1 киловатт электрической мощности;
- 3) одноставочный (двухставочный) тариф, дифференцированный по зонам (часам) суток.

Тарифы на электрическую энергию, отпускаемую потребителям, дифференцируются по уровням напряжения в соответствии с положениями раздела VIII настоящих Методических указаний:

- высокое (110 кВ и выше);
- среднее первое (35 кВ);
- среднее второе (20-1 кВ);
- низкое (0,4 кВ и ниже).

Тарифы на тепловую энергию устанавливаются отдельно по следующим видам теплоносителей:

- горячая вода;
- отборный пар давлением:
 - от 1,2 до 2,5 кг/см²
 - от 2,5 до 7,0 кг/см²
 - от 7,0 до 13,0 кг/см²
 - свыше 13,0 кг/см²;
- острый и редуцированный пар.

Основные составляющие тарифов

Тариф отпускаемый с шин электростанций может быть определен по следующим формулам - экономическим элементам (в отличии от калькуляционных статей бухгалтерского учета).

Тариф монополии (самофинансирование – в долгосрочном плане) будет следующим:

$$p_1 = p_\mu + p_C + p_\phi + p_{k1}, \quad (11.1)$$

где $p_\mu, p_C, p_\phi, p_{k1}$ – соответственно эксплуатационная, топливная и налоговая (налог на имущество и дивиденды акционеров), капитальная составляющие цены электроэнергии.

$$p_\mu = \frac{1 - \phi_1}{1 - \phi_1 - \phi_3} \cdot \frac{k \cdot \mu}{h}, \quad (11.2)$$

$$p_C = \frac{C}{8141 \cdot \mu}, \quad (11.3)$$

$$p_\phi = \frac{\phi_2 + \phi_4}{1 - \phi_1 - \phi_3} \cdot \frac{k}{h}, \quad (11.4)$$

$$p_{k1} = p_{k \min} + \Delta p_{k1}, \quad (11.5)$$

$$p_{k \min} = \frac{1}{1 - \phi_1 - \phi_3} \cdot \frac{k}{h} \cdot \left[\frac{1 - \phi_1}{T_L} \right], \quad (11.6)$$

$$\Delta p_{k1} = \frac{1 - \phi_1}{1 - \phi_1 - \phi_3} \cdot \frac{k}{h} \cdot \left[\frac{\lambda}{1 - e^{-\lambda \cdot T_L}} - \frac{1}{T_L} \right], \quad (11.7)$$

где $p_{k \min}, \Delta p_{k1}$ – затраты на замену выбывающего оборудования и строительство новых электростанций (с учетом темпа развития) соответственно;

k – удельные капиталовложения, дол./кВт;

h – годовое число использования мощности, ч/год;

μ – доля (от капиталовложений) постоянных ежегодных затрат, 1/год;

C – цена топлива, дол./т.у.т.;

η – КПД;

8141 – энергетический эквивалент условного топлива, кВт·ч/т.у.т.

Налоги: налог на прибыль ($\phi_1=0,24$), на имущество ($\phi_2=0,02$), НДС ($\phi_3=0,18$), ставка процента по акциям РАО «ЕЭС России» в настоящее время 2%, однако следует учитывать необходимость ее увеличения несколько выше ставки рефинансирования ЦБ РФ – примерно 10% в валюте (13% в рублях), поэтому принимаем ($\phi_4=0,10$).

Тариф свободного рынка (в долгосрочном плане). Формулы приведенные в источнике /2/, откорректированы автором, так как они не отражают, тот факт, что выплаты акционерам осуществляются только с акционерного капитала, а соответствующие выплаты по кредитам и проценты с заемного капитала /4, 5/, поэтому, следует вести расчет по следующим формулам:

$$p_1 = p_\mu + p_C + p_\phi + p_{k3}, \quad (11.8)$$

Капитальная составляющая цены определится по формуле:

$$p_{k3} = \frac{1 - \phi_1}{1 - \phi_1 - \phi_3} \cdot \frac{k}{h} \cdot \left[\frac{\lambda}{1 - e^{-\lambda \cdot T_R}} \right], \quad (11.9)$$

Налоговая составляющая (налог на имущество и дивиденды акционеров и выплата процентов по кредитам) цены по формуле:

$$p_\phi = \frac{1}{1 - \phi_1 - \phi_3} \cdot \frac{k}{h} \times \left[\phi_2 + \phi_4 \cdot \left(1 - \frac{\lambda}{1 - e^{-\lambda \cdot T_R}} \right) + \sigma \cdot \frac{\lambda}{1 - e^{-\lambda \cdot T_R}} \right], \quad (11.10)$$

Характерные технико-экономические показатели электростанций РФ

показатель	k	h	μ	T	η	C
АЭС	1000	6700	0,06	50	0,33	10,7
КЭС (уголь)	850	5900	0,04	30	0,36	30
КЭС (газ)	800	6300	0,035	30	0,4	50
ГЭС (большие)	950	4200	0,0025	100	–	–
ГЭС (малые)	1200	3800	0,0025	50	–	–

Таблица 17

Тариф на электроэнергию монополистического рынка, цент/кВт·ч

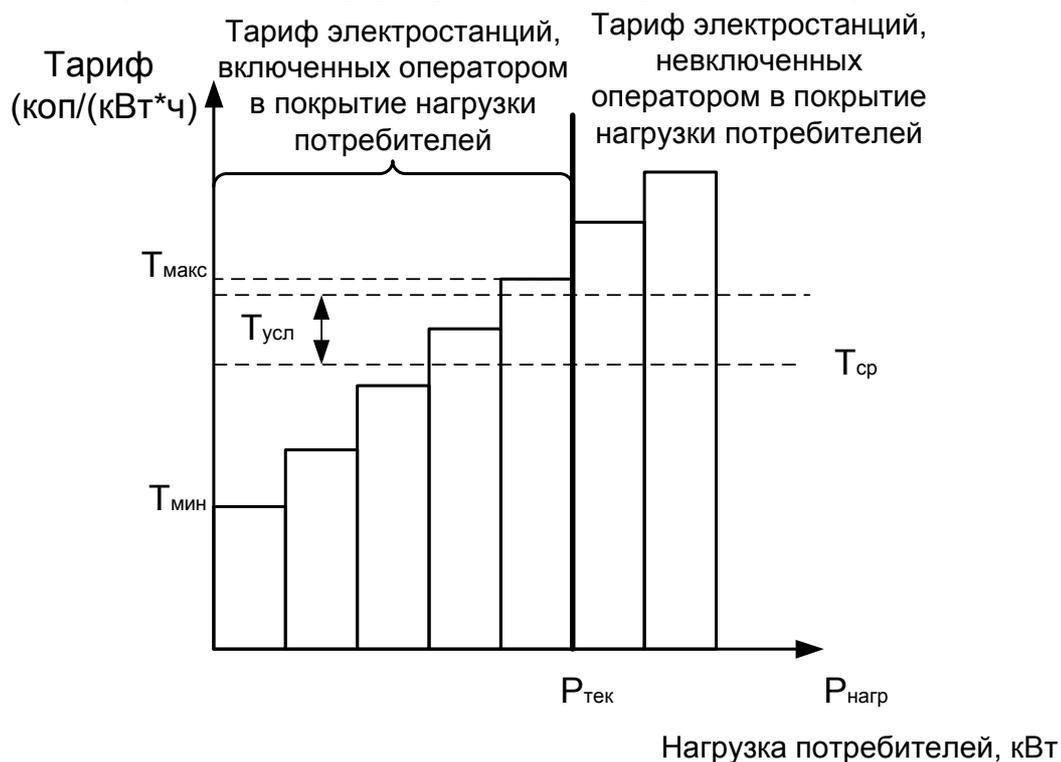
Электростанция	$\lambda = 0$	$\lambda = 0,01$	$\lambda = 0,02$	$\lambda = 0,03$	$\lambda = 0,04$	$\lambda = 0,05$
АЭС	7,06	7,65	7,80	7,96	8,14	8,33
КЭС (уголь)	6,00	6,73	6,84	6,96	7,08	7,22
КЭС (газ)	5,84	6,48	6,58	6,68	6,79	6,91
ГЭС (большие)	6,70	7,17	7,39	7,64	7,91	8,20
ГЭС (малые)	10,14	11,28	11,56	11,87	12,21	12,58
Средний тариф	6,18	6,88	7,00	7,14	7,29	7,44

Таблица 18

Тариф на электроэнергию свободного конкурентного рынка, цент/кВт·ч

Электростанция	$\lambda = 0$	$\lambda = 0,01$	$\lambda = 0,02$	$\lambda = 0,03$	$\lambda = 0,04$	$\lambda = 0,05$
АЭС	7,06	9,36	9,48	9,59	9,72	9,84
КЭС (уголь)	6,00	7,85	7,95	8,04	8,14	8,24
КЭС (газ)	5,84	7,47	7,55	7,64	7,73	7,82
ГЭС (большие)	6,70	9,61	9,76	9,91	10,06	10,22
ГЭС (малые)	10,14	14,54	14,76	14,99	15,22	15,46
Средний тариф	6,22	8,21	8,31	8,42	8,52	8,63

Рассмотрим механизм формирования тарифа на оптовом рынке.



Механизм формирования тарифа на электроэнергию, получаемую с оптового рынка:

$T_{\text{мин}}$ - минимальный тариф электростанции, участвующей в торговле электроэнергией на оптовом рынке; $T_{\text{макс}}$ - тариф последней электростанции, загружаемой для покрытия нагрузки (максимальный тариф); $T_{\text{усл}}$ - тариф на услуги по организации функционирования оптового рынка; $T_{\text{ср}}$ - средневзвешенный тариф; $T_{\text{пол}}^{\text{пол}}$ - **тариф на электроэнергию, получаемую с оптового рынка**; $T_{\text{тек}}$ - текущая нагрузка потребителей.

Одноставочный тариф оптового (розничного рынка).

Экономически обоснованный средний одноставочный тариф (цена) продажи электрической энергии, поставляемой на региональный рынок от ПЭ, рассчитывается по формуле:

$$T_{\text{эгк}}(\text{ср}) = \text{НВВэ} / \text{Эотп} \text{ (руб./тыс. кВт}\cdot\text{ч)}, \quad (11.11)$$

где НВВэ – необходимая валовая выручка на производство электрической энергии;
 Эотп – отпуск электроэнергии в сеть от ПЭ.

Экономически обоснованный тариф (цена) на тепловую энергию, предлагаемый ПЭ на рынок тепловой энергии, определяется по формуле:

$$T_{\text{тгк}}(\text{ср}) = \text{НВВт} / \text{Qотп} \text{ (руб./Гкал)}, \quad (11.12)$$

где НВВт – необходимая валовая выручка на производство тепловой энергии;
 Qотп – отпуск тепловой энергии в сеть.

Двухставочный тариф.

Расчет экономически обоснованного двухставочного тарифа (цены) продажи электрической энергии ПЭ производится по формулам:

Ставка платы за электрическую энергию:

$$T_{\text{э}} = \frac{\text{Зтопл} + \text{ВН} + \text{К} \times \text{Пэ}}{\text{Эотп}} \text{ (руб./тыс. кВт}\cdot\text{ч)}, \quad (11.13)$$

Ставка платы за электрическую мощность (оплачивается ежемесячно, если иное не установлено в договоре):

$$T_{\text{м}} = \frac{\text{НВВэ} - \text{К} \times \text{Пэ} - \text{Зтопл} - \text{ВН}}{\text{Нуст} \times \text{М}} \text{ (руб./МВт мес.)}, \quad (11.14)$$

где Зтопл – суммарные затраты на топливо на производство электрической энергии на тепловых электростанциях, входящих в состав ПЭ;

ВН – водный налог (плата за пользование водными объектами гидравлическими электростанциями, входящими в состав ПЭ);

Пэ – прибыль ПЭ, относимая на производство электрической энергии (мощности);

К – коэффициент, равный отношению суммы Зтопл и ВН к расходам (без учета расходов из прибыли) ПЭ, отнесенным на производство электрической энергии и на содержание электрической мощности;

$\Sigma_{отп}$ – суммарный отпуск электрической энергии с шин всех тепловых и гидравлических электростанций, входящих в состав ПЭ;

$N_{уст}$ – суммарная установленная электрическая мощность всех тепловых и гидравлических электростанций, входящих в состав ПЭ;

M – число месяцев в периоде регулирования.

Недостаток двухставочного тарифа для потребителя – независимость платы за мощность от объемов потребления, в результате перевод ряда потребителей на другой вид тарифа может существенно увеличить плату за мощность, так как установленная мощность станций не может уменьшаться.

Дифференцированный

Деференцированный по времени суток тариф.

Согласно п. 47 методических рекомендаций «По расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую(тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке» дифференцированный по зонам суток тариф на электроэнергию для потребителей рассчитывается на основе среднего одноставочного тарифа покупки от производителей электроэнергии или с оптового рынка.

Интервалы тарифных зон суток по энергозонам (ОЭС) России устанавливаются службой по тарифам на основании запрашиваемой в ОАО «Системного оператора (СО) – ЦДУ ЕЭС» информации.

Расчет тарифных ставок на электроэнергию, дифференцированных по зонам суток (пик, полупик, ночь) на основе среднего одноставочного тарифа продажи электрической энергии от покупки от производителей электроэнергии или с оптового рынка, осуществляется исходя из следующего уравнения:

$$T_{эгк(ср)} = (T_{п} \times \Sigma_{п} + T_{пп} \times \Sigma_{пп} + T_{н} \times \Sigma_{н}) / \Sigma_{пол}, \text{ (руб./тыс. кВт}\cdot\text{ч)}, \quad (11.15)$$

где $T_{эгк(ср)}$ – утвержденный одноставочный тариф на электрическую энергию по ПЭ (руб./тыс. кВт·ч);

$T_{п}$ $T_{пп}$ $T_{н}$ – тарифы за электроэнергию соответственно в пиковой, полупиковой и ночной зонах суточного графика нагрузки (руб./тыс. кВт·ч);

$\Sigma_{п}$, $\Sigma_{пп}$, $\Sigma_{н}$ – объемы покупки электроэнергии потребителем от производителей электроэнергии или с оптового рынка, рассчитываемым по зонным тарифам, соответственно в пиковой, полупиковой и ночной зонах графика нагрузки. При этом численные значения объема покупки электроэнергии по зонам могут задаваться как в абсолютных единицах (тыс. кВт·ч), так и в долях от суммарного объема покупки электроэнергии;

$\Sigma_{пол}$ – полезный отпуск электроэнергии потребителю.

Величина тарифа в ночной зоне T_n устанавливается на уровне, обеспечивающем производителю электроэнергии возмещение суммы расходов на топливо, на производство электроэнергии \mathcal{E} :

$$T_n = \text{SUM}Z^{\text{упер}}_n / \mathcal{E} \text{ (руб./тыс. кВт}\cdot\text{ч)}, \quad (11.16)$$

где $\text{SUM}Z^{\text{упер}}_n$ – сумма расходов на топливо по ПЭ.

Для энергоснабжающей организации $Z^{\text{упер}}_n$ включают в себя расходы на покупную электрическую энергию (при их наличии).

Тариф за электроэнергию, поставляемую в полупиковой зоне графика нагрузки $T_{пп}$, приравнивается к утвержденному для ПЭ одноставочному тарифу:

$$N_{gg} = N_{\text{ур(ч)}} (h_{e,}/n_{sc}/ rDn \cdot x) \quad (11.17)$$

Определение численного значения тарифа за электроэнергию в пиковой зоне T_p исходя из уравнения (45) производится по следующей формуле:

$$T_p = \frac{T_{cp} \times \mathcal{E}_{\text{пол}} - T_{пп} \times \mathcal{E}_{\text{пл}} - T_n \times \mathcal{E}_n}{\mathcal{E}_p} \text{ (руб./тыс. кВт}\cdot\text{ч)}, \quad (11.18)$$

где \mathcal{E}_p – потребление электрической энергии в пиковой зоне графика нагрузки.

Дифференцированный по зонам суток тариф на электрическую энергию для потребителей рассчитывается как сумма дифференцированного по зонам суток тарифа покупки от производителей электроэнергии и, одинаковых по всем зонам суток, тарифа на передачу электрической энергии и платы (за услуги по организацию рынка электроэнергии) согласно п. 5.3 Методических указаний.

Допускается производить дифференциацию тарифов на электрическую энергию по двум зонам суток – «день» и «ночь». При расчете данных тарифов используют следующие соотношения:

$$T_{эгк(ср)} = \frac{T_{\text{день}} \mathcal{E}_{\text{день}} + T_n \mathcal{E}_n}{\mathcal{E}_{\text{пол}}}, \quad (11.19)$$

где $T_{\text{день}}$, T_n – тарифные ставки продажи электроэнергии соответственно в дневной и ночной зонах суточного графика нагрузок;

$\mathcal{E}_{\text{день}}$, \mathcal{E}_n – объемы потребления электроэнергии соответственно в дневной и ночной периоды.

Тарифная ставка продажи электроэнергии в ночной зоне определяется по выражению (46.1).

Тарифная ставка продажи электроэнергии в дневной зоне суточного графика нагрузок определяется по выражению:

$$T_{\text{день}} = \frac{T_{эгк(ср)} \mathcal{E}_{\text{пол}} - T_n \mathcal{E}_n}{\mathcal{E}_{\text{день}}}. \quad (11.20)$$

Проблемы формирования тарифов в рыночной экономике зарубежных стран

Заметим, что одной из первых либерализовала электроэнергетическую отрасль Великобритания. Цена электроэнергии для каждого периода времени (спотовая цена или так называемая Pool Purchasing Price (PPP)) определялась заявкой последнего подключенного генератора и была единой для всех генераторов, включенных в график. Потребители, покупающие электроэнергию на оптовом рынке, уплачивали PPP плюс некоторую надбавку.

Механизм ценообразования на рынке The Pool привел к тому, что последний генератор, заявка которого устанавливает цену на всем рынке, действовал в таких условиях как эффективный монополист (максимизировал свою прибыль на остаточном спросе). В результате на оптовом рынке электроэнергии Англии и Уэльса в начале 90-х годов сложилась дуополия (модель двух продавцов).

Так как в электроэнергетике спрос на товар имеет неопределенный характер, в связи со случайным характером нагрузки для описания его в условиях олигополии (как частный случай дуополии) используется SFE-модель. Не вдаваясь в полное описание модели следует заметить, что в случае если продавец придерживается максимальной ценовой стратегии в большинстве случаев цена на электроэнергию оказывается ниже, чем для ранее применявшейся модели Курно для описания конкуренции в условиях олигополии, когда спрос на товар известен заранее. При Согласно SFE-модели, в случае низкого спроса цена на электроэнергию незначительно превышает предельные издержки продавца, но с ростом спроса может резко возрасти. Итак, даже в рамках SFE-модели, несмотря на то, что положение потребителей несколько улучшается, генерирующие компании сохраняют значительные возможности для злоупотребления рыночной властью. Ведущими экономистами было предложено два выхода из этой ситуации: ужесточение конкуренции через увеличение количества генерирующих компаний и введение рынка форвардных контрактов.

Однако как показала практика использование форвардных контрактов приводит к следующему: продавец знает, что продажи по контрактам приведут к снижению цены спотового рынка, и следовательно к потерям его прибыли, и требует премию за продажи на форвардном рынке, в результате цена форвардного рынка становится выше, чем цена спотового рынка электроэнергии.

Ужесточение конкуренции за счет увеличения количества продавцов на рынке ведет не только к снижению предельной цены, но и к сокращению множества возможных стратегий продавцов. При этом, как было указано выше необходимо, чтобы количество генерирующих компаний на рынке было максимально возможным. Против этого обычно возражают профессиональные энергетики, которые утверждают, что относительно небольшие компании

не могут обеспечить надежного энергоснабжения. Однако надежность энергоснабжения во многом определяется самой энергосистемой, т.е. насколько сеть развита, чтобы в случае необходимости обеспечить доставку электроэнергии от различных электростанций.

Создаваемые генерирующие компании, по техническим и экономическим характеристикам должны быть как можно более похожи друг на друга. В этом случае увеличивается вероятность, что все компании не будут полностью загружены в периоды высокого спроса и продолжат конкурировать между собой, т.е. затруднится появление эффективного монополиста в период высокого спроса.

3 «Производственные структуры. Энергосбережение и управление в энергетике».

3.1. ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ СТРУКТУРЫ УПРАВЛЕНИЯ ТЭС. ЧИСЛЕННОСТЬ ПЕРСОНАЛА.

Управление тепловыми электростанциями.

Основной структурной единицей на большинстве электростанций является цех. На тепловых станциях различают цеха основно-вспомогательного производства и непромышленных хозяйств. **Цеха основного производства** производят продукцию, для выпуска которой создано предприятие. На тепловых станциях основными являются цеха, в которых протекают производственные процессы по превращению химической энергии топлива в тепловую и электрическую энергию. **Цеха вспомогательного производства** промышленных предприятий, в том числе и электростанций, непосредственно не связаны изготовлением основной продукции предприятия: они обслуживают основное производство, способствуют выпуску продукции и обеспечивают основному производству необходимые условия для нормальной работы. Эти цеха осуществляют ремонт оборудования, снабжение материалами, инструментом, приспособивши, запасными частями, водой (промышленной), различными видами энергии, транспортом и т. п. **Непромышленными** являются хозяйства, продукция и услуги которых не относятся к основной деятельности предприятия. В их функции входит обеспечение и обслуживание бытовых нужд персонала предприятия (жилищные хозяйства, детские учреждения и т.п.).

Производственные структуры тепловой станции определяются соотношением мощности основных агрегатов (турбоагрегатов, паровых котлов, трансформаторов) и технологическими связями между ними. Решающим при определении структуры управления является соотношение мощностей и связи между турбинами и котельными агрегатами. На существующих электростанциях средней и малой мощности однородные агрегаты соединяются между собой трубопроводами для пара и воды (пар из котлов собирается в общих сборных магистралях, из которых он распределяется между отдельными котлами). Такую технологическую схему называют **централизованной**. Широко применяют также

секционную схему, при которой турбина с одним или двумя обеспечивающими ее паром котлами, образует секцию электростанции.

При таких схемах оборудование распределяется по цехам, объединяющим однородное оборудование: в котельном цехе – котельные агрегаты со вспомогательным оборудованием; турбинном - турбоагрегаты со вспомогательным оборудованием и т.д. По этому принципу на крупных тепловых электростанциях организуются следующие цеха и лаборатории: топливно-транспортный, котельный, турбинный, электрический (с электротехнической лабораторией), цех (лаборатория) автоматики и теплового контроля, химический (с химической лабораторией), механический (при выполнении ремонта самой электростанцией этот цех становится ремонтно-механическим), ремонтно-строительный. В функции последнего входит: надзор и ремонт зданий, сооружений и дорог; содержание в должном состоянии всей территории станции.

В настоящее время из-за особенностей технологического процесса производства энергии станций с агрегатами мощностью 200...800 МВт и выше применяют блочную схему связей оборудования. На блочных электростанциях турбина, генератор, котел (или два котла) со вспомогательным оборудованием образуют блок; трубопроводов, связывающих агрегаты, для пара и воды между блоками, нет, резервные котлоагрегаты на электростанциях не устанавливаются. Изменение технологической схемы электростанции приводит к необходимости реорганизации производственной структуры управления, в которой основным первичным производственным подразделением является блок. Для станций блочного типа наиболее рациональной структурой управления является бесцеховая (функциональная) с организацией службы эксплуатации и службы ремонта, возглавляемых начальниками служб – заместителями главного инженера станции. Функциональные отделы подчиняются непосредственно директору станции, а функциональные службы и лаборатории – главному инженеру станции.

На крупных станциях блочного типа используется промежуточная структура управления – блочно-цеховая. Котельный и турбинный цеха объединяют в один и организуют следующие цеха: топливно-транспортный, химический, тепловой автоматики и измерений, централизованного ремонта и др. При работе станции на газе топливно-транспортный цех не организуется.

Цех централизованного ремонта выполняет все виды ремонта оборудования котлотурбинного, топливно-транспортного и химического цехов. Если основной объем работ выполняется ремонтными предприятиями, то этот цех не организуется, а его функции передаются участку производственно-ремонтного предприятия, выполняющего ремонтные работы на этой станции. Все виды ремонтных работ в электрическом цеху и цеху тепловой

автоматики и измерений производятся персоналом этих цехов с привлечением специалистов подрядных организаций.

Как правило, на электростанциях в составе котлотурбинного цеха организуется участок гидротехнических сооружений и гидрозолоудаления. При сжигании многозольного топлива организуются гидротехнический цех. В его ведении находятся пруды и водоемы, градирни и прочие гидротехнические сооружения.

При мощности станции до 25 МВт производят объединение цехов или используют бесцеховую структуру управления с производственными участками: теплотехнического и электротехнического оборудования, контрольно-измерительных приборов и автоматики, а также механической мастерской и ремонтно-строительной группой.

Нормирование и организация труда на энергопредприятиях.

При нормировании и организации труда на энергопредприятиях должны учитываться специфические условия, в которых осуществляется оперативное управление оборудованием, определяющие объем трудовых затрат. Основными из них являются:

разнотипность оборудования, в связи, с чем рабочие одной и той же профессии на разных предприятиях обслуживают оборудование, разное по типу и числу единиц;

рассредоточенность обслуживаемых объектов (оборудования и сооружений) на большой территории (например, в электрических и тепловых сетях), в связи с чем при нормировании необходимо учитывать качество дорог для проезда от баз к объектам, условия прокладки трасс и др.;

учет взаимосвязи между загруженностью оперативного персонала и требованиями по обеспечению высокого уровня надежности работы оборудования;

сочетание нормальной эксплуатации оборудования в одном помещении с ремонтными работами, разбросанность и непостоянство рабочих мест при производстве ремонтных работ и связанные с этим обязанности персонала по допуску к ремонтным работам;

необходимость круглосуточного посменного обслуживания оборудования оперативным персоналом по специальным графикам работы;

наличие значительного числа работ вероятностного характера, не имеющих регулярной повторяемости (например, выявление и устранение неисправностей), длительность выполнения которых является переменной величиной;

разнообразие производственных ситуаций (работа с постоянной или меняющейся электрической нагрузкой, останов или пуск энергоблоков, ликвидация аварийного состояния), обуславливающих значительную вариацию объемов выполняемых работ по сменам, что при постоянной явочной численности оперативного персонала определяет неравномерность его загрузки (по сменам);

разнообразие режимов использования энергоблоков в энергообъединения (режимы: базовый – затраты труда в течение всей рабочей кампании относительно постоянны; повышенной маневренности – затраты труда примерно постоянны только в течение дневных и вечерних смен рабочих суток недели; пиковый – затраты труда постоянны только в течение вечерних смен рабочих дней недели; в остальные смены и нерабочие дни недели затраты труда оперативного персонала на управление энергоблоками меняются от минимума при остановленных в резерв энергоблоках до максимума при пусках агрегатов).

С учетом указанных обстоятельств задача оптимизации оперативного управления энергоблоками заключается в таком сочетании его численности для различных производственных ситуаций и видов смен, при котором сумма годовых затрат на производство энергии, зависящих от численности оперативного персонала, будет минимальной. Имеются в виду затраты на заработную плату (с начислениями), топливо (от численности оперативного персонала зависит длительность пуска и набора нагрузки энергоблоком и, следовательно, расход топлива на неустановившийся режим), текущий ремонт (их зависимость от численности оперативного персонала является условно-вероятностной – при заниженной численности несвоевременное обнаружение и устранение неисправностей может привести к отказам в работе и увеличению затрат на текущий ремонт оборудования).

При нормировании труда оперативного персонала электростанций применяется следующая классификация затрат рабочего времени в течение смены. Рабочее время смены подразделяют на время работы и время перерывов для отдыха, прием пищи и личные надобности. Время работы складывается из затрат времени на выполнение производственного задания и работы, не обусловленной производственным заданием. Затраты времени на выполнение производственного задания включают в себя: время подготовительно-заключительной работы (прием и сдача смены), обслуживания рабочего места (уборка на закрепленном оборудовании) И оперативное время, определяемое длительностью детерминированных регулярно повторяющихся работ (записи в журналах и ведомостях, замена диаграммных лент, профилактические работы на оборудовании; обходы оборудования; выполнение плановых работ при пуске энергоблока), и работы вероятностного характера (выполнение технических мероприятий по подготовке рабочих мест к ремонту; допуски к работе; закрытие нарядов и включение оборудования в работу; выявление и устранение неисправностей; операции по поддержанию заданного режима работы оборудования; регулировка режима горения при растопке котла; активное наблюдение за работающим оборудованием; оперативные переговоры).

Учитывая изменчивость режимов работы энергооборудования необходимо составлять и анализировать не только сменные, но и часовые балансы рабочего времени. В сменном балансе должен предусматриваться минимально необходимый резерв времени (порядка 10... 15 %) на выполнение отдельных операций в случае резких изменений режима работы оборудования (его пуск и останов, ухудшение качества топлива и т. п.). Проводя фотографию рабочего времени и анализ результатов наблюдения, нужно оценивать Целесообразность действий рабочего и рассматривать затраты рабочего времени в совокупности с показателями надежности и экономичности работы оборудования.

Нормы обслуживания (число обслуживаемых единиц оборудования) можно аналитически определять по следующему соотношению:

$$N_{об} = (t_{см} - t_{н.з} - t_{отд}) \cdot k_{\phi} / t_{з.ср}, \quad (12.1)$$

где $t_{см}$ – длительность смены;

$t_{н.з}$ – время на прием и сдачу смены;

$t_{отд}$ – время отдыха (перерывов на прием пищи и личные надобности);

k_{ϕ} – коэффициент длительности, отображающий экономическое и психофизиологическое обоснование нормы обслуживания;

$t_{з.ср}$ – среднее время занятости дежурного на работах по обслуживанию единицы оборудования, которое включает в себя время занятости дежурного выполнением детерминированных работ и математическое ожидание времени занятости дежурного вероятностными работами по обслуживанию единицы оборудования. Коэффициент k_{ϕ} оценивают по уровню следующих показателей: вероятности полного выполнения работ в смене (отношение числа смен, в которых выполняется полный объем работ, к общему числу рассматриваемых смен) и загруженности работника в смене (отношение суммы времени работы по выполнению производственного задания и времени перерывов для приема пищи, на отдых и личные надобности к рабочему времени смены); k_{ϕ} принимается равным 0,82.

По нормам обслуживания для электростанции вычисляется явочная численность дежурных определенной профессии в ночной (вечерней) и дневной сменах как отношение числа единиц оборудования (производственных единиц) на электростанции к норме обслуживания на одного человека в ночную (вечернюю) и дневную смены.

Организация оптимального оперативного управления мощными энергоблоками имеет свои особенности. Выявление режима, в котором работают энергоблоки электростанции (базовый, повышенной маневренности, полупиковый, пиковый), можно проводить по числу пусков энергоблока из резерва за год. В базовом режиме число пусков энергоблока из

резерва (в год) мало (близко к нулю), в режиме повышенной маневренности – близко к 50, в полупиковом – около 260, а в пиковом – примерно 520. Расчеты оптимальной численности оперативного персонала для управления энергоблоками, работающими в базовом и повышенной маневренности режимах, показали, что в составе оперативного персонала целесообразно выделять сменный персонал (чередующийся по сменам) и дневной, работающий только в дневную смену (Д) в общепринятые рабочие дни (т.е. кроме выходных (В) – субботних, воскресных и праздничных дней).

Численность сменного персонала определяется по ночной (вечерней) смене. Для сменного персонала рекомендуется принятый четырех бригадный график выходов на работу. При таком графике возникает переработка (8 ч за 8 недель), которая обычно компенсируется дополнительными выходными днями.

При изучении затрат рабочего времени инженерно-технических работников и служащих учитываются особенности содержания и характера их труда. Важно выявить, какая часть их рабочего времени используется в целом для производительного труда и сколько тратится на различные работы, соответствующие должностной квалификации. :

Численность персонала ТЭС и факторы ее определяющие

На энергопредприятиях, особенно на тепловых электростанциях, занято значительное количество персонала. Персонал энергопредприятия делится на промышленно-производственный и непромышленный (персонал жилищно-коммунального хозяйства, Подсобного сельского хозяйства, детских учреждений и т.д.). Общая численность персонала, составляет **штаты предприятия**. Перечень всех должностей и рабочих мест с указанием их числа и месячной заработной платы (окладов) по ним называется **штатным расписанием**.

На электростанциях к эксплуатационному относится персонал: - управления (за исключением заместителя главного инженера по ремонту);

- общецеховой, не занятый ремонтом;
- оперативный;
- занятый наладкой и испытанием котлотурбинного оборудования;
- химической лаборатории;
- военизированной (сторожевой) охраны.

К ремонтному относится персонал:

- выполняющий капитальный, средний и текущий ремонт, техническое обслуживание, реконструкцию и модернизацию оборудования, приборов и устройств, а также текущий ремонт зданий и сооружений;

- электротехнической лаборатории; |

- отдела (группы) подготовки и проведения ремонта;
- по контролю за металлом;
- участка, цеха теплоснабжения и подземных коммуникаций.

Для расчета и планирования численности персонала ТЭС и фонда заработной платы могут быть использованы нормативы численности промышленно-производственного персонала тепловых электростанций, в которых учтены рабочие, руководители, специалисты и служащие, необходимые для выполнения всего комплекса эксплуатационных и ремонтных работ, включая реконструктивные работы в соответствии с ПТЭ и производственными инструкциями. В нормативную численность дополнительно вносится персонал по обслуживанию находящихся на балансе электростанций внешних электрических и тепловых сетей, районных Передвижных котельных, энергопоездов, дизельных электростанций, автотранспорта, подразделений, занятых обслуживанием автоматизированных систем управления, ведомственной сторожевой и пожарной охраны.

Для определения суммарной нормативной численности промышленно-производственного персонала ТЭС могут использоваться укрупненные нормативы численности в зависимости от вида используемого топлива, числа и типа энергоблоков. Для ТЭС, сжигающих более 30 % газа от годового расхода топлива в условном исчислении, к нормативам численности вводятся поправки (табл. 19).

Таблица 19

Поправочный коэффициент к нормативной численности персонала, доли

Доля сжигания газа, %	Эксплуатационный	Ремонтный	
	Твердое топливо	Твердое топливо	Жидкое топливо
30...40	0,99	0,98	0,98
40...50	0,98	0,96	0,96
50...60	0,97	0,94	0,94
60...70	0,96	0,92	0,92
70...80	0,95	0,91	0,90
80...90	0,94	0,90	0,88
Свыше 90	0,93	0,88	0,85

Для более детального расчета необходимой численности по отдельным категориям работников могут использоваться конкретные нормативы численности. Общая нормативная численность эксплуатационного персонала электростанций определяется суммированием нормативов численности персонала по видам обслуживаемого оборудования и зависит от типа электростанции, мощности, числа энергоблоков, котлов, вида топлива и района сооружения. Для электростанций, расположенных в районе Крайнего Севера, нормативная численность персонала увеличивается на 6... 7 %, а для расположенных в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, на 4...5 %.

Структура административно-управленческого персонала тепловых электростанций зависит от нормативной численности промышленно-производственного персонала (ППП). На электростанциях с нормативной численностью ППП до 450 чел. в производственно-технический отдел могут быть включены следующие группы: планово-экономическая, материально-технического снабжения, капитального строительства, наладки и испытаний оборудования.

3.2. ОСНОВЫ ПЛАНИРОВАНИЯ МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НАГРУЗКИ МЕЖДУ АГРЕГАТАМИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ.

Виды и характеристики энергооборудования: абсолютные, относительные, дифференциальные. Расходные характеристики. Характеристики относительных приростов. Максимальная и минимальная реактивные мощности. Принципы оптимального распределения нагрузки между котлами и турбоагрегатами. Планирование мощности и распределения нагрузки между электростанциями в ЭС. Уравнение цели. Уравнение ограничений. Уравнение управления. Выбор оптимального состава оборудования.

Виды характеристик энергооборудования.

Энергетические характеристики оборудования отображают зависимость между входными, выходными параметрами и потерями.

Существует три вида характеристик: абсолютные (расходные) относительные и дифференциальные.

Абсолютные (расходные) характеристики отображают зависимость между количеством энергии, подводимой к агрегату (первичной), и получаемой от него (вторичной). Они используются для определения абсолютных значений расхода топлива и необходимой производственной мощности (соответствия производственной мощности котла и турбины).

Относительные характеристики используют для расчета первичной энергии при заданных нагрузках. К ним относятся удельные расходы топлива и теплоты, характеризующие экономичность работы оборудования, а также коэффициента полезного действия (КПД).

Дифференциальные характеристики применяют для определения оптимальных режимов работы агрегатов.

Энергетические характеристики котлов (парогенераторов).

Расходная характеристика парогенератора – это зависимость часового расхода топлива котлом от его полезной часовой тепловой нагрузки (рис. 19): $B = f(Q_{ч.к})$.

Расходные характеристики паровых котлов строятся на основе их тепловых балансов. Тепловой баланс может быть представлен в следующем виде, ГДж/ч:

$$Q_{ч.к} = Q + \Delta Q, \quad (13.1)$$

где Q – полезно используемое тепло;

$$\Delta Q = \Delta Q_1 + \Delta Q_2 + \Delta Q_3 + \Delta Q_4 + \Delta Q_5, \quad (13.2)$$

где ΔQ_1 – потери тепла с уходящими газами;

ΔQ_2 – потери от химической неполноты сгорания;

ΔQ_3 – потери от механической неполноты сгорания;

ΔQ_4 – потери в окружающую среду;

ΔQ_5 – потери с физической теплотой шлаков.

Зависимость отдельных видов потерь от полезной нагрузки устанавливается на основе испытаний парового котла и строится в пределах от минимальной нагрузки до максимальной (рис. 20).

Минимальная нагрузка – это наименьшая нагрузка Q_{min} , с которой котел может работать в течение длительного периода времени без нарушения циркуляции или процесса горения. Обычно она зависит от вида топлива и типа котла, например минимальная нагрузка газ-мазута составляет 30 % от номинальной, а твердого топлива – 50 %.

Характеристика относительных приростов расхода топлива котлом (дифференциальная характеристика) отображает изменение часового расхода топлива при увеличении тепловой нагрузки на 1 ГДж/ч:

Максимальная нагрузка – это наибольшая нагрузка Q_{max} , при которой котел может длительно работать без вредных последствий.

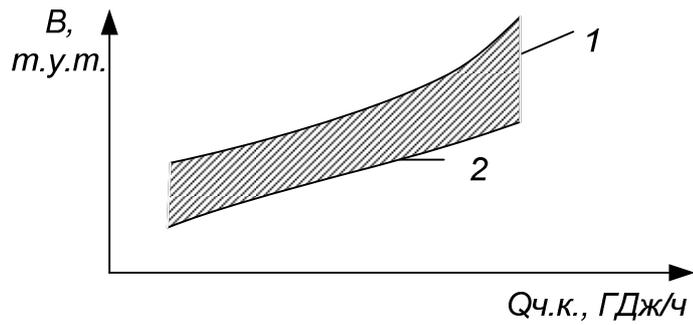


Рис 19. Расходная характеристика котла:
1 – потери; 2 – полезная теплота

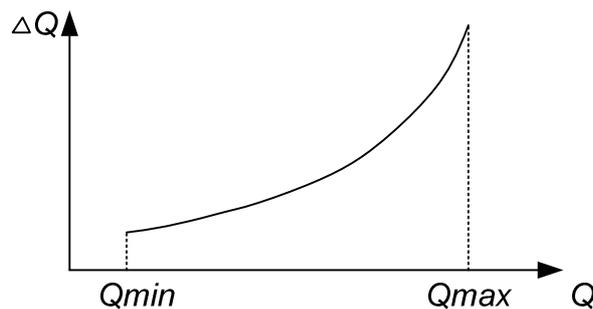


Рис. 20. Зависимость отдельных видов потерь от полезной нагрузки

Характеристикой относительных приростов расхода топлива (дифференциальная характеристика) отображает изменение часового расхода топлива при увеличении тепловой нагрузки на 1 ГДж/ч.

$$r_k = \frac{\partial B}{\partial Q} \tag{13.3}$$

Рассмотрим взаимосвязь между удельным расходом топлива b , относительным приростом расхода топлива котла r_k и КПД (рис. 21). Тангенс угла наклона расходной характеристики к оси Q соответствует удельному расходу топлива b т.у.т./ГДж:

$$b = \frac{B}{Q_{ч.к}} \tag{13.4}$$

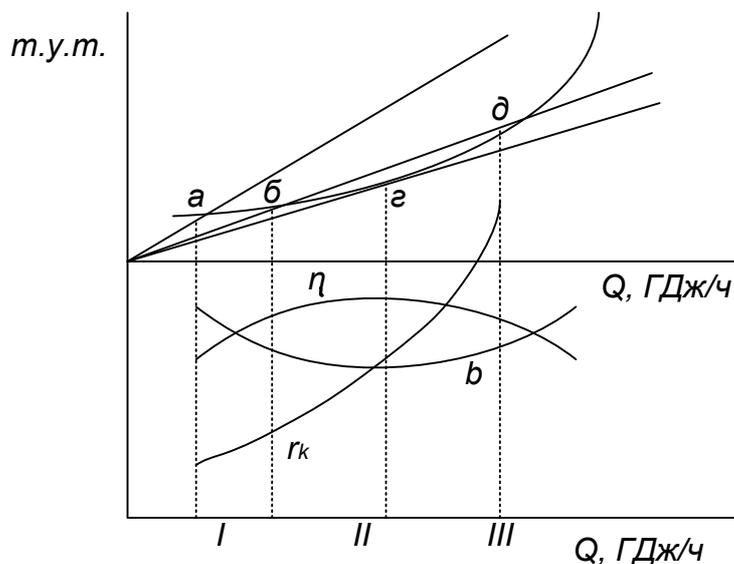


Рис. 21. Взаимосвязь между удельным расходом топлива, относительным приростом расхода топлива и КПД котла: I – зона сниженных нагрузок; II – зона средних нагрузок; III – зона повышенных нагрузок

Угол наклона кривой, а, следовательно, и его тангенс сначала уменьшаются, а затем в какой-то момент времени начинают увеличиваться. Соответственно и удельный расход топлива при росте нагрузки сначала снижается ($b_a > b_b > b_c$), а затем вновь начинает возрастать ($b_d = b_a$). В точке г удельный расход равен относительному приросту расхода топлива $b = r_K$, так как луч совпадает с касательной, а относительный прирост расхода топлива численно равен тангенсу угла наклона касательной к энергетической характеристике. В этой же точке достигается минимум удельного расхода топлива и максимальное значение КПД, %:

$$\eta = \frac{0,0342}{b} \cdot 100; \quad 0,0342 = 1/29,3$$

где 29,3 – теплота сгорания 1 т у.т., ГДж.

Таким образом, можно выделить три характерные зоны:

- сниженных нагрузок (I) – является практически нерабочей, так как режим горения неустойчив;
- средних нагрузок (II) – соответствует наиболее экономичной работе агрегатов, КПД близок к максимальному;
- повышенных нагрузок (III) – является перегрузочной, для нее характерно резкое возрастание потерь и снижение КПД.

Расходные энергетические характеристики турбоагрегатов

Расходные характеристики паровых турбоагрегатов зависят от системы их регулирования и представляют собой выпуклые кривые (рис. 22, а) или их сочетание (рис. 22, в).

При возрастании нагрузки угол наклона касательной уменьшается. Это объясняется постепенным открытием дроссельного клапана, пропускающего пар в проточную часть турбины, и снижением потерь дросселирования. В крупных турбинах для уменьшения потерь дросселирования применяют сопловое или клапанное регулирование, осуществляемое последовательным открытием нескольких клапанов. В точке включения такого клапана происходит скачкообразное увеличение относительного прироста расхода топлива ($tg\alpha_1 < tg\alpha_2$) из-за возрастания потерь дросселирования во вновь открываемом клапане (рис. 22, б).

Использование в практических расчетах криволинейных характеристик весьма сложно, поэтому их заменяют прямолинейными (рис. 23). Обычно проводят прямую через точки характеристики, соответствующие нагрузкам 50 и 100 %.

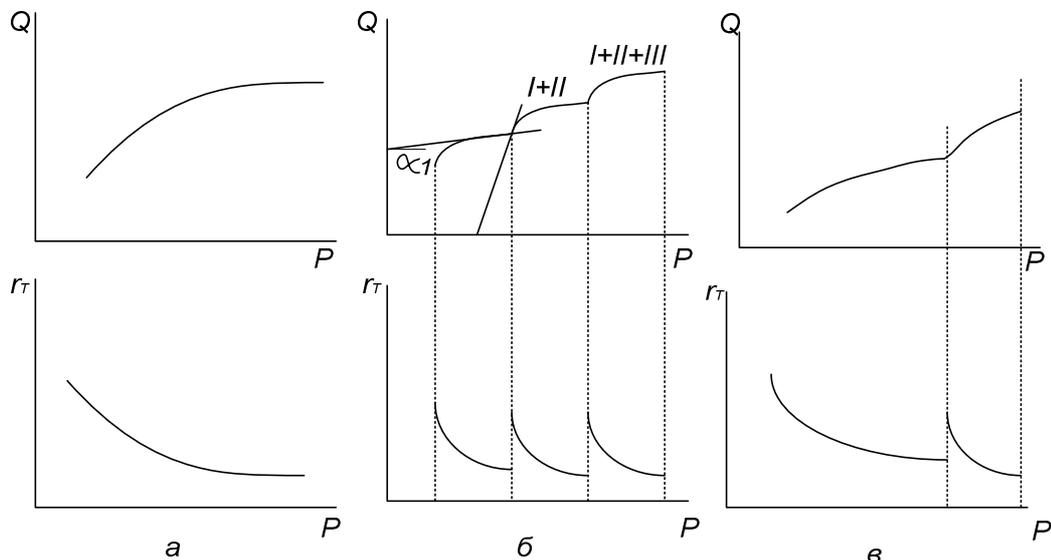


Рис. 22. Расходные характеристики паровых турбоагрегатов:
 а – дроссельное регулирование; б – сопловое или клапанное регулирование; в – обводное регулирование; I, II, III – клапаны

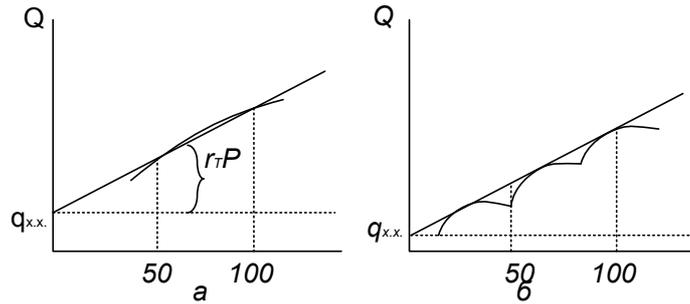


Рис. 23. Расходные характеристики паровых турбоагрегатов при замене криволинейных зависимостей прямолинейными: а – для одного турбоагрегата; б – для нескольких турбоагрегатов

$$Q_{\text{ч}} = q_{\text{х.х}} + r_m \cdot P, \quad (13.5)$$

где $q_{\text{х.х}}$ – часовой расход тепла на холостой ход агрегата, ГДж/ч (имеется в виду условный, получающийся в результате спрямленной характеристики часовой расход тепла на холостой ход; в дальнейшем изложении слово «условный» опускается;

r_m – относительный прирост расхода тепла, т.е. отношение приращения расхода тепла ΔQ к приращению нагрузки ΔP или (для спрямленной характеристики) тангенс угла наклона характеристики к оси абсцисс, ГДж/(МВт·ч);

P – текущая электрическая нагрузка турбоагрегата, МВт.

Таким образом, при любой нагрузке турбоагрегата часовой расход тепла складывается из постоянного не зависящего от нагрузки расхода тепла на холостой ход и нагрузочного расхода тепла, зависящего от нагрузки (возрастающего с ее увеличением и наоборот). Например: для турбины К-300-240 расходная характеристика $Q_{\text{ч}} = 158,8 + 7,68 \cdot \text{ЧР}$, ГДж/ч.

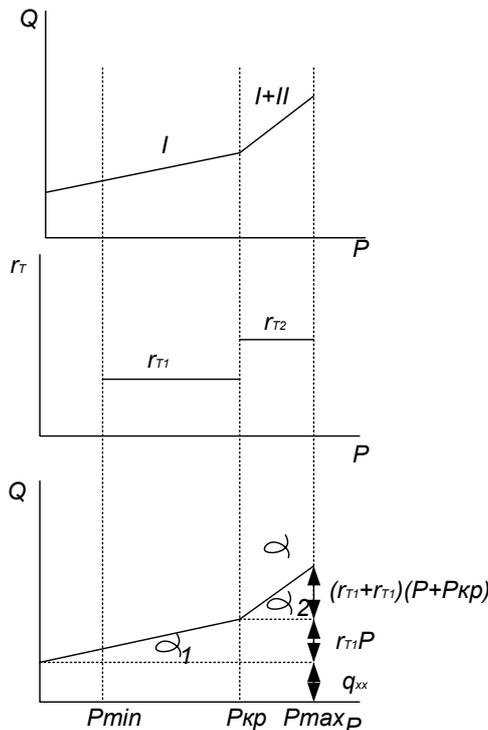


Рис. 24. Расходная характеристика паровых турбоагрегатов при обводном регулировании: I, II – клапаны

Для увеличения пропуска пара через проточную часть турбин большой мощности применяется обводное регулирование, когда пар в обвод первых ступеней пропускается непосредственно в одну из промежуточных ступеней. В этом случае расходная характеристика представляет собой сочетание двух выпуклых кривых, из которых последняя имеет больший угол наклона (рис. 24).

В зоне действия клапана I

$$tg\alpha_1 = \frac{\Delta Q}{\Delta P} = \frac{Q_{кр} - Q_{min}}{P_{кр} - P_{min}} = r_{m1}, \quad (13.6)$$

а клапанов I и II

$$tg\alpha_2 = \frac{\Delta Q}{\Delta P} = \frac{Q_{max} - Q_{кр}}{P_{max} - P_{кр}} = r_{m2}, \quad (13.7)$$

где $Q_{кр}$ – расход тепла, соответствующий критической нагрузке;

$P_{кр}$ – критическая, или экономическая, нагрузка турбины, т.е. нагрузка при которой удельный расход тепла является наименьшим, МВт;

r_{m1} , r_{m2} – относительные приросты расхода теплоты турбоагрегата в зоне до критической нагрузки и перегрузочной зоне, ГДж/(МВт · ч)

Таким образом, при обводном регулировании часовой расход:

$$Q_{ч} = q_{x.x} + r_{m1} \cdot P_{кр} + r_{m2} \cdot (P - P_{кр}) = q_{x.x} + r_{m1} \cdot P + (r_{m2} - r_{m1}) \cdot (P - P_{кр}). \quad (13.8)$$

Часовой расход тепла при нагрузке, превышающей критическую, состоит: из расхода тепла на холостой ход $q_{x.x}$; расхода тепла на выработку электроэнергии, если вся она получается по характеристике, не имеющей излома, с относительным приростом r_{m1} ; дополнительного расхода тепла из-за выработки части электроэнергии при нагрузке, превышающей экономическую т е в зоне нагрузки с большим относительным приростом ($r_{m2} > r_{m1}$) коэффициенты характеристики $q_{x.x}$, r_{m1} и r_{m2} являются величинами постоянными для данных типов мощности и состояния агрегата. Они либо известны по данным завода-изготовителя, либо определяются проведением соответствующих испытаний.

Для теплофикационных турбоагрегатов при определенных значениях отборов пара часовой расход тепла, ГДж/ч:

$$Q_{ч} = q_{x.x} + k_m \cdot D_m + k_n \cdot D_n + r_{m1} \cdot P + (r_{m2} - r_{m1}) \cdot (P - P_{кр1}) + (r_{m3} - r_{m2}) \cdot (P - P_{кр2}),$$

где k_m и k_n – коэффициенты, характеризующие приросты расхода тепла на турбоагрегат при неизменной электрической нагрузке и увеличении отбора пара отопительных и производственных параметров соответственно на 1 т/ч, ГДж/т пара;

D_m и D_n – расход пара из регулируемых отборов отопительных и производственных параметров соответственно, т/ч;

P – электрическая нагрузка турбоагрегата, МВт;

$P_{кри}$ – критические нагрузки, при которых измеряется величина относительного прироста расхода тепла, МВт;

r_{mi} – относительные приросты расхода тепла на единицу электрической нагрузки соответственно в зонах от минимальной P_{min} до $P_{кр1}$, от $P_{кр1}$ до $P_{кр2}$, от $P_{кр2}$ до максимальной P_{max} , ГДж/МВт·ч.

Параметры (коэффициенты) характеристики получают на основе Диаграммы режимов по данным испытаний завода изготовителя (рис. 25). С изменением величин отборов пара меняются значения минимальной, критических и максимальной нагрузок (рис. 26), а также значения коэффициентов характеристики.

Характеристика относительных приростов расхода теплоты турбоагрегатом для данной тепловой нагрузки определенных параметров представляет собой ступенчатый график (см. рис. 24). Число ступеней и их размеры определяются значениями минимальной, максимальной и критическими нагрузками, а также относительными приростами расхода теплоты для отдельных диапазонов нагрузки.

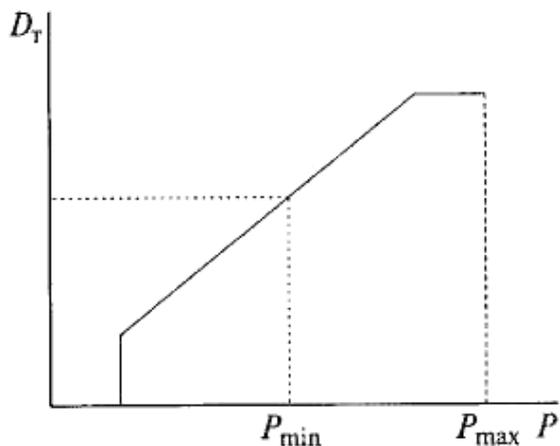


Рис. 25. Определение параметров (коэффициентов) расходной характеристики турбоагрегата на основе диаграммы режима

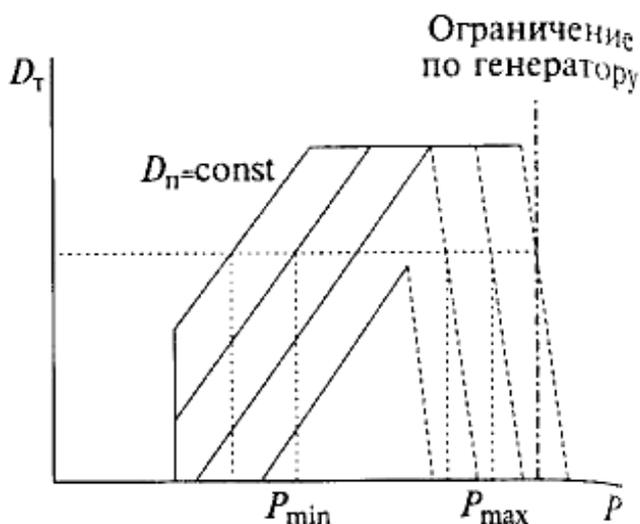


Рис. 26. Зависимость параметров расходной характеристики турбоагрегата от величины отборов пара

Показателем, характеризующим экономичность турбины, является удельный расход тепла, ГДж/(МВт · ч):

$$q = \frac{Q_q}{P} \quad (13.8)$$

Коэффициент полезного действия:

$$\eta = \frac{3,6}{q} = \frac{3,6}{q_{x.x} / P + r_{m1} + \Delta r \cdot (1 - P_{кр} / P)} \quad (13.9)$$

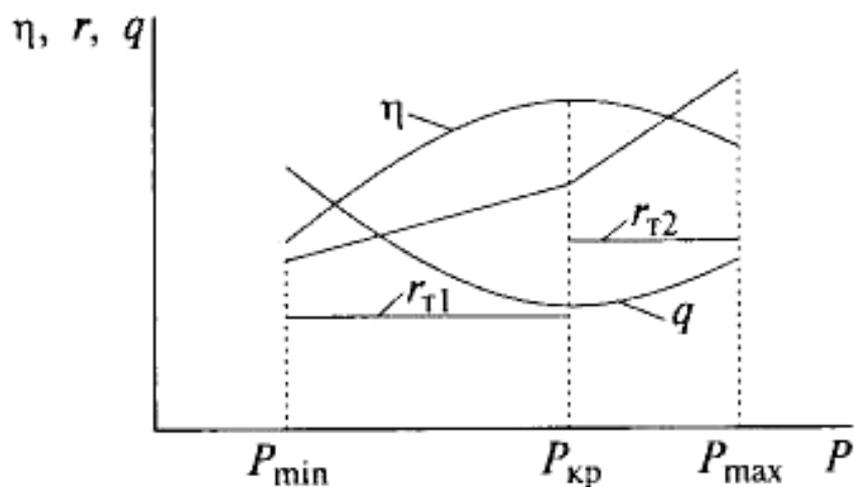


Рис. 27. Относительные показатели работы турбоагрегатов

В зоне нагрузок до $P_{кр}$ удельный расход тепла снижается за счет уменьшения доли расхода пара на холостой ход ($q_{\min} = q_{P_{кр}}$), а затем увеличивается за счет перегрузочного расхода тепла (рис. 27).

Так как в точке $P = P_{кр}$ удельный расход топлива минимальный, а КПД соответственно достигает максимального значения, то эта точка называется **экономичной нагрузкой турбоагрегата**.

При увеличении электрической нагрузки удельный расход тепла численно будет приближаться к значению относительно расхода теплоты турбоагрегатом

Принципы оптимального распределения нагрузки между котлами в котельной

На основе характеристик для отдельных котлов строятся одноименные характеристики для котельной применительно к одновременно находящимся в работе котлам в данный период времени и оптимальному распределению тепловой нагрузки котельной между ними. Распределение нагрузки между совместно работающими агрегатами будет наиболее выгодным, когда выполнение Лунного общего графика нагрузки требует наименьшего количества первичной энергии (топлива в условном исчислении или расходов на топливо при разной цене топлива). Тепловые нагрузки котлов, соответствующие этим условиям, будут совпадать, если в рассматриваемый период времени все работающие котлы данной котельной используют одинаковое топливо. Для достижения этих Критериев необходимо, чтобы в каждый момент времени обеспечивалось равенство относительных приростов расхода топлива или относительных приростов стоимости топлива: $r_{к1} = r_{к2} = \dots = r_{ки} \dots$. Для построения характеристики относительных приростов котельной суммирование нагрузки отдельных котлов следует производить при одинаковых значениях относительных приростов расхода топлива (для достижения минимума расхода топлива котельной хода топлива котельной, состоящей из двух разнотипных котлов, имеет излом (рис. 28), который происходит в характерных точках, соответствующих минимальным и максимальным нагрузкам отдельных котлов.

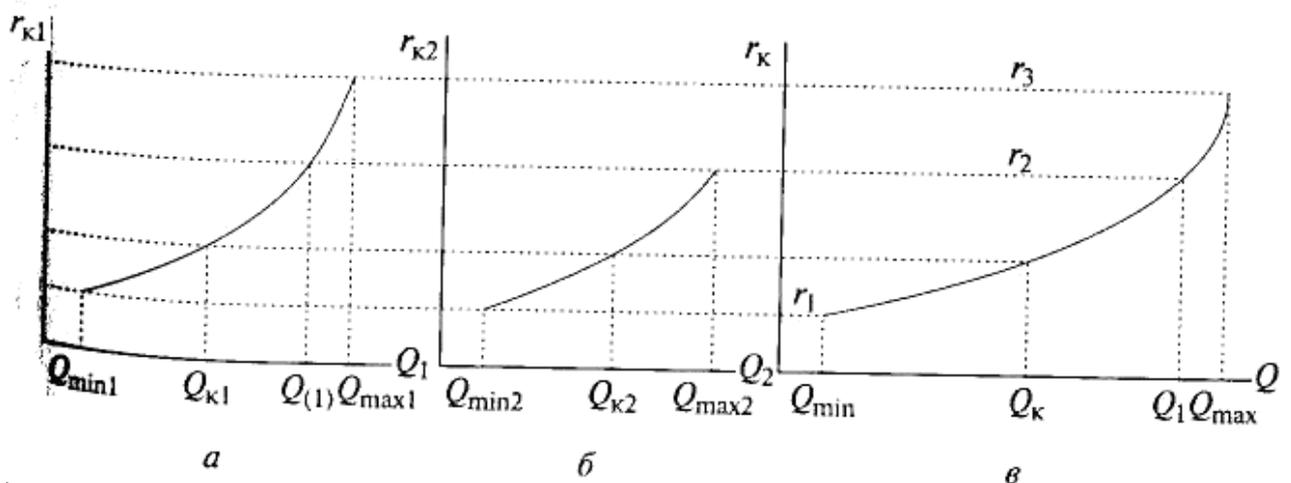


Рис. 28. Построение характеристики относительных приростов расхода топлива котельной: а – первого котла; б – второго котла; в – котельной

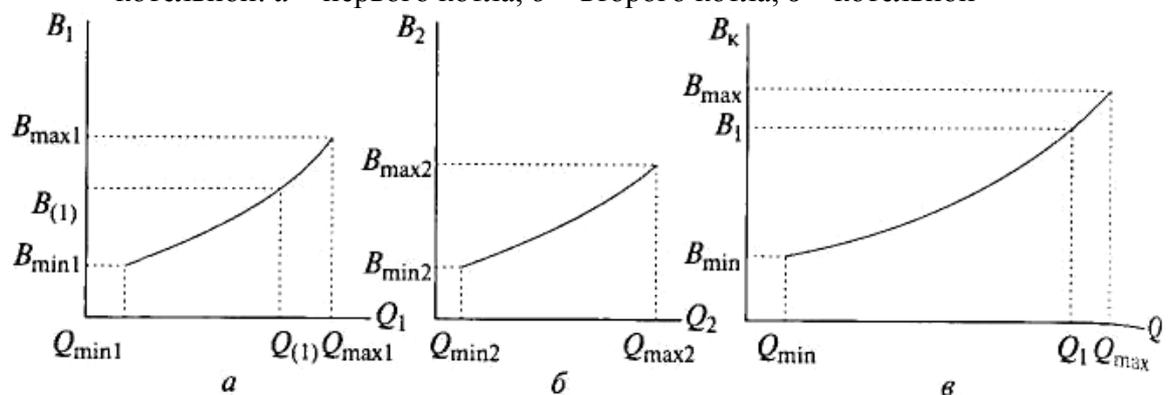


Рис. 29. Энергетические характеристики: а – первого котла; б – второго котла; в – котельной

Например:

$$Q_{\min} = Q_{\min 1} + Q_{\min 2} \quad \text{при } r_1, \quad (13.10)$$

$$Q_1 = Q_{(1)} + Q_{\max 2} \quad \text{при } r_2, \quad (13.11)$$

$$Q_{\max} = Q_{\max 1} + Q_{\max 2} \quad \text{при } r_3. \quad (13.12)$$

Энергетическая характеристика котельной строится по тем же характерным точкам, что и характеристика относительных приростов расхода топлива (рис. 29). При этом используются энергетические характеристики отдельных котлов.

По тепловым нагрузкам отдельных котлов, соответствующим данному (одинаковому) значению относительного прироста расхода топлива, из энергетических характеристик находят соответствующие им расходы топлива. Суммируя эти величины, получаем расход топлива котельной при тепловой нагрузке, равной сумме тепловых нагрузок отдельных котлов:

$$B_{\min} = B_{\min 1} + B_{\min 2}, \quad (13.13)$$

$$B_1 = B_{(1)} + B_{\max 2}, \quad (13.14)$$

$$B_{\max} = B_{\max 1} + B_{\max 2}. \quad (13.15)$$

Распределение нагрузки между турбоагрегатами ТЭС.

Для ТЭС по характеристикам турбоагрегатов (ТА) составляются характеристики относительных приростов (ХОП) расходов теплоты, энергетические характеристики машинного зала электростанции и режимные карты. Характеристика относительных приростов и энергетическая для электростанции в целом могут быть получены на основе одноименных характеристик котельной и машинного зала.

Относительный прирост (ОП) расхода топлива станцией является показателем экономичности работы станции или блока и показывает, на сколько изменится расход топлива станцией при изменении нагрузки на 1 кВт:

$$r_{cm(бл)} = r_k \cdot r_m \quad (13.16)$$

Скачок на ХОП электростанции (рис. 30, а) связан с ХОП турбоагрегата (рис. 30, б), а пологовогнутая часть определяется ХОП котла (рис. 30, в). Если в машинном зале станции установлены однотипные агрегаты, то нагрузка между ними распределяется равномерно при минимально необходимом числе агрегатов. Это позволяет дать каждому агрегату достаточно высокую нагрузку. Если агрегаты разнотипны по мощности и экономичности, то должно быть произведено экономичное распределение электрической нагрузки между ними, т.е. заданная электрическая нагрузка распределяется между ними таким образом, чтобы в машинном зале расход тепла был минимальным. При этом возможны два случая.

I. Нагрузка ТЭС может быть покрыта полностью каждым из двух агрегатов. Их расходные характеристики определяются следующим образом:

Рассмотрим простейший пример. В турбинном цехе установлены два агрегата различного типа. Их расходные характеристики определяются следующим образом:

$$Q_1 = q_{x.x1} + r_{m1} \cdot P_1, \quad (13.17)$$

$$Q_2 = q_{x.x2} + r_{m2} \cdot P_2. \quad (13.18)$$

1. Если $q_{x.x1} < q_{x.x2}$ и $r_{m1} < r_{m2}$, то любая нагрузка ТЭС должна покрываться турбиной № 1 (рис. 31, а)

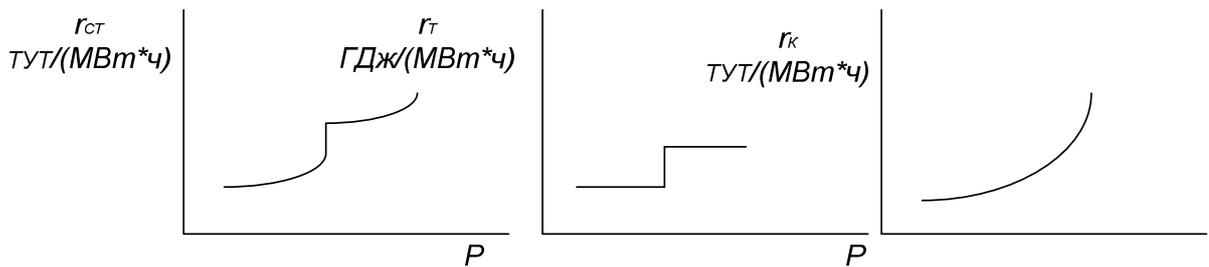


Рис. 30. Построение характеристики относительных приростов расхода топлива тепловой электростанцией: а – электростанции; б – турбоагрегата; в – котла

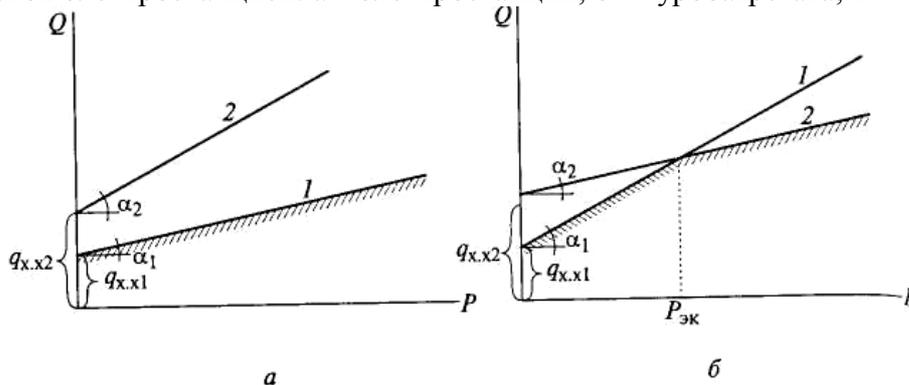


Рис. 31. Полное покрытие нагрузки ТЭС одним из агрегатов: а – нагрузка ТЭС полностью покрывается турбиной № 1; б – в зоне $P < P_{эж}$ нагрузка ТЭС полностью покрывается турбиной № 1, в зоне $P > P_{эж}$ – полностью турбиной № 2; 1, 2 – расходные характеристики турбин

2. Если $q_{x.x1} < q_{x.x2}$ и $r_{m1} > r_{m2}$, $0 < P < P_{max}$ (рис. 31, б), то в диапазоне $P < P_{эж}$, $Q_{min} = Q_2$, следовательно, надо загружать турбину № 1; в диапазоне $P > P_{эж}$, $Q_{min} = Q_1$, следовательно, надо разгружать турбину № 1 и загружать турбину № 2; при $P = P_{эж}$ турбины равноэкономичны.

Если сходящиеся характеристики не пересекаются в зоне номинальной мощности, то всю нагрузку должна взять на себя турбина № 1.

II. Нагрузка ТЭС может быть покрыта только при совместной параллельной работе обоих агрегатов.

Допустим, что совместно работают два турбоагрегата, из которых первый имеет часовую расходную характеристику $Q_{q1} = q_{x.x1} + r_{m1} \cdot P_1$, а второй $Q_{q2} = q_{x.x2} + r_{m2} \cdot P_2$. Общий часовой расход тепла двух совместно работающих агрегатов составит:

$$Q_{q\Sigma} = Q_{q1} + Q_{q2} = q_{x.x1} + r_{m1} \cdot P_1 + q_{x.x2} + r_{m2} \cdot P_2. \quad (13.19)$$

Прибавим и вычтем произведение $r_{m1} \cdot P_2$, а общую нагрузку двух агрегатов обозначим через $P_{cm} = P_1 + P_2$. Тогда:

$$Q_{q\Sigma} = q_{x.x1} + q_{x.x2} + r_{m1} \cdot (P_1 + P_2) + (r_{m2} - r_{m1}) \cdot P_2 = q_{x.x1} + q_{x.x2} + r_{m1} \cdot P_{cm} + (r_{m2} - r_{m1}) \cdot P_2$$

Графическое изображение расходной характеристики этих двух совместно работающих агрегатов будет иметь вид ломаной линии, точка излома которой может перемещаться при перераспределении нагрузки между агрегатами. Как видно из выражения общего расхода тепла, при любом распределении нагрузки между агрегатами суммарный расход тепла на холостой ход останется неизменным ($q_{x.x1} + q_{x.x2}$), а переменная часть расхода тепла будет тем меньше, чем больше нагружается агрегат, имеющий меньший относительный прирост расхода тепла.

Итак, в системе параллельно работающих агрегатов экономичность вариантов распределения нагрузки изменяется только за счет изменения дополнительного расхода энергии, так как расходы на холостой ход агрегатов имеют место при любом распределении нагрузки между ними. Следовательно, при возрастании нагрузки совместно работающих агрегатов в первую очередь должен нагружаться тот из них, у которого меньше относительный прирост расхода первичной энергии. Таким образом, оптимальное распределение достигается в порядке возрастания относительных приростов расходов тепла:

$$r_{m1} < r_{m2} < r_{mi}$$

Режимная карта машинного зала тепловой станции – это зависимость электрической нагрузки отдельных турбоагрегатов от электрической нагрузки станции: $P_i = f(P)$. Режимная карта разрабатывается на основе ХОП определенного состава работающих турбоагрегатов применительно к данным тепловым нагрузкам и условиям эксплуатации и используется для оптимального распределения суммарной нагрузки ТЭС между ними.

Допустим, что совместно работают два агрегата со следующими энергетическими характеристиками:

$$Q_1 = q_{x.x1} + r_{m1} \cdot P_1 + r'_{m1} \cdot (P + P_{кр}), \quad (13.20)$$

$$Q_2 = q_{x.x2} + r_{m2} \cdot P_2 + r'_{m2} \cdot (P + P_{кр}). \quad (13.21)$$

Допустим, что относительные приросты расхода тепла по зонам нагрузки находятся в следующем соотношении (рис. 13.14):

$$r_{m1} < r_{m2} < r'_{m2} < r'_{m1}.$$

Технические минимумы нагрузки обозначим соответственно P_{min1} и P_{min2} . Тогда может быть построена режимная карта экономического распределения нагрузки между этими агрегатами при их совместной работе.

По оси абсцисс (рис. 32) отложена общая нагрузка агрегатов станции (т.е. нагрузка турбинного цеха), а по оси ординат – нагрузка каждого из совместно работающих агрегатов. В первую очередь на график наносится технический минимум нагрузки цеха $P_{cm.min} = P_{min1} + P_{min2}$. Далее с увеличением нагрузки цеха догрузка агрегатов производится в последовательности возрастания относительных приростов (табл. 20).

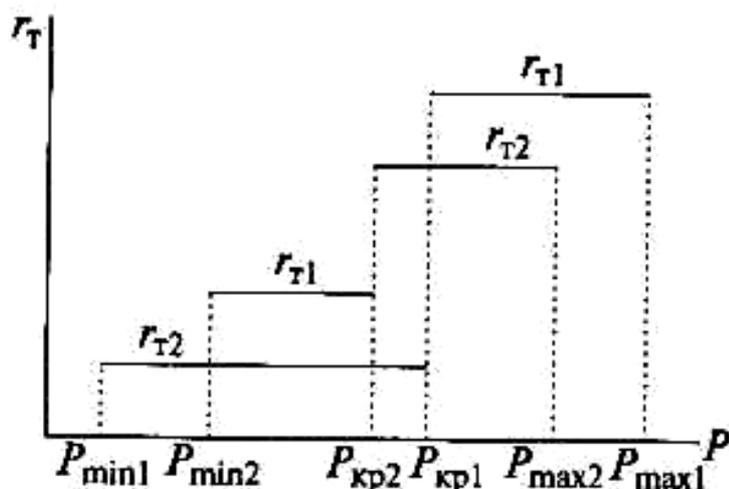


Рис. 32. Относительные приросты расхода тепла турбоагрегатами по зонам нагрузки. Сначала догружается агрегат № 1 до нагрузки $P_{кр1}$, за пределами которой относительный прирост возрастает. На графике это отображается наклонным к оси абсцисс отрезком прямой, показывающим, как с ростом нагрузки цеха увеличивается нагрузка агрегата № 1, в то время как нагрузка агрегата № 2 остается постоянной – на уровне технического минимума. Таким образом, покрытия нагрузки цеха P_1 агрегат № 1 участвует величиной $P_{кр1}$, а агрегат № 2 – величиной P_{min2} :

$$P_1 = P_{min2} + P_{кр1} = P_{см.мин} - P_{min1} + P_{кр1} = P_{см.мин} + (P_{кр1} - P_{min1}). \quad (13.22)$$

Далее возрастающая нагрузка цеха передается на агрегат № 2 (так как $r_{m2} < r'_{m2} < r'_{m1}$), который нагружается сначала до величины P_2 , а затем до P_3 , в то же время нагрузка агрегата № 1 остается на уровне $P_{кр1}$:

$$P_2 = P_{кр1} + P_{кр2} = P_1 - P_{min2} + P_{кр2} = P_1 + (P_{кр2} - P_{min2}), \quad (13.23)$$

$$P_3 = P_{кр1} + P_{max2} = P_2 - P_{кр2} + P_{max2} = P_2 + (P_{max2} - P_{кр2}) \quad (13.24)$$

В последнюю очередь догружается агрегат № 1 в зоне $P_{кр1} - P_{max1}$:

$$P_{см.макс} = P_{max2} + P_{max1} = P_3 - P_{кр1} + P_{max1} = P_3 + (P_{max1} - P_{кр1}). \quad (13.25)$$

Распределение электрической нагрузки ТЭЦ зависит от того, как распределены между турбинами тепловые нагрузки, поскольку электрическая нагрузка, вырабатываемая по теплофикационному режиму, определяется тепловыми нагрузками.

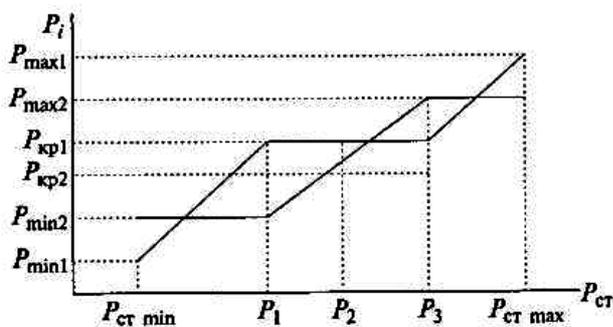


Рис. 33. Режимная карта машинного зала тепловой станции

Зависимость зоны нагрузки от относительных приростов

Значение ОП	№ТА	Зона нагрузки
r_{m1}	1	$P_{\min 1} - P_{\text{кр}1}$
r_{m2}	2	$P_{\min 2} - P_{\text{кр}2}$
r'_{m2}	2	$P_{\text{кр}2} - P_{\max 2}$
r'_{m1}	1	$P_{\text{кр}1} - P_{\max 1}$

Распределение тепловых нагрузок ТЭЦ производится в последовательности убывания удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении, т.е. соблюдается принцип максимальной выработки – электроэнергии на тепловом потреблении.

Поэтому для ТЭЦ распределение электрических нагрузок между турбинами заключается в определении целесообразной дополнительной нагрузки конденсационной мощности, которая может меняться:

$$\Delta N = P_{\max} - P_{\min}. \quad (13.26)$$

Распределение этой конденсационной мощности производится аналогично КЭС, т.е. в порядке возрастания относительных приростов. Если условие параллельной работы не соблюдается и турбины ТЭС включаются последовательно по мере нагрузки станции, то при распределении нагрузки между ними надо учитывать не только величину относительного прироста, но и расход тепла, и холостой ход.

Общие вопросы оптимального распределения электрической нагрузки в энергосистеме.

В хозяйственном отношении электростанции и электрические сети являются независимыми, но объемы продаж электроэнергии и мощности на рынке регулируются ОАО СО «ЦДУ» на уровне оптового рынка, либо его региональным филиалом на уровне розничного рынка.

Основной целью ОАО СО «ЦДУ» является бесперебойное обеспечение снабжения потребителей на рынке электроэнергии энергией требуемого качества при условии максимальной выгоды участников рынка. При этом режимы отдельных электростанций могут не соответствовать экономическому оптимуму для этих электростанций.

Для решения задачи оптимизации с использованием ЭВМ составляется математическая модель, которая (в упрощенном виде) включающая в себя пять уравнений или неравенств.

1. Уравнение цели (критерий экономичности).

Общей целью, или критерием оптимизации режимов, является обеспечение минимальных текущих затрат на производство и передачу электроэнергии:

$$Z_c \rightarrow \min. \quad (13.27)$$

От режима работы электростанции зависят только условно-переменные затраты, к которым относится прежде всего топливная составляющая расходов на ТЭС. Условно-постоянные затраты не зависят от режима работы электростанции и поэтому могут быть исключены из рассмотрения. Целевая функция (критерий оптимизации) может быть представлена следующим выражением:

$$\sum_{i=1}^n B_{zi} \cdot C_{mi} + \Delta \Pi_i \rightarrow \min, \quad (13.29)$$

где n – число тепловых станций в энергосистеме;

B_{zi} – годовой расход топлива на i -й станции, т.у.т;

C_{mi} – цена топлива, используемого на i -й станции, р./т у.т.

$\Delta \Pi_i$ – заданная норма прибыли на i -й электростанции, р.

2. *Уравнение связи* (или характеристика объекта. Объект представляется в виде следующей модели (рис. 34):

$$x=f(y), \quad (13.30)$$

где x – первичная энергия, поступающая на объект (входящий поток);

y – вторичная энергия (исходящий поток).

Характеристиками объекта являются расходные энергетические характеристики:

$$B_{\kappa} = f(Q_{\kappa}), \quad (13.31)$$

$$Q_m = f(P_m),$$

$$B_{ст} = f(P_{ст}),$$

где $B_{\kappa}, B_{ст}$ – часовой расход топлива соответственно котла и электростанции, т у. т/ч;

Q_{κ}, Q_m – количество теплоты соответственно на выходе из котла и входе в голову турбины, ГДж/ч;

$P_m, P_{ст}$ – электрическая мощность соответственно турбоагрегата и электростанции, МВт.

Если характеристика объекта не меняется во времени, то объект называется стационарным, в противном случае – нестационарным. Энергетическое оборудование является типично нестационарным объектом, так как со временем характеристики агрегатов ухудшаются. В настоящее время нет методики, позволяющей учесть нестационарное объекта, поэтому она не принимается во внимание.

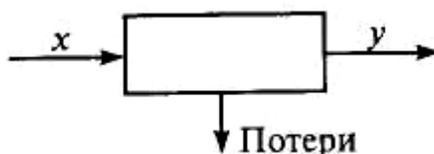


Рис. 34. Модель объекта

3. *Уравнения ограничения.* Они могут быть двух видов:

1) балансовые, в виде равенства:

$$P_{ст} = P_{потр} + P_{с.н} + P_{пот.ЛЭП}, \quad (13.32)$$

где $P_{ст}$ – мощность электростанций, входящих в энергосистему;

$P_{потр}$ – полезно отпущенная мощность потребителям, МВт;

$P_{с.н}, P_{пот.ЛЭП}$ – потери мощности на собственные нужды и в ЛЭП и подстанциях соответственно;

2) граничные, в виде следующих неравенств, характеризующие технические возможности агрегатов:

$$P_{\min i} \leq P_i \leq P_{\max i},$$

где $P_{\min i}, P_{\max i}$ – ограничения по выдаче мощности турбоагрегатами соответственно по минимальному и максимальному значению.

Ограничения бывают жесткие и нежесткие. К жестким относятся граничные неравенства, нарушение которых недопустимо так как это связано с безопасностью работы установки и угрожает жизни людей. Нарушение нежестких ограничений (баланса мощности в энергосистеме) приводит к нарушению оптимального режима работы, снижению экономичности и дополнительными затратам.

4. *Уравнение управления.* Оно формируется путем совместного решения первых трех уравнений:

$$F = f(Z_c \rightarrow \min; B = f(P) \text{ ограничения}).$$

5. *Уравнение адаптации.* Оно является корректировкой уравнения управления при изменении целевой функции и уравнения связи и характеризует приспособляемость системы к изменяющимся внешним условиям.

Если в рассмотрении присутствуют все пять уравнений, то такая модель называется **оптимизационной**. При отсутствии в модель уравнения управления она является **оценочной**. Если анализирует только характеристика объекта, то модель называется **моделью для познания**. В аварийных ситуациях используется только модель ограничения.

Следует заметить, что выше перечисленная модель не учитывает затрат электрической сети и других участников рынка электроэнергии, надежности электроснабжения, и ряд других ограничений.

3.3. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ В РФ.

Статистика показывает, что с ростом потребления энергии на одного жителя в год качество жизни повышается. Уровень жизни также зависит и от эффективности использования энергии. Очевидно, что в странах с более высоким потреблением энергии национальный доход на душу населения также выше (табл. 21).

Потребность страны в энергии R определяется зависимостью

$$R = EN, \quad (14.1)$$

где E - годовое потребление энергии на душу населения; N - количество жителей в стране. Национальный доход на душу населения S - пропорционален эффективности использования энергии:

$$S = f \cdot E, \quad (14.2)$$

где f - нелинейный параметр, определяющий эффективность использования энергии. Этот параметр аналогичен коэффициенту полезного действия. Подставив E из (2) в (1), получим

$$R = SN / f. \quad (14.3)$$

Таким образом, из зависимостей (1) и (3) следует, что потребность страны в энергии может быть удовлетворена или за счет наращивания мощности энергетических установок эффективного использования энергии.

Таблица 21

Показатели эффективности использования энергии стран со сходными климатическими условиями

Страна	энергоресурсов на душу населения, т у.т.	Эффективность использования энергии, дол. США ВВП/кг у.т (рейтинговый показатель)
США	8,3	3,9(8)
Канада	7,9	3,2(9)
Финляндия	6,5	4,8(7)
Швеция	5,8	5,2 (6)
Франция	4,2	6,7(4)
Россия	4,2	0,5(18)
Германия	4,1	7,7(3)
Дания	3,9	10,0 (2)
Швейцария	3,8	12,2 (1)
Чехия	3,8	1,4 (12)
Ирландия	3,7	6,7 (5)
Эстония	3,2	1,3 (14)
Украина	3,0	0,6(17)
Венгрия	2,6	2,0(10)
Польша	2,6	1,7(11)
Беларусь	2,4	1.1(15)
Литва	2,2	0.9(16)
Латвия	1.6	1,6(18)

Для решения практических вопросов эффективного использования энергии необходимо знание основных терминов и понятий, связанных с производством, преобразованием, транспортировкой и потреблением энергии, а также непосредственно касающихся энергосбережения. Рассмотрим их с краткими комментариями.

Энергия является мерой способности объекта совершить работу. Известно много видов энергии, например тепловая, механическая, электрическая, излучения, химическая, ядерная, массы. В ряде публикаций теплоту не относят к отдельному виду энергии, а считают лишь формой или способом ее передачи.

Одним из критериев оценки качества энергии принимается доля энергии источника, которая может быть превращена в механическую работу. Широко распространенные и перспективные источники энергии имеют следующие ориентировочные значения этого критерия:

- теплота сжигаемого топлива - 30-46 %;
- электроэнергия - 95 % и более;
- источники механической энергии: ветровая - 30 %, водных потоков рек - 60 %, волновая и приливная — 65 %;
- тепловые возобновляемые источники - 35 %;
- фотоэлектрические преобразователи - 15 %.

Источники энергии делятся на невозобновляемые (ископаемые) и возобновляемые (неископаемые).

Невозобновляемые источники энергии - это природные запасы вещества и материалов, которые могут быть использованы человеком для производства энергии. В первую очередь к ним следует отнести ископаемые топлива и продукты их переработки: каменный и бурый уголь, сланцы, торф, нефть, природный и попутный газ. Это также отходы некоторых производств: металлургической промышленности, процессов химической и термохимической переработки углеродистого и углеводородного сырья и т.д.

Возобновляемые источники энергии - это источники на основе постоянно существующих или периодически возникающих в окружающей среде потоков энергии: Солнца, ветра, тепловой энергии Земли, морей и океанов, рек, биомассы (растений и животных).

Запасы и перспективы использования различных источников энергии определяются энергетическими ресурсами.

Энергетический ресурс - носитель энергии, который используется в настоящее время или может быть использован в перспективе. В настоящее время основными потребляемыми энергетическими ресурсами являются природные топлива и энергия потоков воды, которые представляют собой не что иное, как преобразованную энергию Солнца. Предварительно переработанный, преобразованный энергетический ресурс, непосредственно используемый на стадии конечного потребления, а также природный энергетический ресурс, потребляемый на этой стадии, называются *энергоносителями*. Примеры энергоносителя - природный газ, мазут (котельное топливо), горячая вода и пар в системах центрального теплоснабжения и т.д.

Энергетические ресурсы подразделяют на первичные и вторичные.

Первичный энергоресурс - энергоресурс, который не был подвергнут какой-либо переработке.

Вторичный энергоресурс (ВЭР) - энергоресурс, получаемый в виде побочного продукта основного производства или являющийся таким продуктом. Фактически ВЭР являются отходами производства. Применение ВЭР позволяет значительно повысить эффективность использования энергии.

Топливо-энергетический комплекс, охватывающий получение, передачу, преобразование и использование различных видов энергии и энергетических ресурсов, называется энергетикой.

Энергетика делится на классическую и неклассическую.

Классическая большая энергетика базируется на использовании ископаемого горючего или ядерного топлива и энергии воды крупных рек (рис. 35). Она подразделяется на теплоэнергетику, электроэнергетику, ядерную энергетику и гидроэнергетику.

Неклассическая энергетика включает возобновляемые источники энергии и ВЭР: энергию Солнца (тепловая энергия, превращенная тепловая энергия, кинетическая энергия, фотосинтез), тепловую энергию Земли, энергию планетарного движения (приливы), ВЭР (тепловые, горючие и перепадов давления).

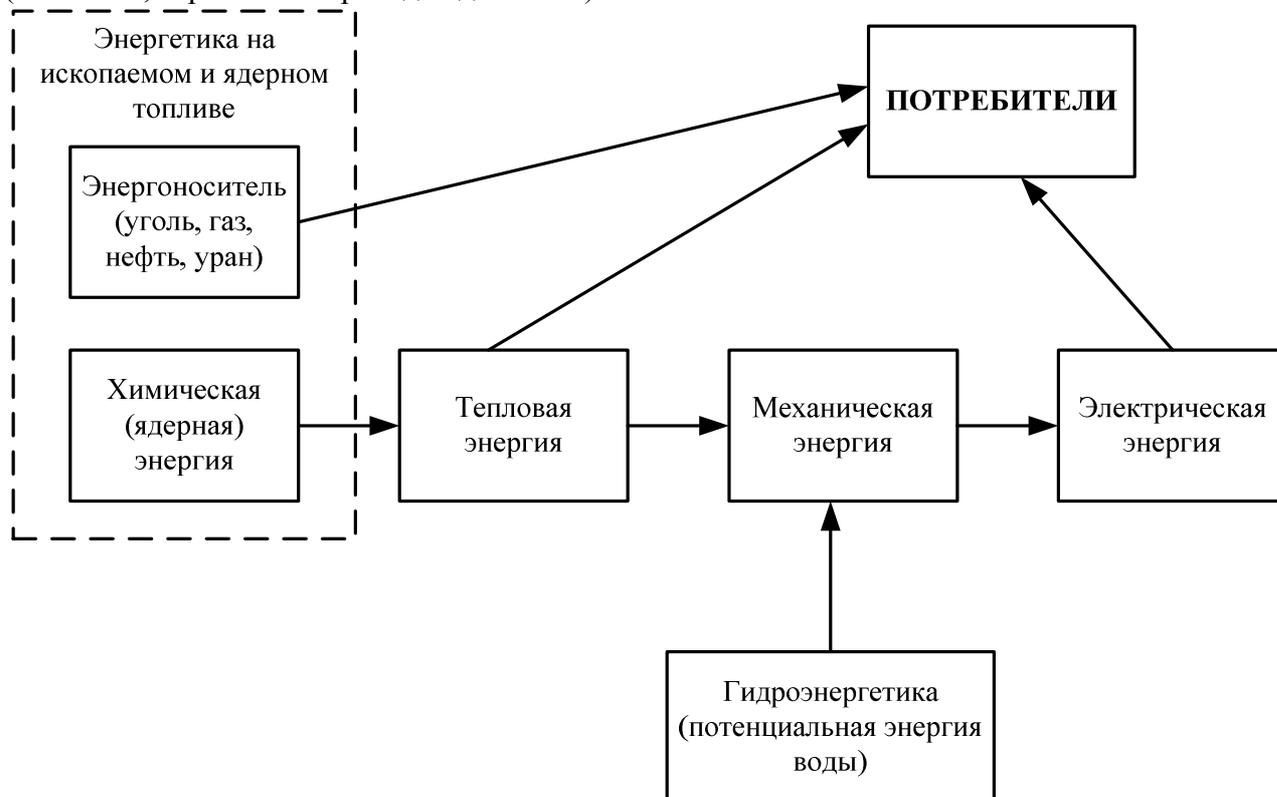


Рис. 35. Энергетическая цепочка, основанная на классической большой энергетике

Энергетические цепочки от источника до конечного потребления энергии включают преобразование энергии в различные виды. Эти процессы и составляют сущность энергетике.

Вместе с тем на каждой стадии производства» передачи и потребления энергии имеются ее потери (чаще всего в виде теплоты), рассеивающейся обратно в окружающую среду.

Решение вопросов уменьшения потерь энергии и ее эффективного использования на всех стадиях составляет сущность энергосбережения.

Энергетический объект – любое сооружение или группа сооружений предназначенные для производства, транспорта, распределения и/или преобразования энергии, а также ее использование для производства продукции.

Энергосберегающая политика государства - правовое, организационное и финансово-экономическое регулирование деятельности в области энергосбережения;

Непроизводительный расход энергетических ресурсов - расход энергетических ресурсов, обусловленный несоблюдением требований, установленных государственными стандартами, а также нарушением требований, установленных иными нормативными актами, технологическими регламентами и паспортными данными для действующего оборудования;

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

Энергосбережение – организационная, научная, практическая и информационная деятельность, направленная на эффективное использование энергетических ресурсов и

реализуемая с применением технических, экономических и правовых методов. Энергосбережение включает широкий набор взаимосвязанных действий и методов для обеспечения эффективного использования энергии.

Эффективное использование энергии – достижение экономически и социально оправданного уменьшения использования энергетических ресурсов на единицу продукции или услуг при существующем уровне развития техники и технологий и соблюдении требований к охране окружающей природной среды.

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

Потенциал энергосбережения – объем экономии энергоресурсов на энергетическом объекте, который может дать внедрение соответствующей технологии или реализация энергосберегающего мероприятия.

Экономия энергии – результаты реализации мер, применяемых в целях снижения непроизводительных потерь топлива, электроэнергии, теплоты, механической энергии. Экономия энергии может достигаться пассивными и активными методами.

К пассивным методам, например, относится использование теплоизоляции для уменьшения потерь теплоты в окружающую среду путем применения материалов и конструкций с малой теплопроводностью и теплопередачей.

Активная экономия энергии – регулирование отпуска теплоты на отопление, кондиционирование воздуха и регулирование нагрузки потребительских установок. Активная экономия энергии также включает утилизацию вторичных энергоресурсов. Экономия энергии может достигаться и за счет организационных изменений и внедрения новых систем, например путем использования установок, процессов, продукции или услуг, требующих меньше энергии для работы или изготовления продукции, чем применявшиеся ранее, без ухудшения качественных характеристик производимых изделий или услуг. Кроме того, может проводиться замещение применяющегося энергоносителя другим с достижением экономической выгоды без ущерба для выпуска конечной продукции. Например, в отдельных случаях замещение технологического пара горячей водой приводит к уменьшению непроизводительных потерь теплоты.

Конечный результат экономии энергии может быть прямым и косвенным.

Прямое энергосбережение связано непосредственно с экономией энергетических ресурсов при производстве, преобразовании и транспортировке энергии.

Косвенное энергосбережение связано с экономией материальных неэнергетических ресурсов при их добыче, переработке и эксплуатации и достигается за счет уменьшения материалоемкости выпускаемой продукции, повышения ее надежности и качества, продления срока службы изделий. Примером косвенного энергосбережения могут служить широко используемые для подавления или уменьшения скорости коррозии металлоконструкций электрохимические методы.

Во всех случаях экономия энергии имеет смысл, если при использовании любого метода или принципа, направленного на ее экономию, влияние на окружающую среду минимально, человек не испытывает неудобств и за счет эффективного использования энергии получена прибыль.

Физико-технический анализ проблемы должен быть дополнен экологическим и экономическим анализом.

Наконец, в процессе преобразования энергии различные юридические и физические лица, связанные с производством, транспортировкой и потреблением: энергии, вступают во взаимные контакты с определенными обязательствами. Ил взаимоотношения регламентируются законодательством и относятся к области права.

Таким образом, для решения проблемы эффективного использования энергии необходимо иметь представление и владеть информацией об основах энергетики, экологии,

социальной политики, экономики, менеджмента и права, чтобы» обладая соответствующими знаниями и умениями, реализовывать их на практике.

Одной из составляющих энергетического менеджмента является обеспечение энергетической безопасности развития экономики. Сущность и формы реализации энергетической безопасности во многом зависят от уровня энергетической обеспеченности страны.

Составляющими энергетического менеджмента являются:

Энергоаудит – обследование энергетических объектов с целью выявления энергетической эффективности, определения мер по ее повышению и возможностей их реализации, включающее сбор документальной информации, инструментальное обследование, анализ информации и разработку рекомендаций по энергосбережению.

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

В будущем проблема энергообеспечения экономики приобретет еще большую остроту. Для того чтобы увеличить в несколько раз производство валового национального продукта (ВНП) на душу населения, не достигая при этом порогового показателя в 10-12 тыс. дол. США, можно (по примеру таких государств» как Венгрия, Польша, Эстония и др.) Пойти по пути повышения эффективности использования энергии без значительного возрастания энергопотребления. Но чтобы перейти в категорию стран с уровнем производства ВНП в десятки тысяч долларов США на душу населения, необходимо (как это следует из табл. 21) не только значительно повысить энергоэффективность, но и существенно увеличить энергопотребление.

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

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

- развитие стратегии, методологии оценки и мониторинг энергетической безопасности.
- модернизация и реструктуризация топливно-энергетического комплекса.
- расширение списка стран-поставщиков и номенклатуры экспортируемых энергетических ресурсов.
- повышение надежности функционирования энергетических установок.
- диверсификация топливно-энергетических ресурсов, использование альтернативных источников энергии.
- повышение эффективности использования энергии за счет разработки и внедрения новых технологий и оборудования в промышленности, сельском хозяйстве, транспорте и социальной сфере.
- реализация существующего потенциала энергосбережения, включая уменьшение потерь энергии, использование вторичных энергетических ресурсов и т.д.
- частичная переориентация на собственные топливно-энергетические ресурсы, включая:
 - использование местных видов органического топлива;
 - развитие энергетических источников на ядерном топливе и (или) совместная эксплуатация блоков АЭС пограничных стран;
 - развитие водородной энергетики;
 - использование вторичных энергетических ресурсов;
 - использование биологических отходов (биотоплива) в промышленных масштабах, для производстве электроэнергии и теплоты;
 - развитие нетрадиционных возобновляемых энергетических источников на основе

энергии Солнца, водных потоков, ветра и геотермальных вод.

– долевое участие в разработке и эксплуатации и (или) акционирование предприятий энергетического сектора стран-партнеров.

– разработка совместных со странами-партнерами программ повышения коллективной энергетической безопасности.

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

3.4. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ УПРАВЛЕНИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ.

Понятие об управлении. Законы и принципы управления

Управление – это процесс сбора, обработки, передачи и предоставления информации о состоянии управляемого объекта; разработки вариантов управленческого решения, выбор наилучшего решения по заранее выработанным критериям его оптимальности; организация выполнения принятого решения для достижения поставленных целей; контроль исполнения и сбор информации о новом состоянии управляемого объекта.

Другое определение содержит характеристику основного средства ведения управленческого процесса:

Управление – это процесс движения: информации: учетной по восходящей ветви (от объекта к субъекту управления) и руководящей по нисходящей ветви цикла управления (от субъекта к объекту управления).

Процесс управления следует рассматривать как цикл управленческих действий, проходящих определенные фазы (этапы), которые можно определить как:

- 1) сбор информации о состоянии управляемого объекта;
- 2) первичная обработка и передача информации от управляемого объекта (управляемой системы) к субъекту управления (в управляющую систему);
- 3) предоставление информации в удобном для восприятия виде должностным лицам и служащим в аппарате управления для первичного заключения о состоянии управляемого объекта;
- 4) заключение о разработке некоего решения, принимаемое для изменения каких-либо показателей (параметров) в управляемой системе либо руководителем определенного уровня, либо традиционно, по заведенному порядку работ, либо как само собой разумеющееся исходя из положения дел на управляемом объекте;
- 5) разработка вариантов управленческого решения, в том числе и с оптимизационными расчетами и предварительными предложениями о выборе наилучшего из них, сделанных по известным или специально выработанным критериям оптимальности, с предварительным расчетом планового эффекта от реализации данного решения;
- 6) представление вариантов руководителю определенного уровня для окончательного выбора и принятия управленческого решения для достижения поставленной цели;
- 7) организация выполнения принятого решения путем подготовки и выпуска определенных руководящих документов – приказов, распоряжений, указаний (в том числе устных) и др.;
- 8) контроль исполнения принятого решения;
- 9) сбор информации о новом состоянии управляемого объекта после реализации принятого решения;
- 10) оценка эффективности принятого и реализованного решения;
- 11) анализ информации о новом состоянии управляемого объекта – здесь заканчивается один управленческий цикл и начинается другой с прохождением всех

отмеченных стадий.

Целевая функция энергетики – это:

- 1) бесперебойность – специфическая для энергетики, не характерная ни для одной другой отрасли материального производства;
- 2) сбалансированность – производиться должно столько, сколько потребляется;
- 3) качество – соблюдение необходимых энергетических параметров: напряжение, частота, синусоидальность кривой тока – для электроэнергии; давление и температура – для пара и горячей воды; теплота сгорания, влажность, зольность – для топлива и др.;
- 4) экономичность – максимальная прибыльность при минимальных затратах;
- 5) соблюдение интересов трудового коллектива и собственника.

На выполнение производственных и экономических задач для достижения этих подцелей и выполнения всей целевой функции и направлен весь процесс управления.

По определению, данному выше, управление представляется как в значительной степени предопределенный, детерминированный процесс. На самом деле управлять приходится человеческой средой (коллективами людей), во многом непредсказуемой, вероятностной. Тогда следует достаточно ясно понимать, что вся управленческая деятельность накладывается на вероятностную систему, а потому и сама вероятностна.

Поскольку управление совершается в рыночной среде, не следует забывать об экономических законах рынка, оказывающих явное или неявное влияние на все производственно-хозяйственные процессы. Среди законов управления наиболее известны следующие.

Закон единства системы управления производством. Система должна быть построена таким образом, чтобы исключить или свести к минимуму посторонние возмущающие воздействия на производственный процесс. Иными словами, один объект – один субъект управления.

Закон пропорциональности производства и управления. Этот закон имеет три аспекта: 1) пропорциональность и соотносительность отдельных частей производства; 2) пропорциональное построение системы управления в соответствии с установленными функциями и решаемыми задачами; 3) пропорциональность (адекватность) управляемой и управляющей систем.

Закон оптимального соотношения централизации и децентрализации управления. Центральный аппарат управления предприятием (заводоуправление), как и центральные органы власти в стране, не могут и не должны вмешиваться в детали производственного процесса, осуществлять мелочную опеку подчиненных подразделений. На местах управление должно проводиться руководителями соответствующего уровня компетенции, т. е. децентрализованно.

Закон участия трудящихся в управлении производством. Сейчас такой стимул появляется в виде мотивации труда, т. е. при участии трудящихся в собственности, прибылях и управлении.

В той или иной степени воплощением названных законов управления в конкретные направления деятельности являются принципы управления, нуждающиеся сегодня в некотором переосмыслении для рыночной экономики.

1. Принцип единства политики и экономики означает, с одной стороны, определение политических задач в развитии общества с учетом состояния экономики, а с другой – требование политического, законодательного обеспечения подъема и развития национальной экономики.

2. Принцип научности управления имеет три аспекта: 1) необходимость учета в управлении взаимосвязи природных и общественных явлений (первый закон диалектики); 2) обязательность применения на практике научных положений теории управления; 3) современные требования широкого применения в управлении экономико-математических методов и вычислительной техники.

3. Принцип демократического централизма означает необходимость полного учета

местных условий при централизованной выработке решений, а также делегирование существенной доли полномочий нижестоящим органам управления: из заводууправления – в цех, от руководства цеха – на участки, в бригады.

4. Принцип сочетания отраслевого и территориального управления так же, как и принцип демократического централизма, означает сегодня необходимость наряду с отраслевыми интересами в полной мере учитывать интересы регионов.

5. Принцип морального и материального стимулирования (мотивации) труда является проявлением закона непрерывного роста благосостояния трудящихся, а также выражением одного из законов управления – участия в управлении трудящихся.

6. Принцип планового ведения хозяйства отражает необходимость следования одному из фундаментальных законов экономики – закону планомерного, пропорционального развития.

7. Принцип ответственности, означающий: создание четкой организационной структуры; тщательную разработку положений о подразделениях в организационной структуре, положений о правах и обязанностях руководителей всех уровней, должностных инструкций на каждом рабочем, в том числе управленческом месте; установление точно определенной материальной (коммерческой) ответственности подразделений и должностных лиц за упущения в работе; разработку положений о премировании и депремировании по совершенно четко определяемым и легкопроверяемым показателям, и др.

8. Принцип правильного подбора и расстановки кадров, оптимальное кадровое обеспечение процессов производства и управления является неперенным условием успешной производственно-хозяйственной деятельности.

9. Принцип экономичности и эффективности. Главным показателем положительных результатов производства и управления им является прибыльность управляемого объекта – предприятия, фирмы. Здесь также находит свое выражение один из основополагающих законов рыночной экономики – закон максимальной прибыли.

10. Принцип преемственности хозяйственных решений. Любое решение, принимаемое верхними эшелонами управления на предприятии(фирме), требует последующей расшифровки, детализации на других, более низких уровнях управления. Очевидно, если при этом преемственность нарушается, принятое решение не может быть выполнено достаточно хорошо, в полном объеме и в нужные сроки.

Другие из известных принципов управления, как правило, вытекают из названных. В частности, называется принцип системности, который состоит в неперенном соблюдении цикличности управления с обязательным прохождением каждого этапа управленческого цикла.

Методы управления

Для управления производственно-экономическими системами выработан целый арсенал различных методов, которые применяются по отдельности или совместно, комплексно.

Методы управления образуют четыре группы:

- 1) организационно-распорядительные (или административно-распорядительные);
- 2) экономические;
- 3) социально-психологические;
- 4) социально-политические (идеологические).

Организационно-распорядительные методы – это управление с помощью приказов, распоряжений, указаний, не терпящих возражений и требующих неукоснительного выполнения. Одним из главных таких методов, дающий наибольший управленческий эффект, является подбор и расстановка кадров – производственных и управленческих.

Экономические методы управления во все времена давали наилучший управляющий эффект, поскольку содержат самую главную мотивацию в обществе с товарно-денежными отношениями – материальный стимул. Сегодня в числе этих методов можно назвать такие: оплата труда в соответствии с квалификацией работника; это заставляет стремиться к

повышению квалификации, расширению и улучшению трудовых навыков, в том числе и в управлении. Главным достижением последних лет в этой области стала отмена ограничений в зарплате. Сейчас каждый работник имеет право зарабатывать столько, сколько сможет. Одна из задач руководства – создать необходимые условия для возможности таких заработков.

Социально-психологические методы управления – методы, основанные на использовании социально-психологических факторов и направленные на управление социально-психологическими процессами, протекающими в коллективе, для оказания необходимого воздействия в интересах достижения поставленных целей.

К числу этих методов относится, например, социальная эстетика, производственный дизайн: хорошая, красивая обстановка в цехе, в отделе по наблюдениям специалистов снижает утомляемость, повышает производительность труда. Сюда же относится забота о социальных нуждах работников. Одним из наиболее важных факторов такого управления является создание в коллективе здорового, комфортного психологического климата. Здесь важно выявить так называемого «неформального лидера» и стараться привлечь его к процессам управления.

Социально-политические методы управления состоят в стимулировании качественного труда на основе политических, нравственных, религиозных, патриотических убеждений работников.

Все перечисленные методы управления должны использоваться в комплексе, нежелательно, чтобы какие-то из них, даже экономические, преобладали. Из опыта развитых стран известно, что именно комплексный подход, разумное использование этих методов в рациональном сочетании дает наибольший управляющий эффект. Так, в Японии наряду с достаточно высокой и дифференцированной оплатой труда на предприятиях и в учреждениях существуют «комнаты психологической разгрузки», где работники могут снять нервное напряжение, освободиться от стрессового состояния с помощью опытных психологов.

Совершенствование управления означает наилучшее выполнение всех управленческих действий и деловых процедур в указанном цикле управления, во всех его фазах. Следовательно, для этого необходимо обеспечить все условия, т. е. создать информационную систему как хороший инструмент для управления в условиях рынка.

Если признать необходимость включать в процесс совершенствования все фазы и стадии управленческого цикла, совершенствование управления практически состоит в информатизации управления:

Информатизация управления – это своевременное обеспечение всех звеньев управления достоверной информацией, необходимой и достаточной для подготовки, принятия и осуществления управленческого решения на любом уровне компетенции путем создания наиболее рациональной структуры управления, оптимизации движения информационных потоков, совершенствования систем управленческой документации и документооборота.

Критерием качества управления является его эффективность. Для эффективного управления требуется решать очень большое количество управленческих задач, стараясь ни одну из них не упустить из вида. Затем на основе достоверных сведений и с должной оперативностью принять необходимые решения, организовать и проконтролировать их осуществление. Само понятие эффективности хорошо известно и формулируется как достижение поставленных целей при минимуме затрат. Вероятно, для каждого конкретного предприятия эффективность – это наибольшая прибыльность. Однако не следует забывать, что любое предприятие действует в определенной экономической среде и его частная эффективность в значительной мере зависит от эффективности всей экономики, всего хозяйственного комплекса страны.

Для общества в целом понятие эффективности, очевидно, состоит не только в производственном, но и в социальном эффекте. Определение социально-экономического

эффекта, как конечной цели управления государством, сегодня сформулировать очень нелегко. Пожалуй, самым бесспорным в качестве цели управления сейчас можно считать социально-экономическую стабильность, т. е.:

- 1) обеспечение социальной защищенности людей;
- 2) гарантированность их экономико-правового статуса со справедливой и своевременной оплатой труда;
- 3) укрепление цивилизованных рыночных отношений под разумным государственным контролем;
- 4) поддержка и развитие тенденций к постепенному позитивному изменению (реструктуризации) и росту экономики.

Можно попытаться дать такое определение эффективному управлению при достижении поставленных целей.

Эффективное управление производственно-хозяйственной деятельностью – это обеспечение социально-экономической стабильности при разумном государственном регулировании и организационно-правовом обеспечении рыночных отношений, при всесторонней поддержке любых позитивных тенденций к развитию экономики независимо от форм собственности, осуществляемое с наименьшими материальными, трудовыми и финансовыми затратами.

Основы декомпозиции системы управления

Процесс управления происходит в результате движения разнообразной управленческой информации. Следовательно, совершенствование управления должно происходить при улучшении информационного обеспечения. Для оптимизации движения информации (информационных потоков) необходимо ее упорядочение на основе классификации. Требуется установить или выбрать некоторую единицу информации, которую затем уже использовать как неделимый элемент классифицируемого множества. В качестве возможных таковыми являются:

- 1) показатель как минимальная единица информации;
- 2) управленческая задача как элементарный акт управления на любой его стадии и в любой фазе цикла;
- 3) управленческий документ как документированная информация, в большинстве случаев являющийся конечным результатом выполнения какой-либо управленческой задачи.

При совершенствовании управления потребуются классификационная группировка каждого из этих элементов, а, следовательно, необходима разработка классификаторов для показателей, задач и документов.

Показатели являются наименьшими из возможных элементов – объектов классификации, используются при построении информационных моделей управления и при описании информационных потоков. В теории управления существуют следующие определения (дефиниции):

- показатель: 1) контролируемый параметр системы; 2) наименьшая единица данных, имеющая смысловое значение и содержащая количественную или качественную характеристику объекта;

- показатель в документе – совокупность реквизита-признака и реквизита-основания. Обычно под показателем понимают количественное значение (число) с набором идентифицирующих его качественных признаков, причем таких признаков может быть несколько. Например: 50 (реквизит-основание) мегаватт (1-й реквизит-признак – размерность показателя) – установленная мощность (2-й реквизит-признак – название самого показателя) турбогенератора (3-й реквизит-признак – наименование 1-го объекта, к которому относится показатель), установленного на ТЭЦ (4-й реквизит-признак – наименование 2-го, более крупного объекта, к которому относится показатель) № 3 (5-й реквизит-признак – идентификация объекта).

Эта единица информации очень хорошо, но слишком подробно иллюстрирует процесс управления, и потому применяется при совершенствовании управления лишь для локальных

решений, в частности, при упорядочении информации в информационных потоках и при формировании исходных или выходных данных управленческих задач для оценки ее необходимости и достаточности на определенном уровне компетенции. В то же время кодирование этих единиц информации давно уже получило широкое распространение, для чего созданы общеотраслевые и общепромышленные классификаторы.

Управленческие задачи – это реальный элемент управления, присутствующий повсеместно, во всех звеньях и подразделениях, нуждающийся в упорядочении и взаимоувязке.

К сожалению, до сих пор нет четкого определения этого понятия и единого мнения о границах управленческих действий, которые следовало бы называть «задачей управления». Так, задачей может считаться выявление одного, отдельно взятого, показателя (минимальный уровень) или комплекс вопросов, связанных с приложением какой-либо функции управления к определенной области деятельности. Тем не менее задачи, а также деловые процедуры являются основой моделирования управления при построении функциональных моделей так, чтобы их выбор в качестве одного из объектов классификации был бы вполне оправдан.

Большинство управленческих действий, в том числе и тех, что заключаются в подготовке и являются итоговым актом решения управленческих задач, документируется, т. е. готовятся различные документы, отражающие практически все аспекты управленческой деятельности.

Документ – материальный объект, содержащий информацию в фиксированном виде и предназначенный для того или иного управленческого действия при выполнении определенной функции в процессе подготовки, принятия и осуществления управленческого решения: учета (учетный документ), анализа (аналитический документ), нормирования (нормативный документ), планирования (план), контроля (контрольный документ) и др.

Определения, свойства, формы и разновидности документа хорошо известны, кроме того он почти всегда имеет правовую, административную, учетную, плановую, нормативную или любую другую функционально-управленческую силу. Использование документов при построении функциональных моделей вместо управленческих задач, как правило, придает этим моделям большую четкость, причем они становятся иллюстрациями, фрагментами общепроизводственного документооборота.

Информатизация управления требует **классификации управленческих задач**, использования классификаторов производственно-хозяйственных показателей и классификаторов **управленческой документации**.

Декомпозиция проводится по определяющим признакам классификации координатным осям, в качестве которых обычно принимаются: функции управления; области деятельности (области управления); объекты управления; уровни (ранги) управления; виды задач управления и др.

Классификация может проводиться различными методами, из которых наиболее известны:

- линейная классификация – простой перечень более или менее однородных классифицируемых объектов;
- фасетная классификация – группировка объектов классификации по некоторым признакам;
- иерархическая классификация – ступенчатое последовательное расчленение классифицируемых объектов (по принципу «матрешка в матрешке»);
- матричная классификация – расположение объектов в некоем пространстве (2-х, 3-х, 4-х, наконец, в N-мерном), снабженном координатными осями, в качестве которых выступают признаки классификации.

Наиболее универсальной является матричная классификация, в которой содержатся принципы и линейной, и иерархической классификации. К тому же она наилучшим образом соответствует задачам декомпозиции системы управления любым объектом.

Функции управления

Функция управления – это особый вид работ, однородных по своему назначению и обеспечивающих функционирование системы управления, выполнение всех этапов управленческого цикла подготовки, принятия и осуществления управляющего решения для достижения поставленной цели, а именно:

- 1) руководство работами во всех фазах цикла;
- 2) организацию информации, циркулирующей по всему циклу;
- 3) учет, т. е. сбор сведений о состоянии управляемого объекта;
- 4) анализ учетной информации как одно из условий подготовки управленческого решения;
- 5) нормирование различных показателей, выработка их эталонных значений для сравнения при анализе и для последующего планирования, а также отбор критериев для выбора оптимального управленческого решения;
- 6) планирование как акт реализации принятого решения, включая организацию его выполнения;
- 7) контроль исполнения и регулирование процесса осуществления управленческого решения – завершение одного цикла управления и начало другого;
- 8) учет, т.е. сбор сведений о новом состоянии управляемого объекта после осуществления управленческого решения и т.д.

Перечень функций управления по-разному формируется в различных руководящих документах и в работах специалистов. Если рассмотреть «максимальный вариант» такого перечня, получим следующий классифицированный состав известных функций управления: организация, учет, анализ, нормирование, планирование, контроль, регулирование.

Иногда как одну единую функцию рассматривают «учет и контроль», «нормирование и планирование», «учет и анализ», «контроль и регулирование». В таких сочетаниях, безусловно, есть определенный смысл, поскольку, во-первых, эти функции взаимосвязаны в процессе выполнения и, во-вторых, в указанных парах одна из них превалирует и низводит другую до подчиненного положения, что также на практике часто оправдано. В любом случае эти функции накладываются на другие, упомянутые выше координатные оси декомпозиции, и таким образом так или иначе охватывают все «деловое пространство» управления. Каждая из функций представляет достаточно сложный комплекс управленческих работ, и потому должна быть рассмотрена подробнее.

Функция организация употребляется в качестве широкого, емкого термина, относящегося ко всей управленческой, распорядительной деятельности. Организация включает подфункции:

- руководство, осуществляемое административно-распорядительными, социально-психологическими, социально-политическими (идеологическими) и преимущественно экономическими методами;
- организация взаимоотношений в процессах производства и управления, т. е. в управляемой, управляющей системах и при взаимодействии между людьми, имея в виду их экономическую заинтересованность в наиболее эффективном совместном труде;
- организация информации во всех фазах и на всех промежуточных стадиях единого цикла управления при подготовке, принятии и осуществлении управленческого решения.

Учет представляет собой сбор информации о состоянии управляемого объекта и управляющей системы в их разных подразделениях на различных стадиях производственных и информационных процессов для целей управления во всех фазах управленческого цикла. Существуют следующие виды учета:

- оперативный учет, т. е. сбор информации на оперативный момент времени, который в разных отраслях определяется по-разному – от мгновения (долей секунды) до суток;
- статистический учет и отчетность, которые точнее следует определить как текущие, поскольку они призваны отражать состояние всей системы в текущий момент, границы которого также определяются по-разному – от суток или месяца, но всегда до года;

существенным обстоятельством этой подфункции управления является наличие заявленной в названии отчетности, т.е. статистической (текущей) информации, почти всегда документированной;

- бухгалтерский учет, который вместе с бухгалтерским анализом хозяйственной деятельности образует комплекс управленческих работ, выполняемых по устоявшейся и хорошо отработанной методике.

Анализ представляет собой расчленение исследуемого объекта, предмета или явления на составные части, изучение этих частей и сравнение с эталонами, нормативами для определения направлений совершенствования изучаемого объекта; обычно проводится (или должен проводиться) по технико-технологическим и экономико-организационным критериям во всех производственных и управленческих подразделениях в основном для выработки управленческого решения.

В зависимости от периода, на материалах которого он проводится, различается:

- ретроспективный анализ, проводимый по материалам прошлых периодов (лет) и потому при наличии необходимых исходных сведений наиболее часто применяемый;

- оперативный – на оперативный момент времени,;

- текущий – проводимый на протяжении всего текущего (планового) периода, в частности, при выборе из вариантов управленческого решения наилучшего, оптимального; его результат отражается в управленческих документах, где акт анализа может и не отмечаться как вспомогательное средство управления;

- анализ перспективных планов проводится при выборе наиболее целесообразного варианта какого-либо будущего решения, содержащегося в перспективном плане, и также часто не отражаемый как аналитический акт.

Из сказанного видно, что кроме ретроспективного анализа, применяемого преимущественно в исследовательских целях, анализ как функция управления не фиксируется в управленческой деятельности, способствуя достижению должного качества управления, но выполняя вспомогательные задачи, и потому не рассматривается и не оформляется как акт управления.

Нормированием называют процесс определения какой-либо нормы (лат. норма – руководящее начало, правило, образец), представляющей собой узаконенное установление, признанный обязательным порядок.

Норма производственно-хозяйственных затрат – это установление плановой меры, научно и технически обоснованного количества потребляемого ресурса определенного вида (сырья, материалов, энергии, труда, денег и др.), необходимого и достаточного для выпуска единицы определенной продукции или выполнения работы установленного качества в реальных организационно-технических условиях производства.

В энергетике это общее определение конкретизируется: норма расхода энергетических ресурсов – необходимое и достаточное, технически и экономически обоснованное количество энергии для производства единицы продукции (работы, услуги) в реальных условиях энергетического или промышленного производства.

В практике хозяйствования наряду с понятием нормы широко используется термин «норматив», причем нередко оба этих понятия получают один и тот же смысл. Однако в ряде случаев, например, при производственном нормировании энергетических ресурсов, эти понятия строго разграничиваются, являясь дополнением одного другим. Тогда представляется целесообразным дать более четкое определение нормативу для его последующего использования, не путая с понятием нормы.

Норматив – количество ресурса, теоретически необходимого для выпуска единицы продукции или выполнения работы установленного качества, установленное научно-техническими расчетами без учета реальных организационно-технических условий производства; норматив всегда меньше нормы на величину неизбежных потерь (непредусмотренных затрат), возникающих вследствие эксплуатационных и режимных

отклонений от запланированного хода технологических или производственно-хозяйственных процессов.

С учетом данных определений и пояснений следует сформулировать понятие нормирования как функции управления.

Нормирование – это процесс установления плановой меры, величины, численного значения или каких-либо других количественных или качественных показателей с разработкой соответствующего норматива или нормы\ в практике производственно-хозяйственной деятельности в зависимости от времени применения норм различаются следующие виды нормирования:

- текущее – разработка соответствующих норм на текущий, плановый период (обычно – на плановый год, иногда с разбивкой по кварталам и даже месяцам);

- перспективное – разработка норм и нормативов на перспективу, в качестве которой принимаются сроки, большие, чем год.

Не следует классифицировать нормирование по видам норм, как это иногда делается в некоторых исследованиях, поскольку в данном случае, рассматривая нормирование как функцию управления, отмечаются лишь его временные градации и не имеет никакого значения деление норм по их назначению, степени агрегации, способу разработки и т.п.

Планирование – это целенаправленная деятельность государства (как его центрального аппарата, так и местных, региональных администраций) по определению на ближнюю и дальнюю перспективу объемов, пропорций и темпов общественного воспроизводства во всех (государственных и негосударственных) секторах экономики при реализации экономических, социальных и научно-технических задач.

С учетом традиций отечественной экономики для любого производственного объекта можно дать следующее определение: планирование – разработка программы (программирование) будущих действий в любой области деятельности с составлением программных документов – планов.

По видам, определяемым плановыми сроками, различают планирование:

- оперативное – на оперативный момент времени (в энергетике – мгновение, час, сутки);

- текущее – на текущий, плановый период; обычно на год с разбивкой по кварталам и месяцам, и после каждого квартала (месяца) годовая плановая программа должна уточняться, корректироваться с учетом новой (рыночной) ситуации;

- перспективное – на плановую перспективу, т. е. 5, обычно предполагает уточнение текущих плановых программ по прошествии каждого из текущих периодов (года);

- долгосрочное – на период 10– 15 лет, обычно с разбивкой на меньшие перспективные сроки, с корректировкой последующих программ по прошествии одного из этих сроков;

- прогнозирование – за пределами долгосрочного планирования, до 30 лет и более; для экономико-социальных прогнозов используются специальные прогностические методы (из арсенала науки прогностики) с применением теории вероятности и потому в условиях рынка годные и для других, краткосрочных видов планирования.

Как уже отмечалось, контроль и регулирование являются двумя самостоятельными функциями, однако рассмотрение их по отдельности нецелесообразно, поскольку «контроль ради контроля» беспредметен, а регулирование возможно лишь после необходимого контроля соответствующих параметров.

Контроль и регулирование – две тесно взаимосвязанные функции, причем контроль необходим только в целях регулирования выявленных отклонений от нормального (нормированного) хода производственно-хозяйственной деятельности, которые всегда могут иметь место в жизни. По периодам их осуществления они различаются как:

- оперативные – на оперативный момент времени, что особенно важно для непрерывных быстропротекающих процессов, например при электроснабжении потребителей;

- текущие – в текущий, плановый период, т.е. в течение года или в любой период, больший, чем оперативный.

Из рассмотрения каждой отдельной функции управления видно, что они вместе со своими подфункциями играют важнейшую роль в управлении социальной и производственно-хозяйственной жизнью страны, региона, города, предприятия, организации, учреждения. Для каждого конкретного случая их перечень может приниматься по соображениям целесообразности, наибольшей значимости той или иной функции и подфункции, а также исходя из требований оптимального кодирования. Для энергетических систем принят следующий перечень:

0. Общее управление (организация).
1. Перспективное планирование.
2. Текущее технико-экономическое планирование.
3. Оперативное планирование.
4. Оперативное управление, контроль и регулирование.
5. Оперативный учет.
6. Бухгалтерский и статистический учет и отчетность.
7. Анализ деятельности.
8. Нормирование.

Все эти функции в хозяйственной практике и при декомпозиции системы управления прилагаются (проецируются) на другие координатные оси, прежде всего на области деятельности и объекты управления.

Области деятельности (области управления)

Области, в которых происходит управленческая деятельность при выполнении всех функций, во многом определяются структурой и спецификой объекта управления, особенностями соответствующей отрасли и предприятия.

В самом общем виде можно дать следующее определение: области управления (области деятельности) – это специфические области производственно-хозяйственной и социальной деятельности, охватывающие производство продукции, работ и услуг; эксплуатацию производственных и непроизводственных объектов, включая землепользование; все виды экономической работы; различные аспекты финансовой деятельности; все виды снабжения, в том числе материально-технического; различные виды технического, санитарного, архитектурно-планировочного и юридического надзора; социальное обеспечение и защиту населения.

Поскольку круг этих областей очень широк и не может быть достаточно подробно описан в одной координатной оси, для областей управления применяется ступенчатая классификация: сначала называются наиболее крупные, агрегированные области деятельности, которым присваивается 1-й порядок; каждая из областей 1-го порядка расшифровывается – образуются области 2-го порядка; при необходимости производится дальнейшая детализация – возникают области деятельности 3-го, 4-го и последующих порядков.

В энергетике (точнее – в электроэнергетических системах) областями 1-го порядка считаются:

0. Общее управление.
1. Баланс энергии.
2. Баланс мощности (при эксплуатации).
3. Баланс мощности (при развитии энергосистемы).
4. Труд, кадры и заработная плата.
5. Материально-техническое снабжение.
6. Себестоимость.
7. Финансирование и сбыт.
8. Присоединение и надзор.
9. Техническая подготовка производства.

Группировка и наименование этих областей 1-го порядка даны также исходя из соображений оптимального кодирования, чтобы иметь только десять областей.

Покажем один из вариантов классификации областей управления в энергетике, относящийся к электроэнергетическим системам. В промышленной энергетике, точнее – в энергохозяйстве промышленных предприятий, возникают следующие области деятельности:

1. Потребление энергии (в энергетических и энергоиспользующих установках).
2. Использование энергии.
3. Эксплуатация энергетического и энергоиспользующего оборудования.
4. Режимы работы энергетического и энергоиспользующего оборудования.
5. Надежность системы энергоснабжения и работы энергооборудования.
6. Внутризаводской энергонадзор.
7. Ремонтное обслуживание энергооборудования.
8. Труд, кадры и оплата труда в энергослужбе.
9. Материально-техническое обеспечение энергохозяйства.
10. Экономическая работа в энергослужбе.
11. Развитие энергетического хозяйства предприятия.

Здесь, как видим, не соблюден принцип оптимального кодирования. Однако энергохозяйство предприятий по своим масштабам и сложности управления не соизмеримо с электроэнергетическими системами. Поэтому здесь, как правило, не требуется дальнейшая расшифровка областей деятельности.

Примерно так же происходит группировка и классификация областей 2-го и последующих порядков. Например, область 6. Себестоимость расшифровывается областями 2-го порядка следующим образом:

60. Себестоимость продукции.
61. Себестоимость электрической и тепловой энергии.
62. Производственные расходы на электрическую и тепловую энергию.
63. (Резервная область).
64. Общестанционные и общесетевые расходы.
65. Общесистемные расходы.
66. Себестоимость капитального ремонта хозяйственным способом.
67. Себестоимость услуг на сторону.
68. Себестоимость продукции ремонтных заводов.
69. Непроизводительные расходы и потери от брака.

Аналогичным образом расшифровываются и другие области 1-го порядка. При этом предусматривается дальнейшая детализация областей деятельности. Например, для области 1-го порядка Баланс мощности возникают следующие области управления 2-го и 3-го порядков:

10. Энергоресурсы.
100. Поступление топлива.
101. Отпуск топлива.
102. Расход топлива.
103. Энергетический расход топлива.
104. Удельные расходы топлива.
105. Расход топлива на производство тепловой энергии.
106. Специфические показатели органического топлива. 107–109. (Резервные области).

Если при выборе координатных осей для декомпозиции системы управления ограничиться лишь двумя из них – функциями и областями (в этом есть практический смысл, поскольку трехмерную – объемную – декомпозицию трудно изобразить, а четырехмерную и более даже трудно наглядно представить), то можно получить двухмерную таблицу-матрицу управления (табл. 22).

Таблица-матрица управления энергетической системой (декомпозиция системы управления по функциям и областям 1-го порядка)

Области управления	функции управления								
	Организация (руководство)	Перелепив планирование	Текущее планирование	Оперативное планирование	Опер. контроль и регулирование	Оперативный учет	Бухгалтерский и статистический учет	Анализ деятельности	Нормирование
0. Общее управление									
1. Баланс энергии									
2. Баланс мощности (эксплуатация)									
3. Баланс мощности (развитие)									
4. Труд, кадры и заработная плата									
5. Материально-техническое снабжение									
6. Себестоимость									
7. Финансы и сбыт									
8. Присоединение и надзор									
9. Техническая подготовка производства									

Как видно из табл. 22, в ее ячейках-клетках, образующихся на пересечении функций и областей управления, содержатся обширные и сложные комплексы управленческих задач. Наименование каждого такого комплекса соответствует функциям и областям, на пересечении которых он находится. Например, «Текущее планирование баланса энергии», «Оперативное планирование баланса мощности при эксплуатации», «Нормирование финансовой и сбытовой деятельности» и т.п.

Комплекс управленческих задач (синонимы: элементарная функция управления, управленческая подсистема, функциональная подсистема) – элементарная часть системы управления (элементарная функция); содержит взаимосвязанный комплекс задач при выполнении одной из управленческих функций, локализуемой в определенной области деятельности (функциональная подсистема); может относиться к разным объектам и разным уровням управления, но в большинстве случаев эта работа выполняется в одном (или одноименном) управленческом подразделении (управленческая подсистема).

Таблица-матрица (табл. 22) представляет собой информационное поле управления, руководствуясь составом которого можно построить наиболее удачную систему управления. Руководящим принципом при этом должно стать оптимальное распределение комплексов управленческих задач (управленческих подсистем) между структурными подразделениями, построение рациональной организационной структуры.

Объекты управления

Понятие «объект управления» может относиться к таким разнокачественным явлениям, что практически в каждом конкретном случае требуется уточнять, какого именно рода объект имеется в виду. Поэтому целесообразно дать развернутое определение.

Объект управления – это квалификационное понятие, которое может относиться к:

- 1) управляемой системе в целом (как антитеза «субъекту управления» – управляющей системы);
- 2) структурному подразделению крупного объекта управления (региона, города) – предприятию, организации, учреждению независимо от ведомственной принадлежности и

формы собственности;

3) производственному или управленческому подразделению предприятия и организаций – бюро, сектору, отделу, службе и т.п.;

4) виду продукции, работ и услуг или предметов эксплуатации (средств и предметов труда) – основным и оборотным производственным и непроизводственным фондам, сырью, материалам и т.п.;

5) характеристикам (свойствам) предметов (элементов) классификации – форме собственности, назначению, возрасту и др.;

6) человеку, если люди являются предметами классификации, как работнику в сфере производства и как жителю города, нуждающегося в разного вида обслуживании, социальной защите и пр., в непроизводственной сфере;

7) любому показателю как единице информации в процессе управления (в управленческом цикле).

Очевидно, что каждый комплекс управленческих задач в матрице может относиться к любому структурному подразделению энергосистемы или к любому другому объекту в сфере управления.

9 семестр

4 «Автоматизация управления, бизнес идеи и анализ качества АИС»

4.1. ИНФОРМАЦИЯ В СИСТЕМЕ УПРАВЛЕНИЯ.

Все явления, процессы, события, происходящие в обществе, на производстве, в природе, являются источником каких-либо сведений, знаний, отражающих количественно и качественно эти явления, процессы, события и т.д. Все эти сведения представляют собой информацию. Существуют различные подходы к понятию «информация».

Информация – сообщение новых, ранее неизвестных сведений. Получателями информации могут быть люди, машины и кибернетические устройства.

Единица информации называется «бит» (англ. binary digit – двоичная единица). Система счисления, в которой каждое число выражается с помощью цифр 0 и 1, является двоичной. На практике применяются и другие системы счисления. Например, в восьмеричной системе для записи знака необходимо три бита, в десятичной – четыре и т.д. Для оценки объемов информации часто используется также **машинное слово** (20 ... 48 бит). Для оценки объема производственно-хозяйственной (экономической) информации используется «показатель», в общем виде представляющий собой предложение. Например: «отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ №11 в ноябре 2001 г. фактически составил 410 млн. кВтч».

Показатель состоит из основания и реквизитов. **Основание** представляет собой численное значение показателя (в нашем примере 410). **Реквизиты** – элементарная информационная совокупность, при дальнейшем расчленении которой данные теряют смысл. **Реквизиты** состоят из реквизита формы и реквизитов признаков. Форма показателя – содержательная информационная совокупность с не изменяющимся по стадиям и объектам управления признаком. Эта совокупность раскрывает его сущность (в нашем примере «отпуск электроэнергии с шин» и млн. кВтч) и состоит из наименования («отпуск электроэнергии с шин») и единицы измерения (млн. кВт ч).

Признаки подразделяются на собственные признаки показателя и признаки объекта, к которому относится показатель. Собственные признаки состоят из признаков характера и признаков срока, которые состоят из определения периода, к которому относится показатель (месяц), и конкретной даты. Признаки объекта состоят из классификационных, показывающих, к какой группе или категории объектов относится показатель («электростанция»), и идентификационных, показывающих, к какому конкретному объекту этой группы (ТЭЦ № 12) относится показатель.

Число значений показателя в год называется его массовостью. При переходе информации на более высокий уровень она агрегируется, т.е. большее число частных

показателей заменяется меньшим числом обобщенных. **Массовость** в значительной мере предопределяет эффективность автоматизации обработки информации и выбор способа организации обработки данных (создание собственного вычислительного центра или передача информации для обработки специализированным вычислительным центрам). Наиболее массовые показатели относятся к реализации (расчеты с бытовыми абонентами в крупной энергосистеме – до 25 млн./год), к труду (выписка заработной платы – до 500 тыс/год), материальному снабжению (выписка материальных требований – до 200 тыс/год) и т.д.

На практике пользуются другим определением **информации** – это данные, т. е. весь объем фактов, знаний.

Если при кибернетическом подходе информацией являются только новые, полезные, ценные для получателя сведения, то в теории автоматизированных систем управления (АСУ) под информацией понимают любые сведения (данные), не зависящие от получателя.

Совокупность сведений по какому-либо объекту называется **информационной базой**.

Необходимо различать понятия «информационная база» и «база данных». Понятие «информационная база» свойственно любому объекту независимо от уровня управленческой техники. Понятие «база данных» связано только с применением ЭВМ. Информационная база делится на подсистемы, массивы, показатели, реквизиты.

Вся управленческая деятельность базируется на информации, которая, с одной стороны, является предметом труда работников аппарат управления, а с другой – результатом их труда. Кибернетика рассматривает управление как процесс преобразования информации – информация воспринимается управляющей системой, перерабатывается ею в соответствии с поставленными целями и в качестве управляющих воздействий передается на объект управления. Информация выступает в качестве связи между управляемой и управляющей системами.

Системой называется организационная совокупность взаимосвязанных элементов, служащая для достижения общей цели.

Всякую систему можно разделить на подсистемы. **Подсистема** – выделенная по какому-либо признаку (аспекту деления) часть системы.

Каждая хозяйственная система (энергосистема, тепловая электростанция, предприятие электрических сетей и т.п.) или производственное подразделение представляют единство двух систем – управляемой и управляющей.

Информация, правильно отражающая производственный процесс или объект, является **достоверной**, а **недостоверной** – информация, неправильно отражающая состояние объекта или процесса управления. Причиной возникновения недостоверной информации может быть, например, отсутствие полной и своевременной исходной информации, правильной нормативно-справочной информации.

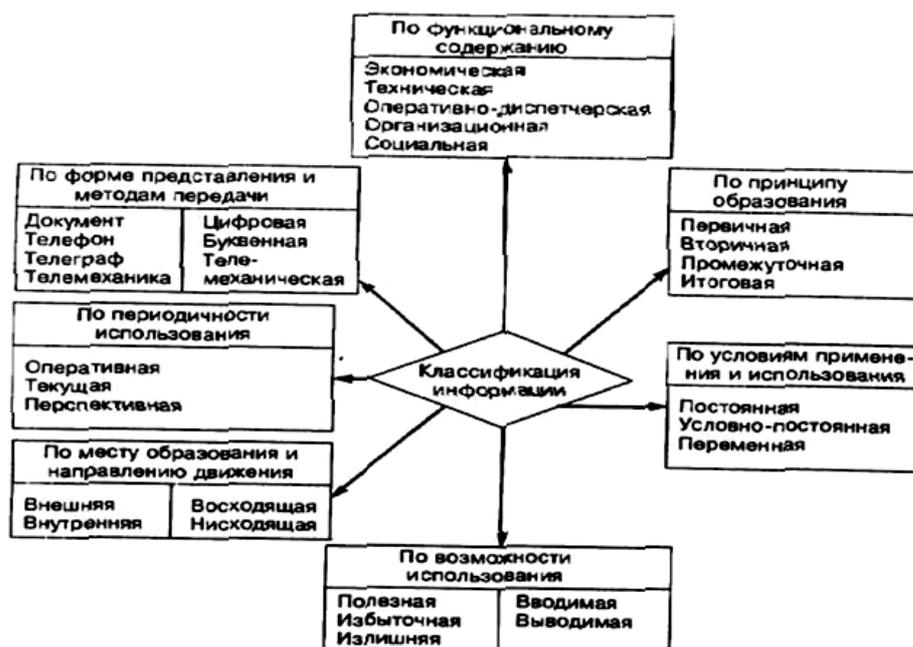


Рис. 36. Классификация информации, функционирующей в системе управления

На любом уровне управления отсутствие достоверной информации не позволяет руководителю принимать правильные и обоснованные решения.

Для принятия решения руководитель перерабатывает информацию, при этом необходимо учитывать физические и психофизические возможности человека. В системе управления энергетикой экономическая информация имеет тенденцию к росту в связи с расширением предприятий, увеличением протяженности электрических сетей, строительством электростанций. Это приводит к тому, что в ряде случаев объем информации, поступающей к работнику, превышает его физические возможности по ее переработке и использованию. Очевидно, что в таких условиях управление предприятием затруднено, и рост объемов информации может принести к снижению оперативности управления. Поэтому все большее значение приобретают рационализация потоков информации и автоматизация ее обработки в системах управления.

С точки зрения автоматизации управления в энергетике различают два понятия – данные и информация.

Данные – все, что представлено числами, символами и словами, получаемыми в результате прямого наблюдения процесса или объекта, т.е. то, что фиксируется в документах, передается по линиям связи, обрабатывается на ЭВМ независимо от содержания.

Информация – полученные в результате переработки данных сведения, раскрывающие содержание чисел, символов и слов, описывающих наблюдаемое событие.

В системе управления информация может быть классифицирована (рис. 36) по следующим признакам:

- функциональному содержанию (экономическая, техническая, оперативно-диспетчерская, организационная, социальная);
- форме представления и методам передачи;
- периодичности использования (оперативная, текущая, перспективная и т.д.);
- месту образования и направлению движения (внешняя, внутренняя, восходящая, нисходящая);
- принципу образования (первичная, вторичная, промежуточная, итоговая);
- возможности использования;
- условиям применения и использования.

Избыточная информация – сведения, уже известные получателю. К избыточной относится дублирующая и повторная информации. Причины возникновения избыточной

информации следующие: повышение надежности передачи и обработки информации путем взаимопроверки, ручная обработка информации, несовершенство системы документооборота на предприятии.

Излишней информацией называется информация, не используемая получателем для выполнения функций в системе управления. Причины возникновения излишней информации следующие: ручная обработка и сложность создания большого числа документов для различных уровней управления; несовершенство распределения функций управления между подразделениями аппарата управления.

По отношению к рассматриваемому элементу системы управления или к системе вычислительных устройств информация может быть вводимой (исходной) или выводимой (выходной).

Информация, передаваемая подряд, без перерыва, называется сообщением. Подборка сведений о каком-либо объекте или процессе либо о ряде однородных объектов или процессов называется массивом информации.

Классификация информации позволяет формализовать потоки информации в системе управления с целью автоматизировать ЭВМ в процессе ее сбора, обработки, передачи и хранения.

Методы исследования потоков информации

Исследование потоков информации может проводиться с различной целью. Наиболее существенные задачи, для которых необходимо изучение потоков информации, следующие: совершенствование организационной структуры управления и системы документации; механизация обработки информации, разработка, а также создание автоматизированных систем управления.

В зависимости от поставленных задач применяются те или иные методы исследования потоков информации. Информационная перегрузка автоматизированной системы управления, наличие дублирующей, ненужной и повторяющейся информации приводят к тому, что дорогостоящая вычислительная техника загружается ненужной работой. Любой документ отчетности содержит излишнюю и дублирующую информацию, которая при машинной обработке не должна вводиться в память ЭВМ. Так, все предприятия заполняют форму «Отчет промышленного предприятия о выполнении плана по труду», при ручной обработке ежемесячно заполняются все девять граф формы (план на год, план на период с начала года, план на отчетный квартал, фактически с начала года и т.д.).

При машинной обработке данные по плану известны и вводятся в начале года. Фактические данные тоже нужны не все, а только данные за отчетный месяц. Таким образом, при обработке на ЭВМ для получения формы вводятся данные только одной графы, все остальное делает машина.

Для внедрения ЭВМ в организационно-экономическое управление необходимо разработать схемы потоков информации, документооборота. Совершенствование системы потоков информации, документооборота, перераспределение функций управления являются одним из важнейших направлений работ при внедрении автоматизации производства. Существует много методик исследования потоков информации и документооборота. Все методики ставят и решают одну или несколько задач, но нет такой методики, которая решала бы все задачи, стоящие перед разработчиками.

Начиная внедрение ЭВМ в управление, следует учитывать, что исследование потоков информации можно вести по структурным подразделениям и функциям управления, а также что при внедрении ЭВМ будет изменяться организационная структура, происходить перераспределение функций и соответственно описание потоков информации по структурным подразделениям.

Функции управления независимо от организационной структуры остаются постоянными в течение всего периода существования ГЭС, ПЭС или энергосистемы. Поэтому исследование потоков информации надо проводить по функциональному принципу,

а внутри выполняемой функции можно говорить о распределении работ между отделами и службами ТЭС, ПЭС, энергосистемы.

Методы исследования потоков информации. Для анализа потоков информации разработано много методов, которые подробно изложены в литературе, в том числе: графической с использованием теории графов; функционально-операционного анализа; анализа норм выработки решений; матричного моделирования, последовательного анализа задач управления, анализа и оптимизации внутривзаводских документопотоков. В энергетике эти методы широкого распространения не получили. В отдельных энергосистемах применяются некоторые методы, но в целом наибольшее распространение получили методы моделирования информационных процессов по функциям и задачам управления.

Чтобы добиться наиболее эффективного применения ЭВМ, необходимо проанализировать систему управления, отделить в ней существенное от несущественного и обеспечить совершенствование управления существенными элементами. Процесс замены сложной реальной системы систематизированной выборкой всего существенного называется моделированием.

Такая сложная задача, как совершенствование управления, требует построения ряда моделей. В энергетике применяются три типа моделей: экономико-организационная, информационная и функциональная.

Экономико-организационная модель – совокупность экономических и организационных принципов, определяющих методы управления, формы организации и воздействия управляющей системы на управляемую в процессе производства с целью повышения его эффективности. Построение экономико-организационной модели должно предшествовать автоматизации управления. При внедрении ЭВМ важнейшим элементом является построение нормативной экономико-организационной модели, с помощью которой можно наметить основные пути совершенствования управления предприятием. Этапы этой разработки – построение модели совершенствования экономических отношений и модели совершенствования организационных отношений.

Информационная модель представляет собой систему показателей и связей между ними. Цель построения информационной модели состоит в выявлении всех показателей энергосистемы и определении их взаимосвязей.

Функциональная модель – совокупность задач, решаемых при управлении, неформализуемых операций управления и связей между ними. Обычно связи между элементами модели носят информационный характер и выражаются показателями. Функциональная модель инвариантна по отношению к организационной структуре и рассматривает функции управления в их взаимосвязи и развитии как основу для дальнейшего совершенствования информационной системы и организационной структуры.

В основе построения функциональной модели управления энергосистемой лежит декомпозиция последней по функциональному признаку, включающая области управления, конкретные функции управления, задачи и операции управления, совокупность которых должна перекрывать все поле управления. Ввиду невозможности представления энергосистемы на модели целиком функциональная декомпозиция управляющей системы используется в качестве признака для разбиения модели на блоки подмодели. Функциональная модель состоит из графа, перечня принимаемых решений, матрицы информационных связей и таблицы входных и выходных показателей. Вершинами графа служат задачи, операции управления и объекты внешней среды. Дуги графа представляют информационные связи между вершинами, направления дуг соответствуют направлениям передачи информации и показывают последовательность решения задач.

Для построения моделей производится обследование энергосистемы, включающее предварительное обследование подсистем и детальное обследование.

Цель предварительного обследования – изучить функциональные подсистемы и оценить их значимость в общем потоке информации энергосистемы; составить список задач для функциональных подсистем и задач, подлежащих детальному обследованию.

Обследование ведется по следующим подсистемам: перерабатывающим большие объемы информации; содержащим оптимизационные задачи и имеющим возможность получения большого экономического эффекта в управляемой системе; содержащим трудоемкие задачи.

Целью детального обследования информации является установление по отдельным функциональным подсистемам следующего:

- 1) характера информации и ее вида (текстовая, графическая, табличная, отчетная, плановая и т.д.);
- 2) источника информации и погрешностей исходной информации;
- 3) состава информации (постоянная и переменная, входная и выходная, показатели и т.д.);
- 4) назначения информации и способа ее использования;
- 5) числа одинаково обслуживаемых объектов для каждого документа или показателя;
- 6) повторяемости информации;
- 7) применяемых шифров и кодов;
- 8) носителей информации (документ, журнал и т.д.);
- 9) существующей схемы потока информации и путей ее возможного совершенствования;
- 10) объема информации.

При разработке информационного обеспечения необходима количественная оценка объемов информации. В зависимости от цели объем информации определяется числом документов, строко-граф, показателей, десятичных знаков и т.п. Подсчет информации в документах производится при изучении системы управления, объемов передаваемой информации, документооборота. Существует несколько методов оценки объемов информации: 1) сплошное обследование; 2) расчет по массовым документам.

Метод сплошного обследования предполагает оценку объемов информации по показателям, словам или десятичным знакам по всем документам, картотекам, хранилищам, используемым при выполнении функций управления. Если этот метод используется на стадии технического задания и оцениваются общие объемы информации, то обследование ведется обычно по наиболее массовым подсистемам (функциям), а по другим подсистемам они оцениваются по коэффициентам. Общий объем информации при методе сплошного обследования определяется по формуле

$$N_1 = K_i U_{1i} \quad (16.1)$$

где K_j – коэффициент, учитывающий объем информации в не обследуемых подсистемах; U_i – объем информации в i -й подсистеме;

Если объемы информации подсчитываются на стадии технического проекта, то расчет ведется не по системе в целом, а по каждой конкретной функции или задаче.

Расчет по массовым документам используется при предварительных оценках объема информации. Он дает большую ошибку, чем метод сплошного обследования, но требует меньше времени. Объем информации рассчитывается по формуле

$$N^k = \sum W_j \quad (16.2)$$

где W_j – объем информации в документе.

По результатам расчетов строятся пространственно-временные характеристики информации по подразделениям энергосистемы в разрезе года и по наиболее загруженному месяцу. При выборе аппаратуры передачи данных необходимо перевести показатели в буквенно-цифровые символы, знаки или биты. Анализ зависимости между показателями и буквенно-цифровыми символами показал, что в среднем один показатель экономической информации требует передачи 30 символов (имеется в виду, что показатель передается полностью).

Кодирование информации

Применение вычислительной техники в процессе управления энергосистемами предъявляет определенные требования к информации, в частности необходимость ее обязательного кодирования.

Кодирование – процесс перевода информации, выраженной в одной системе знаков, в другую, т. е. переход от обычной записи информации к записи с помощью шифров.

Шифр – условное отображение информационного понятия (позиции). Шифр характеризует одно понятие или одну позицию множества с помощью символов (букв или цифр).

Правила шифровки элементов множества устанавливаются системой кодирования. При использовании ЭВМ все записи должны быть представлены системой кодов и шифров. Цель кодирования – представление информации в форме, удобной для восприятия техническими устройствами ЭВМ, обеспечивающей удобство ее поиска, сортировки и упорядочения. Иными словами, кодирование основано на упорядочении информации, используемой в системе управления путем классификации. Под классификацией понимается условное расчленение множества элементов информации на подмножества на основании сходства или различия по какому-то признаку. Для кодирования информации в системе управления применяются в основном три принципа: порядковый, иерархический и матричный. По структуре коды бывают простые и сложные (фасетные).

Порядковый код – порядковый номер кодируемого вида информации в общем списке.

Иерархический код – код, предусматривающий группировку по видам или классам информации с четко заданной очередностью потока. При иерархической системе кодирования информацию несет не только сам код, но и место расположения каждой значащей цифры кода. Достоинство такого кодирования – простота поиска и удобство использования, недостаток – большая, чем в порядковом коде, длина кода.

Матричный код – код, применяемый к номенклатурам, характеризующимся двумя признаками, из которых один располагается по

вертикали, а другой – горизонтали. На пересечении граф и строк таблицы образуется нужный шифр. Такая система применяется обычно при шифровке единиц измерения, типоразмеров оборудования, классификации подсистем задач автоматизированных систем управления.

Сложный или фасетный код – код, при котором каждой группе кодируемой информации отводится серия номеров, в рамках которой может быть применен порядковый, иерархический или матричный код. Весь код состоит из таких серий.

Простой код – код, в котором применяется одна система кодирования. Наиболее проста порядковая система кодирования, при которой коды присваиваются в порядке возрастания без какого-либо приоритета. Недостатками являются отсутствие резерва и невозможность включения дополнительной информации, преимуществами – простота кодирования и минимальная длина кода.

Классификатор – документально оформленный систематизированный свод наименований и кодов определенного множества показателей, объединяемых по некоторым общим признакам.

Признак сходства или различия, положенный в основу классификации элементов множества, называется основанием классификации. В энергосистемах внедрены общероссийские, отраслевые и локальные классификаторы. Всего в энергетике эксплуатируется более 300 классификаторов различных категорий. Из общероссийских классификаторов различных категорий используются такие, как Система обозначений единиц измерения, Система обозначения органов государственного управления, Система обозначения объектов административно-территориального деления и др.

В настоящее время эксплуатируется более 20 отраслевых классификаторов, из которых наибольшее применение нашли Отраслевой классификатор предприятий и организаций Минэнерго, Классификатор подсистем и задач АСУ, Отраслевая система классификации и кодирования энергетического оборудования, Отраслевой классификатор

технико-экономических показателей, а также более 210 локальных классификаторов, применяемых в энергосистемах.

В качестве примера рассмотрим два классификатора.

Отраслевой классификатор предприятий и организаций Минэнерго. Он содержит информацию по всем предприятиям и организациям Минэнерго и позволяет идентифицировать все подразделения при решении задач в разработках. В основу классификации положен иерархический принцип кодирования. Структура кода шестизначная. Первые два знака кода указывают на принадлежность к высшему уровню структуры управления, третий и четвертый – код энергосистемы.

Классификатор подсистем и задач АСУ. Внедрение классификатора подсистем и задач позволяет установить взаимосвязь комплексов задач в системе управления всеми объектами отрасли, а также связь ОАСУ и АСУ. Классификатор обеспечивает системный подход к разработкам отдельных комплексов задач АСУ и возможность построения информационной функциональной и экономико-организационной моделей энергосистем.

В качестве признаков систематизации было использовано расчленение информации по функциям управляющей системы. Функции управляющей системы включают, с одной стороны, планирование, учет, оперативное управление и т.д., с другой – основное производство, ремонт, обеспечение трудовыми ресурсами, материалами, развитие энергосистемы и т.д. Наличие обоих признаков обязательно и его легко установить, анализируя любую конкретную операцию управления. Так, производится планирование развития сетей на 2001 г. по Мосэнерго или учет расхода материалов за I квартал 2000 г. по Октябрьскому ПЭС. Операция управления единична. Устойчивая область управляющей деятельности, охватывающая множество операций, называется функцией управления. Отбрасывая в примерах то, что делает их единичными, т.е. конкретные периоды (2001 г. или I квартал 2001 г.) и конкретное предприятие (Мосэнерго и Октябрьское ПЭС), можно выделить элементарные функции (комплексы задач) управления – планирование развития электрических сетей и учет расхода материалов, каждая из которых содержит два элемента: стадию (или фазу) управления (планирование, учет, нормирование и т.д.) и область, в которой осуществляется управление (развитие сетей, расход материалов).

Таким образом, каждую элементарную функцию можно определить как пересечение двух независимых признаков, образующихся на пересечении осей матрицы. По одной оси откладываются подсистемы по сферам, направлениям и участкам деятельности (функции – F-подсистемы), по другой – по фазам и периодам управления (области – S-подсистемы).

По горизонтали матрицы расположены девять S-подсистем первого ранга в соответствии с фазами и периодами управления: нормирование; перспективное долгосрочное планирование, перспективное среднесрочное планирование, текущее планирование, оперативное планирование, оперативный контроль и регулирование, оперативный учет и анализ, статистический учет и анализ, бухгалтерский учет и анализ.

По вертикали матрицы расположены девять F-подсистем первого порядка по сферам деятельности: производство, распределение и реализация энергии; подрядное строительство; производство и сбыт промышленной продукции; экономическая деятельность; научно-технический про-

гресс; материально-техническое снабжение, комплектация и транспорт, финансовая деятельность, труд и кадры, общее управление.

Подсистемы S первого ранга разбиты на подсистемы второго ранга, подсистемы второго ранга – на подсистемы третьего ранга.

Графически матричный классификатор (табл. 22) представляет собой матрицу, наименьший элемент которой соответствует элементарной функции, или FS-подсистеме. Например, на пересечении сторон «Труд и кадры» и столбца «Текущее планирование» находится элементарная функция «Текущее планирование труда и кадров».

В соответствии со структурой классификатора подсистема кодируется 4-разрядным (5-разрядным) кодом, задачи – 6-разрядным (7-разрядным). Признак уровня управления

ставится тогда, когда одна и та же задача решается и на уровне министерства, и на уровне энергосистемы, и на уровне предприятия. Если рассматривается один уровень, например, энергосистемы, то признак уровня управления не ставится. Так, задача оптимизации развития электрических сетей на стадии текущего планирования для энергосистемы имеет код 181-4-05, где 181 – код подсистемы по оси S (развитие энергетических мощностей и сетей), 4 – код по оси F (текущее планирование), 05 – порядковый номер задачи в подсистеме.

Классификатор подсистем и задач позволяет осуществлять следующее: 1) унифицировать и вводить единую систему кодирования всей информации (документов и показателей) на всех уровнях – от министерства до предприятий; 2) использовать единую методологическую основу при разработке проектных решений при внедрении ЭВМ в управление; 3) осуществлять функциональное и системотехническое единство проектируемых систем как на разных иерархических уровнях, так и на одном уровне управления; 4) типизировать все проектные решения и постановки задач для всех предприятий министерства; 5) построить организационно-функциональную модель системы управления.

4.2. ОСНОВЫ АВТОМАТИЗАЦИИ УПРАВЛЕНИЯ.

Использование эвм в управлении энергетикой

Ускорение обработки и совершенствование системы потоков информации как внутри отдельных предприятий, так и энергетики в целом юшло по пути использования ЭВМ в управлении предприятиями. За ру-бежом системы, использующие ЭВМ для обработки управленческой информации и решения задач управления, получили название Management Information system (Системы управленческой информации). Это название отражает существо самой системы. У нас системы /правления, использующие ЭВМ, получили название «автоматизированные системы управления».

Автоматизированная система управления (АСУ) – это система «человек– машина», обеспечивающая эффективное функционирование объекта, в которой сбор и переработка информации, необходимой для реализации функций управления, осуществляются с применением средств автоматизации и вычислительной техники.

Широкое внедрение ЭВМ в управление производством – это объективная необходимость, обусловленная усложнением задач управления, повышением объема информации, которые необходимо перерабатывать в системе управления. Системы управления энергосистемами, крупными электростанциями, предприятиями электрических сетей и других подразделений уже немыслимы без использования вычислительной техники.

Создание АСУ – это не только и не столько решение задач на ЭВМ, это внедрение принципиально нового подхода к совершенствованию системы управления предприятием. В результате использования ЭВМ происходят принципиальные изменения роли человека в системе управления. Если инженерно-технический персонал при ручной обработке информации основное время тратит на составление отчетов, проведение расчетов, то в условиях АСУ это постепенно берет на себя ЭВМ, а за человеком остается принятие, контроль и реализация решений. Это принципиально меняет место и функции человека в системе управления предприятием.

Следует учитывать, что АСУ является человеко-машинной системой, в которой на первом месте должны стоять интересы людей. Можно создать хорошую модель, эффективный алгоритм, написать и отладить программу, организовать сбор и обработку информации, но если при разработке не будет учтен человеческий фактор, т.е. интересы людей, работающих в системе управления, то трудно ожидать успешной эксплуатации системы. Во взаимодействии человека с ЭВМ предпочтение должно отдаваться человеку. Трудности, если они возникают, должны решаться за счет усложнения работы ЭВМ. В силу специфики и сложности АСУ про-

цесс их во многом пока не формализован, и часто по одним и тем же вопросам имеются в литературе различные точки зрения. Одни и те же задачи, реализованные на ЭВМ в различных энергосистемах и на предприятиях, имеют, по существу, различные алгоритмы и используют различный математический аппарат.

Энергетика имеет много специфических особенностей, в частности, наличие оперативно-диспетчерского управления, большое разнообразие предприятий (ПЭС, ТЭС, ГЭС, АЭС), выполняющих различные функции, но объединенных единым технологическим процессом. Это привело к сложной структуре автоматизированных систем управления в энергетике. Автоматизированные системы управления в энергетике включают автоматизированные системы организационно-экономического управления (АСОУ), автоматизированные системы диспетчерского управления (АСДУ) и автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУТП). Эти три части АСУ энергосистемой (АСУЭ) имеются на всех энергетических предприятиях и в отраслевой автоматизированной системе управления (ОАСУ «Энергия»). Состояние разработок АСДУ, АСОУ, АСУТП различно как по энергосистемам, так и по отдельным предприятиям энергосистем.

В течение 90-х годов в энергетике продолжались работы по расширению использования вычислительной техники в следующих основных направлениях: развитие и совершенствование отраслевой АСУ (ОАСУ «Энергия»); разработка, внедрение в эксплуатацию и развитие АСУ и создание интегрированных АСУ (ИАСУ) энергосистемами; техническое перевооружение вычислительных центров; расширение использования систем телеобработки данных, совершенствование программного и информационного обеспечения. Кроме создания АСУ энергосистемами в этот период широкое развитие получила автоматизация управления отдельными предприятиями энергосистем, такими, как ТЭС, ГЭС, ПЭС и объектами: подстанциями, энергоблоками и т.д. Постоянно происходит техническое перевооружение управляющих вычислительных центров (УВЦ), формирование многомашинных оперативно-информационно-управляющих комплексов на базе систем персональных компьютеров.

Внедрение на энергетических предприятиях вычислительной техники и создание автоматизированных систем управления производится с целью повышения эффективности производственно-хозяйственной деятельности энергосистем и отдельных предприятий. Это достигается за счет совершенствования потоков информации и системы документооборота; замены части документооборота хранением информации на машинных носителях и общего снижения объемов информации, обрабатываемой аппаратом управления; более полного обеспечения системы управ-

ления достоверной и своевременной информацией; совершенствования распределения функций управления между структурными подразделениями аппарата управления; внедрения экономико-математических методов, обеспечивающих получение оптимальных вариантов решения задач управления и т.д.

Внедрение ЭВМ меняет функции человека в системе управления. Если до внедрения ЭВМ в систему управления аппарат управления и руководители подразделений в основном занимались обработкой поступающей информации, то использование компьютеров дает возможность человеку заниматься творческой деятельностью. Участие человека сводится к решению таких задач, как постановка и корректировка целей и критериев отдельных задач и системы управления в целом; выбор варианта решения задачи, если возможны несколько решений; принятие управленческих решений; ввод в ЭВМ недостающей информации и т.д.

Информационное и математическое обеспечение асу

Внедрение вычислительной техники в управление энергосистемами и отдельными предприятиями идет как по пути охвата все новых предприятий и подразделений энергосистем, так и по пути расширения количества задач и автоматизированных рабочих мест (АРМ) в уже существующих и введенных в эксплуатацию системах. Все эти процессы

идут на фоне переоснащения энергосистем и отдельных предприятий современными средствами вычислительной техники и персональных компьютеров.

Разработка и внедрение автоматизированных систем обработки информации – процесс длительный и очень трудоемкий. Кроме того, акционирование энергосистем и отдельных объектов, таких, как станции, сети приводит к перестройке всей системы управления и отчетности, что в свою очередь вызывает переделку как отдельных автоматизированных рабочих мест (АРМ) в управлении, так и всей системы обработки экономической информации. Для создания системы обработки информации на базе ЭВМ необходимо выполнить большой комплекс работ:

- 1) создать информационно-вычислительную систему;
- 2) разработать организационно-правовое обеспечение;
- 3) осуществить подготовку персонала в условиях использования вычислительной

техники.

Создание информационно-вычислительной системы осуществляется последовательно и включает:

разработку информационного обеспечения (совершенствование потоков информации, установление связей между задачами, создание нормативной базы и др.);

создание математического и программного обеспечения (разработку методов, моделей, алгоритмов и программ);

осуществление технического обеспечения системы обработки информации (приобретение, установку и наладку ЭВМ и периферийного оборудования, оборудования передачи данных и т.д.).

Информационное обеспечение – совокупность реализованных решений по объемам, размещению и формам организации информации, циркулирующей в автоматизированной системе управления при ее функционировании.



Рис. 37. Структура информационного обеспечения АСУ

Информационное обеспечение (ИО) включает (рис. 37) нормативно-справочную информацию, необходимые классификаторы технико-экономической информации и унифицированные документы, используемые в АСУ. Цель информационного обеспечения – своевременная выдача необходимой достоверной информации для выработки и принятия управленческих решений. Таким образом, информационное обеспечение представляет собой совокупность средств и методов построения информационной базы, подразделяется на внемашинное и внутримашинное. Оно должно строиться по принципу совместимости автоматизированных систем управления различных уровней.

При разработке информационного обеспечения большое значение имеют вопросы классификации элементов производственно-экономической информации. Под классификацией понимается совокупность правил распределения заданного множества

объектов на подмножества в соответствии с установленными признаками их сходства или различия. Классификатор является своего рода формализованным языком, отражающим закон и порядок разбиения множества объектов на классы, группы, подгруппы и виды и позволяющий одновременно производить кодирование понятий номенклатуры. Систему кодирования определяет набор классификаторов, имеющих определенную сферу действия. Система классификации и кодирования технико-экономической информации должна быть единой и обеспечивать: 1) информационную совместимость с общероссийскими и межотраслевыми классификаторами и классификаторами отдельных энергосистем и подразделений министерства; 2) унификацию технико-экономических показателей как в части их наименований, так и в части классификации и кодирования; 3) организацию единой автоматизированной системы ведения всех классификаторов.

Информационная совместимость классификаторов достигается в результате унификации форм оперативной, производственной, конструкторской, экономической и других видов документации, их увязкой с общероссийскими требованиями.

Современная организация учета и отчетности в энергосистемах производственно-хозяйственной деятельности рассчитана на ручную обработку, многоступенчата, применение ЭВМ входит с ней в противоречие. Поэтому при внедрении автоматизированных систем обработки информации необходимо разработать систему документов и форм отображения с учетом требования ЭВМ, для чего необходимо:

- 1) совершенствование информационной системы управления предприятием, которое автоматизируется;
- 2) создание массивов информации на машинных носителях. Совершенствование информационной системы управления, в свою

очередь, имеет два направления: 1) выявление движения показателей от момента их возникновения до использования на различных уровнях управления; 2) совершенствование системы документооборота.

Построение графиков движения показателей позволяет исключить дублирующую и неиспользуемую информацию. Проведение такой работы позволяет подготовить базу для совершенствования документооборота. Анализ системы документооборота в энергосистемах и на предприятиях показывает, что ныне объем документов в работе очень велик. Так, анализ документации на участках предприятий электрических сетей ПЭС показал, что мастер участка заполняет 26–28 форм различных документов, и лишь 8–9 из них используются в процессе управления. При этом в документах дублируются отдельные показатели. В ряде подразделений существует документация, которая создается, но никем не используется

из-за того, что уже введена другая документация, а старая не отменена, поэтому до внедрения ЭВМ в подразделениях энергосистемы должна быть унифицирована, сокращена система информации и разработана единая система документации.

Нормальная работа системы управления предприятий связана с переработкой больших массивов экономической и оперативно-диспетчерской информации, которая должна быть записана в формализованном виде при обработке на ЭВМ. Массив или файл – это совокупность однотипных по структуре, содержанию, способу кодирования и переработке записей для решения задач управления. Массивы отличаются по содержанию, назначению, техническим характеристикам, объему и технологии обработки.

По семантическому содержанию различают массивы данных и программные. Первые составляют информационное обеспечение, а вторые содержат программы и составляют программно-математическое обеспечение. По технологии использования массивы делятся на нормативно-справочные, вспомогательные, промежуточные, текущие и служебные.

Одним из основных элементов АСУ являются системы общения пользователей с ЭВМ или диалоговые системы. Диалоговые системы представляют собой комплекс технических и программных средств, а также языкового и информационного обеспечения.

К техническим средствам диалоговой информационной системы наряду с ЭВМ относятся дисплеи с клавиатурой. Клавиатура дисплея служит для ввода в ЭВМ директив,

запросов и данных, а индикатор, экран дисплея – для отображения вводимой с клавиатуры и выводимой из ЭВМ информации.

Программное обеспечение диалоговой информационной системы обеспечивает формирование, пересылку и расшифровку в ЭВМ директив, набираемых на клавиатуре дисплея, запись соответствующих пользовательских программ, редактирование и вывод информации на экран дисплея. Набор директив пользователя и сообщений ЭВМ, а также правила их формирования называются языком общения диалоговой системы. К информационному обеспечению диалоговой системы относятся и правила размещения информации на экране дисплея, набор форм (видов) представления информации.

Внутримашинное информационное обеспечение включает индивидуальные файлы и информационные базы данных.

В эксплуатируемых системах сбора и обработки данных информация, относящаяся к каждой задаче, накапливается и хранится в отдельных файлах, которые по структуре и содержанию ориентированы только на данную задачу. При таком подходе к организации информационной базы в виде обособленных последовательных массивов характерны следующие недостатки: дублирование входной и нормативно-справочной информации, несовместимость структур файлов, сложность контроля дублированных данных на непротиворечивость, сложность ведения условно-постоянной информации и т. д. По мере увеличения количества задач при одновременном развитии информационных связей между ними эти недостатки становятся все более ощутимыми, обуславливая необходимость перехода к интегрированным системам обработки данных. Для этих систем характерна современная технология организации информационной базы в виде банка данных (БД).

Банк данных обеспечивает: 1) избыточное хранение взаимосвязанных данных, образующих базу данных; 2) быстрый прямой доступ пользователей к требуемым элементам информации; 3) независимость прикладных программ от структуры хранения данных, живучесть программы в условиях развития АСУ.

Банк данных (БД) осуществляет централизованное информационное обеспечение коллектива пользователей или комплексов решаемых задач. БД позволяет при однократном введении информации многократно ее использовать, а также, обеспечивая централизованное хранение информации, уменьшить дублирование информации и, следовательно, сократить объем хранимых, входных и выходных данных. Организационная структура БД включает базу данных, систему управления базой данных, архив, систему управления архивом, библиотеку программ и администратора БД. База данных представляет собой управляемую совокупность данных, являющихся исходной информацией для решения задач и принятия управляющих решений. База данных может включать информацию для всех решаемых задач или для других групп задач, например, для задач по-токораспределения или режимных задач, или более общий банк для задач АСДУ и т. д. Назначение базы данных – обеспечение информацией задач, решаемых на ЭВМ. Система управления базой данных представляет совокупность языковых и программных средств, обеспечивающих формирование и ведение массивов данных. Обработка и выдача необходимой информации для коллектива пользователей или задач управления реализуются посредством программ управления информационной базой. Система управления банком данных включает манипулятор и набор сервисных программ. Основной задачей системы управления банком данных является организация взаимодействия между программами, контроль и защита данных.

Администратор осуществляет общее управление, координацию работ БД, создание баз данных, принятие решений при сбоях, обслуживание пользователей и реорганизацию банка данных.

Функционирование БД происходит путем реализации возложенных на него задач: выдача необходимой информации, запись информации,

внесение изменений и т. д. Одним из важнейших БД является нормативно-справочная база данных, включающая все применяемые данные справочников, ценников и др. нормативных документов, которые необходимы для решения задач. Нормативно-справочная

база создается или для комплексов задач, или системы в целом. Создание автоматизированной системы управления предполагает решение комплексов задач на ЭВМ, что требует проведения определенных работ: составление модели и алгоритмов обработки информации по задачам; написания (обычно на алгоритмических языках) и ввода в ЭВМ программ; трансляции этих программ на внутренний язык ЭВМ, называемый обычно языком загрузки; организации и ведения в памяти ЭВМ банка данных, содержащего массивы информации, необходимые для решения задач на ЭВМ: прием заданий на решение задач; решение задач. Каждый из перечисленных видов обеспечивается своими программами. Таким образом, для реализации на ЭВМ задач требуется создание математического, лингвистического и программного обеспечения.

Математическое обеспечение автоматизированной системы управления есть совокупность математических методов, моделей и алгоритмов обработки информации, использованная при создании автоматизированной системы управления.

Лингвистическое обеспечение автоматизированной системы управления есть совокупность языковых средств для формализации естественного языка, построения и сочетания информационных единиц при общении персонала автоматизированной системы управления со средствами вычислительной техники при функционировании АСУ.

Программное обеспечение представляет совокупность программ для реализации целей и задач АСУ.

В практике разработки и внедрения автоматизированных систем обработки информации обычно математическое, лингвистическое и программное обеспечение называют одним термином «математическое обеспечение». Широкое использование вычислительной техники в последнее десятилетие позволяет выделить ряд тенденций:

- 1) увеличение относительной стоимости математического обеспечения по сравнению с комплексом средств;
- 2) разумная типизация прикладного программного обеспечения;
- 3) широкое применение пакетов прикладных программ (ППП).

Переход на системы, использующие персональные компьютеры, вызвал рост стоимости математического обеспечения. В настоящее время стоимость математического обеспечения превышает стоимость техниче-

ских средств при разработках систем обработки данных. По данным наших и зарубежных фирм затраты на разработку математического обеспечения составляют 50–65 % всех затрат на проектирование и внедрение системы.

по объясняется тем, что, с одной стороны, резко усложнилась вычислительная техника, предоставив огромные возможности для пользователей ЭВМ, с другой – для использования возможностей современных ЭВМ необходимы большие как научные, так и прикладные исследования. Математическое обеспечение в значительной степени определяет эффективность функционирования систем обработки информации на базе ЭВМ.

В таких условиях эффективность использования ЭВМ определяется возможностью создания типового прикладного программного обеспечения. Это тем более важно, что в энергетике много однотипных предприятий: ТЭС, ГЭС, ПЭС и т. д. При этом ряд системных свойств современных ЭВМ таких, как программная совместимость, модульность построения, мощное системное программное обеспечение, обеспечивают эффективность построения и эксплуатации АСУ.

В общем случае математическое обеспечение можно разделить (рис. 38) на три части: обеспечение ЭВМ, или внутреннее; специальное обеспечение, или внешнее; программные средства телеобработки данных.

Внутреннее обеспечение включает операционные системы, системы программирования и тесты (программы проверки исправности работы устройства ЭВМ). Операционная система ОС – это набор программ, управляющих процессом решения задач. Оптимальная загрузка всех узлов ЭВМ и внешних устройств является основной задачей ОС. В состав операционной системы входит ряд программ, из которых основными являются:

диспетчер, супервизор, служебные программы. Диспетчер – это программа, обеспечивающая определенный режим работы ЭВМ. Супервизор – это программа, обеспечивающая работу, задаваемую машине оператором в рамках установленного для нее режима.



Рис. 38. Классификация математического обеспечения.

К служебным программам относятся ввод исходных данных, программы редактирования и выдачи результатов, программа общения операционной системы с оператором и др. Операционные системы обычно поставляются в комплекте с ЭВМ. Под операционной системой понимают совокупность программных средств, которые управляют ресурсами вычислительной системы (ВС), разрешают конфликтные ситуации, повышают производительность ВС в целом и эффективность ее использования. Операционные системы различают по целевому назначению на общие и проблемные. Операционные системы, имеющие общее назначение, рассчитаны на решение широкого круга задач, проблемные наиболее эффективны при решении определенного класса задач.

В зависимости от организации решения задач на ЭВМ различают следующие режимы работы операционной системы: индивидуальный, мультипрограммирование, разделение времени. При индивидуальном режиме ЭВМ постоянно или на время решения задач находится полностью в распоряжении одного потребителя. Мультипрограммирование предполагает возможность одновременно решать несколько задач по различным программам с учетом приоритета. При этом в каждый момент времени решается одна задача. Если при решении задачи появилась необходимость решения другой с более высоким приоритетом, то решение задачи прерывается, решается вторая задача, а после ее решения продолжается решение первой задачи с того места, где произошла остановка. Режим разделения времени предполагает одновременное решение нескольких задач. Соотношение скорости ЭВМ и реакции человека очень сильно отличается, и у потребителя создается полная иллюзия работы в индивидуальном режиме.

Среди основных функций и особенностей операционной системы выделяют: увеличение производительности ВС путем обработки непрерывного входного потока заданий и совместного использования ресурсов ВС одновременно выполняющимися в СП задачами (эффект мультипрограммирования); планирование использования ВС в соответствии с приоритетами отдельных заданий, ведение учета и контроля использования ресурсов; обеспечение программистов средствами разработки и отладки программ; обеспечение оператора средствами управления ВС; универсальность операционной системы. Обычно операционные системы ориентированы на разнообразные приложения. Для условий конкретного приложения определяют конфигурацию, т. е. комбинацию необходимых возможностей и средств, а затем проводят генерацию операционной системы.

В связи с тем, что различные типы задач требуют применения различных языков, система программирования обычно содержит большой набор различных языков.

Специальное, или внешнее математическое, обеспечение включает пакеты прикладных программ, программы конкретных задач, системную диспетчерскую программу.

Пакеты прикладных программ (ППП), расширяющие возможности ЭВМ, представляют собой комплекс программ для типовых процессов обработки данных. Это программы ввода-вывода данных, контроля, сортировки, корректировки информации и т. д. В последнее время в ППП включают программы общего назначения для решения задач, а также программы управления базами данных НСИ и программы для решения задач общенаучного характера (линейного программирования, корреляционного анализа и т. д.). Пакеты прикладных программ ППП представляют собой функционально законченные комплексы программных средств, ориентированных на решение определенного класса задач. Использование ППП облегчает разработку программного обеспечения, позволяет осуществить типизацию разработок.

Программы конкретных задач разрабатываются при создании автоматизированных систем управления предприятиями (ТЭС, ГЭС, РЭУ, ремонтными предприятиями и т. д.). Большое количество различных по целям и значению программ требует их организации в масштабах всей системы, и это выполняется с помощью системной диспетчерской программы.

Предприятия энергосистемы территориально разобщены, и для их автоматизации необходимо обеспечить сбор информации о территориально удаленных объектах – подстанциях, электростанциях, предприятиях электрических сетей и т. д. Сбор и обработка данных осуществляются с помощью системы телеобработки данных (ТД). Под телеобработкой понимается обработка данных, удаленных от вычислительных центров (ВЦ) абонентов на основе использования техники, средств связи и математического обеспечения, позволяющих объединить в единую систему процесс передачи и обработки информации и выдачу управляющих воздействий. Телеобработка данных включает средства технические и программные. Система телеобработки данных приобретает особо большое значение при создании автоматизированной системы диспетчерского управления, так как вся оперативно-диспетчерская информация поступает по каналам связи.

Технические средства, используемые для обработки информации

Технические средства, используемые для обработки информации в системах управления, делятся на две большие группы: 1) средства оргтехники; 2) средства вычислительной техники.

Средства оргтехники делятся на: средства сбора, средства передачи, средства хранения и средства отображения информации.

Средства вычислительной техники, используемые в настоящее время, делятся на вычислительную технику общего пользования и персональные компьютеры. Наиболее широкое распространение получили для создания систем обработки экономической информации персональные ЭВМ, которые являются основой комплекса технических средств создаваемых АСУ.

Под комплексом технических средств (КТС) понимают совокупность взаимосвязанных и (или) автономных технических средств фиксации, сбора, подготовки, накопления, обработки, вывода и представления информации и устройств управления ими, а также средств оргтехники, предназначенных для решения задач и информационного обмена между различными техническими средствами. КТС должен обеспечивать автоматизированное прохождение информации от формирования до отображения результатов обработки, решение всего комплекса задач в подсистемах, максимальный охват подразделений управления энергосистем и предприятий автоматизированным решением задач; подготовку и передачу информации в АСУ более высокого уровня; контроль передаваемой информации, достаточные технические возможности с точки зрения объема памяти и быстродействия, чтобы решать задачи в полном объеме, своевременно и эффективно.

Для решения всех задач комплекс технических средств должен включать группы технических средств:

- 1) регистрации, сбора и подготовки машиночитаемой информации;
- 2) передачи;
- 3) обработки;
- 4) хранения и отображения (выдачи), т. е. преобразования ее в вид, удобный для восприятия человеком.

Средства регистрации, сбора и подготовки машиночитаемой информации включают различные устройства телемеханики, механизированной и автоматизированной фиксации информации о результатах и изменениях режима работы оборудования или процесса принятия решений и обработки данных. В результате функционирования этих средств производится соответствующая запись данных на машинном носителе информации или в памяти ЭВМ. Эффективность работы системы в целом в значительной степени определяется тем, насколько автоматизирован сбор первичной информации. Средства сбора, регистрации и преобразования информации должны обеспечить максимальное сокращение ручного труда, особенно при подготовке первичной информации. Даже самые эффективные алгоритмы и программы ничего не дадут для системы управления, если информация для них будет готовиться и вводиться в ЭВМ вручную. Один из главнейших вопросов при создании АСУ – это вопрос автоматизации ввода первичной информации. Средства передачи информации служат для обмена информацией между пунктами ее возникновения и вычислительным центром.

Средства обработки информации предназначены для преобразования исходных данных, собранных из подразделений энергосистемы, предприятия или пунктов передачи, в выходные результаты, необходимые для управления.

Средства хранения и отображения (выдачи) информации состоят из набора различных технических устройств и устройств оргтехники накопления, поиска и размножения данных: карточек, устройств для группировки и хранения дискет, видеотерминальных устройств, световых табло, мнемонических схем, буквопечатающих аппаратов, устройств для передачи изображения и документов и др. Средства выдачи (отображения) позволяют получать требуемые сведения и результаты обработки информации на ЭВМ для принятия решений. При автоматизации диспетчерского управления важное значение имеют средства телеобработки данных, обеспечивающие обмен информацией между ЭВМ и обслуживаемыми ею территориально удаленными объектами.

Основные требования к комплексу технических средств могут быть сформулированы следующим образом: КТС должен обеспечивать решение установленного набора задач; структура КТС должна предусматривать возможность ее изменения и развития в случае изменения содержания и набора задач и совершенствования техники управления; КТС должен обладать необходимой кодовой, программной и технической совместимостью; технические средства должны быть максимально приближены к требованиям пользователей и достаточно просты в эксплуатации; построение и функционирование КТС должно быть сопряжено с минимально возможными капитальными и эксплуатационными затратами на приобретение техники и ее обслуживание. В энергетике техническое обеспечение (комплекс технических средств) организационно объединено в систему сбора и обработки данных.

Система сбора и обработки данных (ССОД) – это организационно-технический элемент, реализующий сбор, передачу, обработку, отображение и хранение данных. Система сбора информации, принятая в энергетике, состоит из управляющего вычислительного центра (УВЦ) с филиалами и периферийных пунктов (ПП). Периферийный пункт – это организационно-техническое подразделение ССОД, включающее периферийные технические средства и эксплуатирующий их персонал. Периферийные пункты могут быть двух типов: первичные пункты подготовки и передачи данных (ППД) и опорные пункты (ОП). Кроме пунктов, где формируется машиночитаемая информация, в систему сбора и

передачи информации входят пункты (отделы, участки, подразделения и т. д.), в которых создается-

ся та информация, которая должна быть впоследствии передана на ППД, СП, ВЦ – это источники информации (ИИ).

Первичный пункт подготовки и передачи данных – это периферийный пункт, обслуживающий один производственный энергетический объект. ППД имеет двусторонний обмен данными с УВД или ОП. Опорный пункт – это периферийный пункт, обслуживающий группу производственных энергетических объектов.

Функция обработки информации на ОП по отдельным задачам может выполняться полностью или частично. Поэтому при создании ОП должен быть рассмотрен и обоснован вопрос об уровнях агрегирования (обработки) информации. Чем выше уровень агрегирования информации на ОП, тем в большей степени ОП превращен в ВЦ, если обработка ведется с использованием ЭВМ.

Использование ЭВМ в оперативно-диспетчерском управлении

Приватизация энергосистем, электростанций, предприятий сетей и других объектов энергетики привела к экономической разобщенности энергетических предприятий. Если до приватизации экономические цели различных предприятий были едины – минимизировать расходы энергетики в целом, снизить себестоимость электроэнергии и тепла, что объединяло все предприятия, то после приватизации экономические интересы отдельных предприятий стали носить разнонаправленный характер, и каждое предприятие стремится к получению максимальной прибыли, что привело к росту издержек и стоимости единицы энергии. Единственным структурным подразделением энергетики, которое еще обеспечивает единство энергетики как отрасли и минимизацию затрат на производство электроэнергии и тепла, является диспетчерская служба. Несмотря на экономическую разобщенность отдельных энергетических объектов диспетчерская служба обеспечивает единство энергетики и единую экономическую политику, что очень важно.

Создание автоматизированных систем управления в энергетике имеет много специфических черт. Это связано с такими особенностями энергетики, как: совпадение во времени производства и потребления энергии и невозможность ее складирования; жесткая взаимосвязь режимов большого количества параллельно работающих электростанций, размещенных на большой территории и связанных линиями электропередачи. Эти особенности привели к обособлению оперативно-диспетчерского управления и обусловили высокий уровень автоматизации технологических процессов. От оперативно-диспетчерского управления в значительной степени зависят эффективность и качество энергоснабжения потребителей.

Автоматизация оперативно-диспетчерского управления является одной из важнейших задач совершенствования управления энергетикой. Это тем более важно, что структурно и функционально задачи оперативно-диспетчерского управления в наибольшей степени подготовлены к постановке на ЭВМ. Автоматизированная система оперативно-диспетчерского управления (АСДУ) является наиболее специфической и характерной для энергетики системой управления. Система оперативно-диспетчерского управления осуществляет: 1) управление режимами; 2) ввод в эксплуатацию электростанций, электрических сетей и участвует в разработке вопросов развития энергосистем; 3) координацию планов ремонта основного оборудования энергосистем и разрешение заявок на проведение ремонтных работ; 4) разрабатывает сезонные и годовые схемы регулирования стока водохранилищ ГЭС и каскадов ГЭС.

Управление режимами включает обеспечение покрытия нагрузок, удовлетворение потребности в электрической и тепловой энергии, соблюдение установленных норм качества энергии (частота и уровни напряжения), обеспечение экономичности работы электростанций, энергосистем и их объединений. Обеспечение покрытия нагрузок связано как с планированием режимов работы тепловых электростанций, так и разработкой схем регулирования водохранилищ ГЭС и каскадов ГЭС.

Диспетчерские управления и службы выдвигают предложения и участвуют в решении вопросов развития энергосистем, ввода в эксплуатацию электростанций, линий электропередачи и других энергетических объектов, а также системы релейной защиты и автоматики; разрабатывают задания на проектирование систем и устройств автоматического управления нормальными режимами и противоаварийной автоматики

системного значения, выполняют выбор уставок и осуществляют контроль и анализ работы автоматических систем и устройств.

Планирование вывода оборудования в резерв и ремонт осуществляется только с разрешения диспетчерских служб. Планирование ремонтов осуществляется в годовом, месячном и суточном разрезах. Ежедневно диспетчерские управления и службы рассматривают и разрешают заявки на проведение ремонтных работ по объектам, находящимся в их управлении и ведении, и приводят необходимые изменения в схемах энергоснабжения.

Оперативно-диспетчерское управление все задачи решает для четырех временных уровней: долгосрочное планирование; краткосрочное планирование; оперативное управление и автоматическое управление.

На уровне долгосрочного планирования решаются задачи оптимизации режимов, обеспечения надежности. Это задачи прогнозирования нагрузок по узлам и энергосистемам, распределение нагрузок между электростанциями, исследование устойчивости параллельной работы, расчеты токов короткого замыкания, расчет уровней напряжений и потокораспределения по основным узлам и линиям электропередачи, выбор уставок релейной защиты и системной автоматики и т.д.

На уровне краткосрочного планирования решаются задачи подготовки режима работы энергосистемы на ближайшие сутки или неделю. При этом рассчитываются графики нагрузок узлов и энергосистем, производится распределение нагрузок между электростанциями с учетом выводов оборудования в ремонт и аварийных остановов, проверяются уровни напряжения в узлах, загрузка линий электропередач, запасы устойчивости по ВЛ, уставки релейной защиты и автоматики, токи короткого замыкания и т.д.

На уровне оперативного управления диспетчерским персоналом решаются задачи, возникающие в течение суток и обеспечивающие выполнение запланированных режимов и их коррекцию при отклонении реальных условий производства, распределение и потребление электроэнергии от расчетных, ликвидацию аварий, восстановление схемы после аварийных отключений, организацию ремонтных и восстановительных работ и т.д.

Автоматическое управление осуществляется в темпе процесса и обеспечивается в основном действиями устройств релейной защиты и системной автоматики, такими, например, как автоматическая частотная разгрузка (АЧР), автоматы включения резерва (АВР), различные виды защиты, отключающие линии электропередачи, станционное оборудование и т.д.

Основными задачами оперативно-диспетчерского управления являются: обеспечение качества электрической энергии; обеспечение надежности; обеспечение экономичности. Высокий уровень централизации оперативно-диспетчерского управления позволил разработать эффективную систему автоматизированного управления. К настоящему времени сложилась стройная автоматизированная система оперативно-диспетчерского управления. Она полностью повторяет сложившуюся структуру диспетчерского управления в энергетике.

Задачи оперативно-диспетчерского управления решаются для различных режимов: нормального, аварийного, переходного и т.д.

Основные задачи управления нормальными режимами, относящиеся ко всем временным уровням, следующие:

- 1) прогноз нагрузки;
- 2) прогноз потребления электроэнергии и тепла;
- 3) прогноз надежности оборудования;

- 4) планирование ремонтов;
- 5) прогноз располагаемых мощностей, составление баланса мощностей;
- 6) распределение активных мощностей;
- 7) составление баланса электроэнергии, планирование выработки электроэнергии и отпуска тепла, суммарного и удельного расхода топлива;
- 8) выбор схемы коммутации и состава оборудования;
- 9) определение (или регулирование) загрузки оборудования;

- 10) расчеты устойчивости линий электропередачи;
- 11) регулирование частоты;
- 12) регулирование напряжения;
- 13) настройка (или корректировка) систем автоматики и релейной защиты.

Развитие и внедрение АСДУ осуществляется в три этапа. Уже завершены два этапа внедрения АСДУ, на втором этапе разработана и реализована на ЭВМ система обработки информации, обеспечивающая использование АСДУ в режиме «советчика диспетчера» при оперативном ведении режима. Разработаны системы усовершенствованных программ долгосрочного и краткосрочного планирования режимов работы энергосистем и отдельных предприятий на основе единой нормативной базы. Эти программы работают без дополнительного ввода информации об объектах.

Освоены и внедрены комплексы программ, дающие возможность:

- недельного планирования режимов с ежесуточной коррекцией;
- контроля состояния электрической сети на основе автоматического сбора информации, поступающей в ЭВМ от устройств телемеханики;
- автоматизировать составление оперативной и производственно-статистической информации;
- решения задач оперативного управления, прогнозирование нагрузок, расчеты потокораспределения, оперативные расчеты статистической и динамической устойчивости, токов короткого замыкания и т. д.;
- проводить диагностику развития аварии (в послеаварийном режиме) на основании зафиксированной последовательности действия устройств релейной защиты и автоматики и величин изменения напряжений, токов, мощностей;
- организации межмашинного обмена информацией в пределах одной ступени управления и между ступенями;
- работы систем противоаварийной автоматики; создания единой системы автоматического регулирования частоты и активной мощности ЕЭС.

Предполагается, что в перспективе вычислительные системы позволят решать задачу регулирования активной и реактивной мощности и напряжения в основных сетях энергосистем и ЕЭС при обеспечении оптимальных требований надежности и экономичности. Система предотвращения аварий и управления аварийными режимами будет основываться на комплексе централизованных устройств, построенных по иерархическому принципу на базе ЭВМ.

Созданная автоматизированная система оперативно-диспетчерского управления на всех уровнях состоит из функциональной и обеспечивающей части. Функциональная часть АСДУ – комплекс экономико-математических методов решения задач планирования режимов, оперативного и автоматического управления. Обеспечивающая часть АСДУ состоит из комплекса технических средств и математического обеспечения.

Взаимосвязь различных иерархических и временных уровней АСДУ обеспечивается информационным и функциональным единством для всех уровней управления; программным единством; единством используемого комплекса технических средств. Информационное единство обеспечивается единой системой классификаторов технико-экономической информации, единой системой кодирования объектов, унифицированной системой документации и информационных потоков и массивом, т. е. во всех

энергосистемах, предприятиях для решения задач АСДУ используются одни и те же классификаторы, система кодов, формы представления информации и последовательность ввода информации в ЭВМ. Программное единство обеспечивается использованием общих операционных систем, алгоритмических языков высокого уровня, однотипностью программ для решения одинаковых комплексов задач в различных энергосистемах, на энергообъектах. Единство технических средств обеспечивается использованием однотипной аппаратуры на энергообъектах как в части персональных компьютеров (ПК), так и средствах подготовки и передачи информации.

Автоматизированные системы организационно-экономического управления

Структура управления энергетикой сложилась в результате совершенствования форм и методов управления.

Создание независимых энергетических компаний (ОГК, ТГК, МРСК, РСК, предприятий ремонтного бизнеса и пр.) привело к сложной структуре управления энергетикой, когда многие функции управления дублируются на ряде предприятий. Практически мы столкнулись с тем, что в энергетике не реализуется на практике единая экономическая политика, что приводит к снижению эффективности функционирования энергетики в целом, как единого комплекса, повышению стоимости вырабатываемой энергии,

С точки зрения использования ЭВМ в управлении большое значение имеют такие показатели, как радиусы управления, число предприятий, входящих в энергетическое объединение, численность персонала, мощность электростанций, протяженность электрических сетей и т. д., т. е. те показатели, которые непосредственно влияют на трудность управления энергосистемами. Диапазон изменения этих параметров по всем независимым предприятиям в рамках энергосистемы приведен в табл. 23.

Таблица 23.

Группировка зон розничного и оптового рынка по показателям деятельности

Наименование параметра	Значение параметра		
	максимальное	минимальное	среднее
Установленная мощность, ТВт	13,0	0,004	16
Производство электрической энергии (ОГК и ТГК), ТВт г/год	70	0,2	8
Протяженность электрических сетей (РСК и МРСК), тыс. км	190	1	34
Обслуживаемое население, млн. жителей	14	0,3	3
Число электростанций	35	2	8
Число РСК	29	1	7
Обслуживаемая территория, тыс. кв. м	772	8	139
Максимальный радиус управления, тыс. км.	1,2	0,08	0,4

Как видно из табл. 23, диапазон колебания показателей организаций, входящих в энергосистему очень большой, а это в значительной степени накладывает отпечаток на требования к создаваемым и функционирующим АСУ энергосистемами. Это накладывает отпечаток как на объем задач, который целесообразен к внедрению, так и на количество необходимых технических средств.

В настоящее время в большинстве независимых энергетических предприятий широко используются ЭВМ в управлении производством. Для автоматизации обработки информации на рабочих местах обычно используются персональные компьютеры (ПК), увязанные или нет в сеть с помощью компьютеров, называемых рабочими станциями или серверами (англ., to serve – обслуживание). Роль рабочей станции может выполнять один из ПК. Основной задачей серверов и является обслуживание рабочих мест ПК. Состояние разработок по автоматизации организационно-экономического управления (АСОУ) в энергосистемах и на отдельных предприятиях очень не одинаково. Есть энергосистемы, в которых созданы

интегрированные автоматизированные системы обработки экономической информации, а в некоторых энергосистемах ПК используются для решения частных экономических задач, в частности, по бухгалтерскому учету. На сегодняшний день нет энергокомпаний, где для решения экономических задач широко не использовались бы ПК.

Опыт внедрения ПК на рабочих местах в экономических службах энергосистем и отдельных предприятий показал, что без формализации функций управления, информационной увязки задач использование ПК для автоматизации управления кроме дискредитации ЭВМ, увеличения затрат в системе управления ни к чему не приводит. То, что инженер делал вручную, он делает на ПК, что, естественно, удорожает стоимость расчетов.

Внедрение ЭВМ в существующую систему организационно-экономического управления без упорядочения системы документации и функций, выполняемых отделами и службами, не дает экономического эффекта. Так, сопоставление функций, которые фактически выполняются, с функциями, которые должны выполняться в отделах и службах в соответствии с положением об отделах (табл. 24), показало, что необходимо до или в процессе внедрения ЭВМ пересмотреть положения об отделах и должностные инструкции, так как только 30 – 45% функций отделов и служб соответствуют тому, что должно ими выполняться.

Таблица 24

Анализ выполняемых функций

Перечень подразделений	Закрепленное за подразделением количество функций	Фактически выполняемое количество функций		Процент выполнения закрепленных функций
		Всего	в том числе из закрепленных за подразделением	
Служба линий	29	29	11	38
Служба релейной защиты, автоматики и измерений	21	18	5	28
Служба диспетчерского технологического управления	16	26	7	43
Производственно-технический отдел	39	46	11	28

До или параллельно с внедрением ЭВМ в систему организационно-экономического управления должно проводиться исследование функций управления предприятий, отделов и служб энергосистемы, где будет внедряться ЭВМ, и перестраиваться система организационно-экономического управления. Такая перестройка с совершенствованием системы документации может дать до 50–70 % экономического эффекта от внедрения ЭВМ. Наиболее трудоемким является выполнение работ (табл. 25) по подсистемам «оперативный контроль и регулирование».

Объем работ по этой подсистеме (по функции) по МРСК колеблется от 50 до 65 %, по РСК колебания от 40 до 70 %. Эта функция даже при внедрении ЭВМ в организационно-экономическое управление всегда останется за человеком. Не поддается автоматизации так же функция «Общее управление», все остальные функции могут быть автоматизированы. Таким образом, если говорить об автоматизации работ по МРСК в целом, то около 65 % работ управленческого персонала не могут быть переведены на ЭВМ и всегда останутся за человеком.

По подразделениям энергосистемы эта величина очень сильно колеблется. Так, в управлении МРСК (РСК) более 50 % работ не поддается автоматизации. На предприятиях РСК эта величина составляет более 57 %. С учетом того, что по остальным подсистемам не все работы могут быть в ближайшей перспективе автоматизированы из-за отсутствия теоретических разработок и технических средств сбора информации, общий объем работ в части автоматизации управления производственно-хозяйственной деятельностью может достигнуть 30–40 % объема работ, выполняемого аппаратом управления МРСК (РСК), 20–30 % объема работ, выполняемых РСК.

Таблица 25

Величина трудозатрат по подсистемам, %

Подсистемы по фазам и периодам управления	Трудозатраты		
	Магистральная сетевая компания	Аппарат управления	Распределительная сетевая компания
Нормирование	1,7	-	0,4
Справочная работа	4,2	2	0,3
Перспективное планирование	1,5	0,48	0,01
Текущее планирование	6,6	19,5	2,3
Оперативное планирование	3,9	5,9	10,6
Оперативный контроль и регулирование	61,6	25,4	51,5
Оперативный учет и анализ	8,1	10,5	10,6
Статистический учет и анализ	6,0	11	14
Бухгалтерский учет и анализ	1,9	0,22	4,3
Общее управление	5	25	5,9
Итого:	100	100	100

С учетом того, что отпуск электроэнергии, объем сетей, ввод мощностей в энергосистеме растут и соответственно численность их персонала также растет, но несколько меньшими темпами за счет роста производительности труда. Общее сокращение численности персонала в энергосистемах из-за внедрения ЭВМ не происходит и очень мало вероятно, что будет происходить в перспективе, хотя относительное снижение персонала в отдельных энергосистемах наблюдается. Уровень автоматизации работ в значительной степени определяет эффективность использования ЭВМ в управляющей системе и тот объем работ в части подготовки персонала, который должен быть проведен при внедрении ЭВМ в управление.

Оперативный контроль и регулирование и общее управление в части производственно-хозяйственной деятельности – это функции человека, поэтому для совершенствования работ по этим функциям необходимы организационные мероприятия по совершенствованию структуры управления. Отделы и службы большое время (19,6 %) тратят на текущее планирование работ и статистический учет (11 %). Это два направления, где внедрение вычислительной техники дает большой экономический эффект как с точки зрения составления оптимальных планов, так и освобождения служб и отделов от составления большого числа отчетов. При этом за службами и отделами остаются работы по контролю составленных на ЭВМ планов и отчетов, подготовке и принятию решений.

Анализ производственно-хозяйственной деятельности, независимых организаций (подсистем) энергосистемы показал, что трудоемкость выполнения различных функций очень не одинакова (табл. 26).

Таблица. 26

Трудоемкость выполнения функций управления по сферам деятельности (в целом по всем организациям энергосистемы), %

Наименование подсистем	Энергосистема
Производство, распределение и реализация энергии	54,9
В том числе:	
Производственно-техническая деятельность	30,2
Развитие энергетического производства	9,4
Техническая подготовка производства и ремонтов оборудования	8,0
Сбыт энергии	7,3
Экономическая деятельность	1,9
Материально-техническое снабжение, комплектация и транспорт	13,9
Труд, кадры	11,2
Управление финансовой деятельностью	2,5
Общее управление	15,6

Как видно из табл. 26, наибольший удельный вес по затратам времени на управление занимает управление производственно-технической деятельностью, материально-техническим снабжением и общее управление. Выбор очередности автоматизации подсистем и задач для различных организаций, обеспечивающих деятельность энергосистемы.

Комплекс задач разработки включает обычно менее 1 % всех возможных к постановке на ЭВМ задач. Поэтому очень важен выбор очередности автоматизации задач. Для этого могут быть использованы следующие критерии:

1) массовость, т. е. большое число расчетов, выполняемых по одной программе, что снижает относительную стоимость программирования и способствует быстрой загрузке комплекса технических средств;

2) высокая трудоемкость, приводящая к высвобождению людей при автоматизации расчетов;

3) математическая сложность, приводящая к тому, что автоматизация расчетов ускоряет их и повышает качество и точность;

4) оптимизация, дающая эффект в управляемой системе;

5) повышение управляемости (за счет того, что ЭВМ обеспечивает скорость и полноту расчетов, недоступную людям, и позволяет восстановить функции управления, утраченные с ростом объема производства).

В настоящее время выбор состава задач, включенных в очередь, является специальным разделом технико-экономического обоснования (ТЭО), технического задания (ТЗ) и технического проекта (ТП) на создание АСУ. Проектирование АСУ выполняется для каждой очереди, поэтому выбор задач осуществляется по очередям разработки. ТЭО – аналог в качестве первоочередных предлагает использовать типовой перечень задач, который разработан на основании опыта внедрения АСУ в энергосистемах. В части организационно-экономического управления включается около 170 задач по 11 подсистемам: 1. Управление производственно-технической деятельностью. 2. Управление энергоремонтом, в том числе управление ремонтами основного оборудования электростанций; управление ремонтами линий электропередачи и оборудования подстанций. 3. Управление сбытом энергии. 4. Перспективное развитие энергосистем. 5. Техничко-экономическое планирование. 6. Управление топливоснабжением. 7. Управление материально-техническим снабжением и комплектацией. 8. Управление транспортом и перевозками. 9. Управление трудом и кадрами. 10. Бухгалтерский учет. 11. Общее управление.

АСОУ – постоянно развивающаяся и изменяющаяся система. Это развитие идет по следующим направлениям: 1) последовательное включение задач и подсистем с охватом все

большого количества функций управления; 2) увеличение объектов энергосистемы, обслуживаемых АСОУ, как уже существующих, так и вновь вводимых; 3) установка новых технических средств сбора, передачи и обработки информации для повышения возможностей и надежности работы системы.

Все подсистемы, по которым ведутся разработки в области автоматизации управления, могут быть разделены на три группы:

1) общеотраслевые подсистемы, по которым есть разработки по автоматизации управления в других отраслях и которые могут без серьезных переделок быть использованы в энергетике; это такие подсистемы, как труд, кадры, материально-техническое снабжение, бухгалтерский учет и др.;

2) подсистемы общеотраслевые, обладающие многими специфическими чертами, из-за которых требуются доработка и перепрограммирование задач; ко второй группе подсистем относятся такие, как управление транспортом и перевозками, общее управление и др.;

3) чисто энергетические подсистемы, по которым нет проработок в других отраслях. Это такие, как управление производственно-технической деятельностью, управление сбытом энергии, управление топливно-снабжением и др.

4.3. ОПИСАНИЯ РАЗДЕЛОВ БИЗНЕС-ПЛАНА ПРОЕКТА: РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ ИНФОРМАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ АИС.

Инвестиционные проекты

В условиях рыночной экономики решающим условием финансовой устойчивости предприятия является эффективность вложения капитала в тот или иной инвестиционный проект. Поскольку капитальные вложения всегда ограничены финансовыми возможностями предприятия, а достижение результата отдалено во времени, возникает необходимость планирования инвестиционных решений и оценки экономической эффективности путем разработки *инвестиционного проекта*, представляющего собой комплексный план создания производства для получения экономической выгоды.

Предприятие может преследовать различные цели в случае принятия решения об инвестировании проекта.



Рис. 39. Методы оценки инвестиционного проекта

Как правило, главная цель – это прибыльность инвестиций, соответствующая определенному заранее установленному минимуму (норме рентабельности, прибыльности) или превышающая его. Могут быть поставлены и другие цели более низкого порядка, иерархия которых в убывающем порядке представлена ниже:

- увеличение торгового оборота и доли контролируемого рынка
- сохранение контролируемой доли рынка и репутации у потребителей;
- достижение высокой производительности труда;
- производство новой продукции.

В условиях рынка период разработки и реализации инвестиционного проекта называют **инвестиционным циклом**. Он состоит из трех стадий: прединвестиционной, инвестиционной и производственной.

На **прединвестиционной стадии** заказчик (организатор проекта или инвестор) выбирает управляющего проектом, изучаются различные варианты проекта (строительной площадки, конструктивных особенностей, инвестиционных решений), проводится первоначальная оценка издержек и технико-экономические исследования. Заканчивается эта стадия составлением программы финансирования проекта.

На **инвестиционной стадии** отбираются организации, реализующие проект, готовится детальная проектная документация, определяются подрядчики и поставщики, проводятся строительные работы, монтаж, отладка.

Производственная стадия – это стадия текущей эксплуатации объекта.

Прединвестиционная фаза закладывает основы для последующих фаз инвестиционного цикла и во многом определяет успех инвестиционного проекта. Результатом исследований на этой стадии является коммерческая оценка проекта, в ходе которой обычно составляется бизнес-план. Его важнейшим разделом является **экономическое обоснование**, т. е. предоставление информации в виде, позволяющем инвестору сделать заключение о целесообразности осуществления инвестиций. Информация именно этого раздела бизнес-плана является ключевой для принятия решения потенциальным инвестором об участии в проекте.

Экономическое обоснование включает в себя два вида оценки: экономическую (экономическую эффективность) и финансовую (финансовую состоятельность). Экономическая оценка характеризует способность проекта к сохранению и обеспечению прироста капитала, финансовая – анализ ликвидности (платежеспособности) предприятия в ходе реализации проекта.

Методы оценки инвестиционного проекта представлены на рис. 39

Экономический анализ в складывающихся рыночных условиях должен состоять из следующих этапов:

- технико-экономическое сопоставление вариантов инвестиционных решений на основе методов экономической оценки;
- обоснование экономической реализуемости (финансовой состоятельности) рекомендованного варианта;
- финансовый анализ (оценка влияния изменения внешних факторов на показатели проекта).

Для каждого из этапов может использоваться различный набор методических подходов (инструментов), но обязательным общим элементом должно быть наличие и правильное использование нормативной базы (цен на оборудование и материалы, стоимостных оценок топливно-энергетических ресурсов, соотношений составляющих себестоимости продукции, тарифов на транспорт и др.).

Бизнес-план инвестиционного проекта

Бизнес-план представляет собой документ, в котором в целостной форме излагаются цели предлагаемого к реализации проекта, определяется объем работ, требующих выполнения в ходе реализации проекта, оценивается их стоимость, вырабатывается план сбыта продукции, оцениваются конечные результаты реализации продукции и необходимые для этого средства. Цель бизнес-плана – организация работ на начальной стадии реализации инвестиционного проекта (ИП), оценка эффективности ИП и подготовка убедительных аргументов в пользу реализации и привлечения потенциальных инвесторов. Нередко на этапе представления бизнес плана проводится анализ финансового состояния предприятия (чаще всего независимой юридической фирмой) и юридический анализ, который представляет собой изучение структуры компании, контрактов с поставщиками и заказчиками, с целью выявления любых юридических исков к предприятию, которые могут

возникнуть в будущем. Такой анализ представляется ограниченному числу лиц, так как он, в своем большинстве, содержит информацию, составляющую коммерческую тайну.

Высшему руководству обычно представляют не сам бизнес план, а резюме проекта. Резюме представляет собой краткий обзор бизнес-плана. Его объем не должен превышать трех страниц машинописного текста. Пишется резюме в последнюю очередь, при этом текст обычно составляется из ключевых фраз других разделов бизнес-плана. Задача резюме – в сжатой форме представить основные идеи бизнес-плана, а также при необходимости привлечь внимание и заинтересовать потенциального партнера, инвестора или кредитора. Описание проекта или резюме может включать следующую информацию:

- 1) бизнес-идея проекта «Разработка АИС...», критерии качества и техноэволюция АИС;
- 2) качественная оценка бизнес-идеи АИС: классификация заявленной потребности, проверка на соответствие АИС законом техноэволюции, сравнение с конкурентами, функционально-стоимостной анализ качества АИС;
- 3) описание предприятия, его специализацию и предысторию развития предприятия;
- 4) стратегические цели и задачи предприятия, ресурсы и прибыль предприятия, финансовое состояние, риски, связанные с функционированием предприятия;
- 5) краткие сведения о квалификации управленческого персонала, какими способностями, применительно к настоящему проекту, он обладает (при этом в случае недостаточной квалификации управленческого и эксплуатационного персонала целесообразно предусмотреть его обучение и повышение квалификации, а также найм или увольнение);
- 6) анализ и оценка конкурентов применительно к разрабатываемому проекту (проектирование и внедрение АИС);
- 7) потребности в инвестициях, направления их использования, предполагаемые источники финансирования, порядок возврата заемных средств;
- 8) экономическое обоснование и эффективность проекта.

Таким образом, резюме представляет собой краткий обзор бизнес-плана. Его объем не должен превышать трех страниц машинописного текста. Пишется резюме в последнюю очередь, при этом текст обычно составляется из ключевых фраз других разделов бизнес-плана.

Задача резюме – в сжатой форме представить основные идеи бизнес-плана, а также при необходимости привлечь внимание и заинтересовать потенциального партнера, инвестора или кредитора

4.4. БИЗНЕС-ИДЕЯ, КАК ФОРМА ОЦЕНКИ ЦЕЛЕЙ ПРОЕКТА. КРИТЕРИИ КАЧЕСТВА И ТЕХНОЭВОЛЮЦИЯ АИС.

Основные требования к формулировке и оценке бизнес-идеи

Разработка бизнес-идеи проекта заключается в формулировке основных и определяющих целей и задач, направленных на удовлетворение потребностей потребителя АИС. В нашем случае основная идея заключается в проектировании, организации и внедрении АИС с целью удовлетворения определенных потребностей производства и управления. При этом неотъемлемой частью бизнес-идеи являются конечные результаты деятельности бизнеса, т.е. предполагаемый экономический эффект от реализации (ведения) бизнеса. Начальная фаза оценки бизнес-идеи состоит в рассмотрении и описании АИС как товара, подлежащего проектированию, а также ее дальнейшей качественной и количественной оценке. При этом АИС может как разрабатываться самостоятельно, так и приобретаться у сторонних производителей. С целью вынесения решения о перспективах разработки и внедрения АИС необходимо предварительно оценить основные факторы, воздействующие на объект (организацию), подлежащий автоматизации. Затем указать основные качественные показатели и требования, предъявляемые к АИС, а также

предполагаемый конечный результат или эффект, с учетом сложившейся рыночной конъюнктуры.

Прежде всего оценку заявленной бизнес-идеи следует проводить в том случае, когда проектируемая АИС конкурирует с множеством сторонних (внешних) АИС. В этом случае выбор АИС, а также ее качественных показателей должен быть обоснован еще на предпроектном этапе, когда нередко отсутствует достаточная информация для оценки ее эффективности, в результате такая оценка обычно проводится на основе качественных, а не количественных показателей. В некоторых случаях экономическая и финансовая оценка внедрения АИС не проводится, например, в случае, когда результаты проектирования не позволяют сдать АИС «под ключ», а также в случае фундаментальных исследований в области автоматизации.

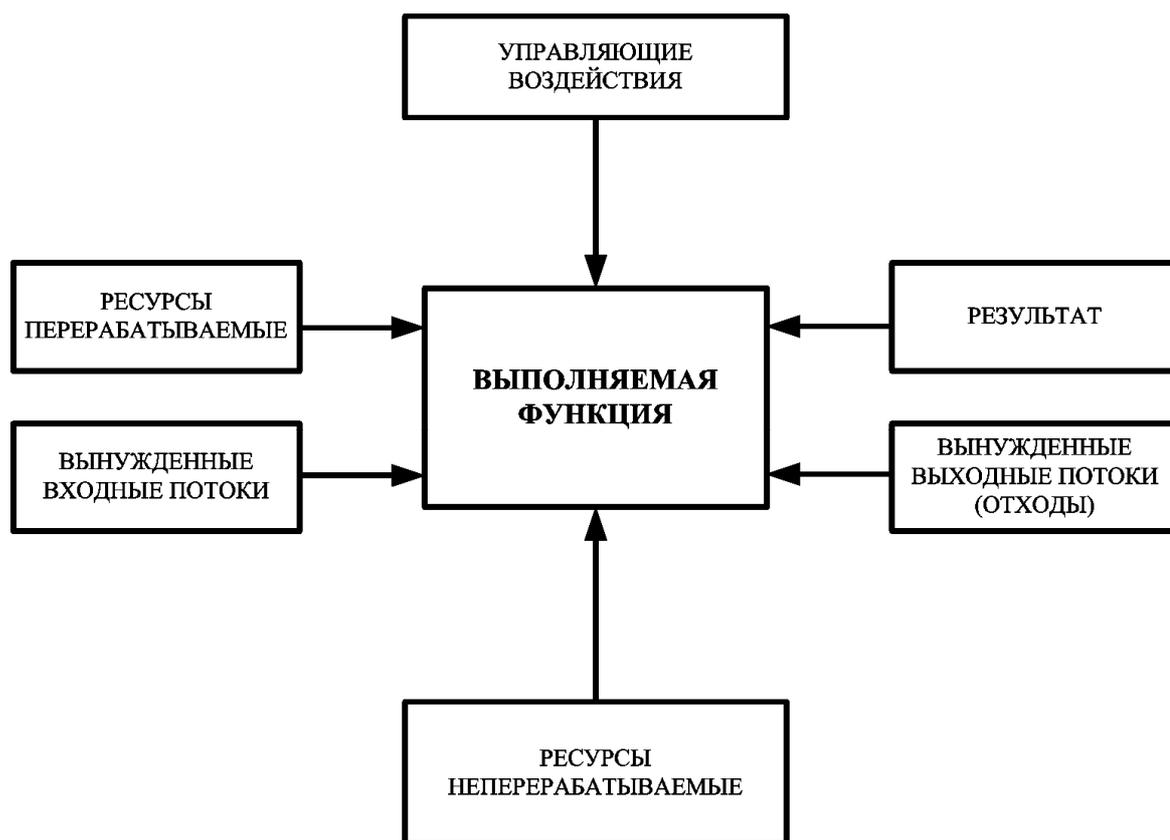


Рис. 40. Описание ТС на основе международной сертификации ИСО 9004:2000.

Для выполнения квалифицированной качественной оценки бизнес-идеи инвестиционного проекта (ИП) необходима следующая информация:

формулировка потребности, на удовлетворение которой направлен инвестиционный проект;

описание существующих АИС (или технических систем – ТС), удовлетворяющих эту потребность;

подробное описание бизнес-идеи ИП и результаты патентных и экспериментальных исследований;

описание организации, в которой предполагается освоение заявляемой АИС (ТС);

описание сегмента рынка, на котором работает предприятие;

описание технологии и методов проектирования АИС, а также вопросов ее разработки.

Любой бизнес, как и любая АИС, а также техническая система (ТС), модель которой приведена на рис. 41, обычно имеет четыре уровня описания, в зависимости от уровня иерархии они имеют следующий порядок:

1) описание функциональной структуры;

- 2) описание принципа (принципов) действия;
- 3) описание технического решения;
- 4) описание значений параметров.

Функциональная структура (ФС) представляет собой наиболее абстрактное описание бизнеса, АИС или технической системы. Именно здесь, в основном, рождаются новые потребности. Здесь же берет начало достаточно эффективный метод проектирования и оценки бизнеса и автоматизированной информационной системы – **функционально-стоимостной анализ**. Этот метод ориентирован на создание бизнеса, АИС и основан на анализе возможности реализации потребных функций АИС, исходя из минимума затрат.

Принцип действия (ПД) дает описание процессов в бизнесе, а также в АИС на физическом уровне и указывает, с помощью каких физических (информационных) эффектов и явлений реализуются функции и подфункции в ФС. На этом уровне описания рассматриваются возможные варианты выполнения (реализации) новой потребности с использованием различных ПД.

Техническое решение (ТР) бизнес-идеи представляет собой конструктивное оформление ФС и ПД. Описание ТР по уровню и характеру соответствует описанию патентов. Бизнес-идея на уровне ТР – это, как правило, известная потребность (при известности ФС и ПД).

Описание параметров – последний и самый детальный уровень описания АИС или технической системы. Данный уровень описания обеспечивает привязку ТР к конкретным требованиям и условиям. Здесь разрабатывается техническая документация, по которой могла бы быть разработана, реализована и внедрена конкретная АИС.

При анализе бизнес-идеи ИП, в первую очередь, следует проверить список необходимых и достаточных требований, в котором значения отдельных требований были бы конкурентоспособными и технически реализуемыми.

Недостатки (дефекты) – это вредные и нежелательные свойства, которые выявляются в бизнесе и в АИС сразу после начала функционирования или спустя некоторое время. Недостатки всегда сопутствовали и будут сопутствовать любому бизнесу и любой АИС (ТС). Недостатки обычно связаны с ухудшением показателей технического уровня (например, производительности, надежности, возможности решать новые задачи, качества документирования, экономической эффективности и конкурентоспособности) по сравнению с требуемыми и желаемыми показателями.

Критерии развития и качества АИС, применяемые при формулировке и оценке бизнес-идеи

Задача постоянного улучшения эффективности организации АИС может быть решена в том, и только в том случае, если соблюдены следующие условия:

- процессы, лежащие в основе функционирования организации АИС, будут описаны на уровне показателей качества (ПКА) в общепринятых терминах;
- назначенные ПКА будут измерены с заданной точностью;
- организация будет иметь информацию об аналогичных процессах, характеризующихся лучшей совокупностью ПКА;
- организация разработает методику для сравнения своих процессов с лучшими процессами.

Среди параметров и показателей, характеризующих любую АИС или процесс в организации, всегда имеются один или несколько таких, которые на протяжении длительного времени имеют тенденцию монотонного изменения или тенденцию поддержания на определенном уровне при достижении своего предела. Эти показатели всеми осознаются как мера совершенства и прогрессивности. Такие параметры и показатели будем далее называть **критериями развития**. К их числу могут быть отнесены степень автоматизации какого-либо технологического процесса, удельная материалоемкость или энергоемкость ТС, эргономичность и т.д. Для каждого процесса, технической системы или АИС могут быть составлены **списки ПКА и критериев развития**, которые совместно со

списком **недостатков** служат основой для разработки списка требований при проектировании нового поколения или новой модели процесса или АИС и указывают **вектор процедур постоянного совершенствования**.

Принцип прогрессивного развития для каждого нового поколения процессов в бизнесе или АИС заключается в улучшении одних и сохранении других критериев на достигнутом уровне. Наборы показателей качества (ПКА) и критериев развития для различных классов процессов в значительной степени совпадают, поэтому в целом развитие бизнеса и техники, в большей мере, подчинено единому набору критериев, который включает:

- 1) технологические критерии, связанные с возможностями изготовления ТС или проектирования, разработки и внедрения АИС;
- 2) ПКА, характеризующие развитие и возможность выживания ТС или АИС в конкурентной среде техноценоза;
- 3) ПКА, характеризующие влияние бизнеса через ТС или АИС на неживую природу;
- 4) ПКА, характеризующие влияние бизнеса через ТС или АИС на живую природу.

Принимаемые ПКА должны удовлетворять следующим базовым условиям.

Условие измеримости. За ПКА могут быть приняты только такие параметры, которые допускают возможность количественной оценки по одной из шкал измерений в порядке приоритета (шкале отношений, шкале интервалов, шкале порядка).

Условие сопоставимости. ПКА должны иметь такие единицы измерения, которые позволяют сопоставлять процессы или АИС для различных времен и стран. Лучше всего подходят безразмерные величины и удельные величины, с помощью которых можно сопоставить АИС с одинаковыми, близкими и различными функциями.

Условие исключения. За ПКА должны быть приняты такие параметры, которые характеризуют эффективность бизнес-процесса, технической систем или АИС и оказывают определяющее влияние на их развитие. Если эти параметры не принимать во внимание (исключить), то это может привести к возникновению нежелательных путей развития процессов или созданию АИС, когда дальнейшее их развитие станет неудовлетворительным, а удовлетворение АИС потребностям пользователя станет полностью невозможным или будет осуществляться в недостаточной мере.

Условие минимальности и независимости. Вся совокупность ПКА должна содержать только такие, которые не могут быть выведены из других ПКА или не могут быть их прямым следствием.

Для каждого ПКА эксперт должен дать следующие сведения:

- 1) сущность ПКА, время и причины его возникновения.
- 2) способы измерения ПКА, включая указание шкал измерения.
- 3) диапазон и характер изменения значений ПКА во времени.
- 4) оценка степени общности ПКА по трехбалльной шкале:

ПКА имеет отношение к рассматриваемому классу процессов или АИС с одинаковыми или близкими функциями;

ПКА имеет отношение к нескольким классам процессов или АИС с различными функциями, но определенными общими свойствами;

ПКА имеет отношение к процессам или АИС с любой функцией.

Оценка степени общности ПКА указывает на возможность заимствования известных решений из других областей техники для улучшения эффективности рассматриваемого процессов или АИС.

5) оценка изменения значимости в прошлом и будущем по трех балльной шкале (актуальность возрастает, остается неизменной или снижается).

Ниже представлен далеко не полный структурированный перечень критериев развития процессов или АИС (ТС), реализующих самые различные функции. Для каждой бизнес-идеи ИП эксперт должен сформировать ориентированный на заявленный процесс или АИС перечень ПКА.

Критерий производительности определяет количество результата (работы) в единицу времени и представляет собой интегральный показатель уровня развития техники. В качестве результата могут быть приняты производительность программного обеспечения, скорость передачи и обработки информации и т.д.

Критерий удельной производительности определяется как отношение принятого критерия производительности к определенным выбранным константам. Кроме упомянутых частных критериев удельной производительности, для оценки эффективности функционирования организации используется коэффициент рентабельности (и его производные), равный отношению чистой прибыли к выручке.

Критерий точности включает следующие частные критерии:

точность управления, выполнение принятых обязательств, стабилизация, позиционирование и т.д.;

точность контроля и измерения;

точность обработки материала или вещества, энергии, информации.

Критерий надежности включает такие частные критерии: долговечность, сохраняемость, безотказность, восстанавливаемость и ремонтпригодность. Под надежностью понимают способность организации или АИС выполнять свою функцию с заданной вероятностью в течение определенного промежутка времени. Значение этого критерия для организации трудно переоценить. Банкротство организации свидетельствует о том, что критерию долговечности не было уделено достаточного внимания.

Критерий трудоемкости изготовления. Этот критерий определяет трудозатраты при создании АИС, чем он ниже, тем эффективнее система. Критерий трудоемкости K_t может быть рассчитан по следующей формуле:

$$K_t = \frac{T_i}{T_p}, \quad (19.1)$$

где T_i – время, необходимое для проектирования, контроля, внедрения и тестирования АИС;

T_p – время эксплуатации АИС.

Критерий автоматизации K_a равен отношению числа управляющих операций, выполняемых только АИС, к общему числу управляющих операций, выполняемых АИС и человеком при получении продукции. Если $K_a = 1$, то все управляющие процессы осуществляются АИС.

Критерий непрерывности процесса обработки информации $K_{нпр}$ связан с получением конечного результата, равен отношению времени выполнения непрерывных процессов к общему времени выполнения. Под непрерывными процессами здесь понимаются процессы, выполняемые автоматически. К прерывистым процессам относятся неавтоматические процессы. При стремлении этого критерия к единице можно считать процесс от начала и до конца непрерывным.

При низких показателях K_a и $K_{нпр}$ (ниже 0,65 - 0,7) автоматизированную информационную систему можно считать неэффективной.

Критерий технологических возможностей $K_{ТВ}$. Любая техническая система или АИС может содержать не более 5 типов структурных элементов (технических или программных устройств, блоков, модулей, элементов):

\mathcal{E}_c – стандартные или покупные элементы;

\mathcal{E}_y – унифицированные элементы, заимствованные у других ТС;

\mathcal{E}_{01} – оригинальные элементы, разработка которых не вызывает затруднений, но требует разработки технологических принципов проектирования;

\mathcal{E}_{02} – оригинальные элементы, изготовление которых вызывает значительные, но преодолимые трудности (приобретение дефицитных программных или технических средств, заказ аналогичных программных или технических средств у других разработчиков, специализирующихся на их изготовлении т.д.);

\mathcal{E}_{03} – элементы, разработка и изготовление которых вызывает принципиальные, пока непреодолимые трудности (требуется проведение НИОКР).

Критерий технологических возможностей отражает простоту и принципиальную возможность разработки и внедрения АИС. Он может быть представлен рядом частных критериев. На практике часто используют критерий унификации, который равен

$$K_y = \frac{\mathcal{E}_c + \mathcal{E}_y}{\mathcal{E}_c + \mathcal{E}_y + \mathcal{E}_{01} + \mathcal{E}_{02} + \mathcal{E}_{03}}, \quad (19.2)$$

Для расчета другого частного критерия – критерия стандартизации K_c – в числителе формулы (19.2) берется только первый член \mathcal{E}_c . Эти частные критерии K_y и K_c отражают **фактор наследственности в бизнесценнозе**, аналогичный фактору наследственности в живой природе, определяемому законом Дарвина. Чем ближе значения этих критериев к единице, тем стабильнее дальнейшая работа АИС.

Степень новизны вновь предлагаемой технологии определяется отношением суммы оригинальных элементов \mathcal{E}_{01} , \mathcal{E}_{02} и \mathcal{E}_{03} к общему количеству всех элементов. Чем выше значение этого отношения, тем рискованнее новая технология автоматизации. При переходе от одного поколения АИС к другому критерий технологических возможностей заставляет в наибольшей мере сохранять и использовать проверенные практикой функциональные элементы, отработанную технологию их разработки и проектирования и существующие технические и программные средства. Критерий технологических возможностей имеет отношение к любому классу процессов и АИС.

Критерий эргономичности $K_{\text{эрг}}$. Эффективность изготовленной технической системы или разработанной и спроектированной АИС зависит от того, насколько они приспособлены к психофизиологическим качествам человека – оператора, использующего эту АИС и управляющего ею, т.е. насколько в системе человек – машина использованы физические, психические и интеллектуальные возможности человека. Критерий эргономичности равен отношению реализуемой эффективности системы человек – машина к максимально возможной эффективности этой системы. Критерий эргономичности можно интерпретировать как КПД человека в системе человек – машина, тем более, что границы и характер изменения этого критерия такие же, как у энергетического КПД. Обычно указанный критерий оценивается по потерям времени. Процесс считается максимально эргономичным, если затраты времени индивида минимальны, а полезно-используемое время АИС максимально по сравнению с общим временем выполнения поставленных задач.

Критерий экологичности $K_{\text{эко}}$. Критерий экологичности в учебно-методическом пособии не рассматривается, что вызвано его направленностью. Однако в разделе безопасности жизнедеятельности дипломного проекта данный критерий может быть рассмотрен, а для крупных АИС обязательно должен рассматриваться. В частности, для АИС могут быть рассмотрены такие факторы: электромагнитное излучение, вредное для человека, шум; освещенность помещений, в которых расположены АИС и эксплуатационный персонал, а для объекта автоматизации еще и снижение промышленных выбросов и стоков, которое может наблюдаться при внедрении АИС в управление технической системой.

Техноэволюция АИС

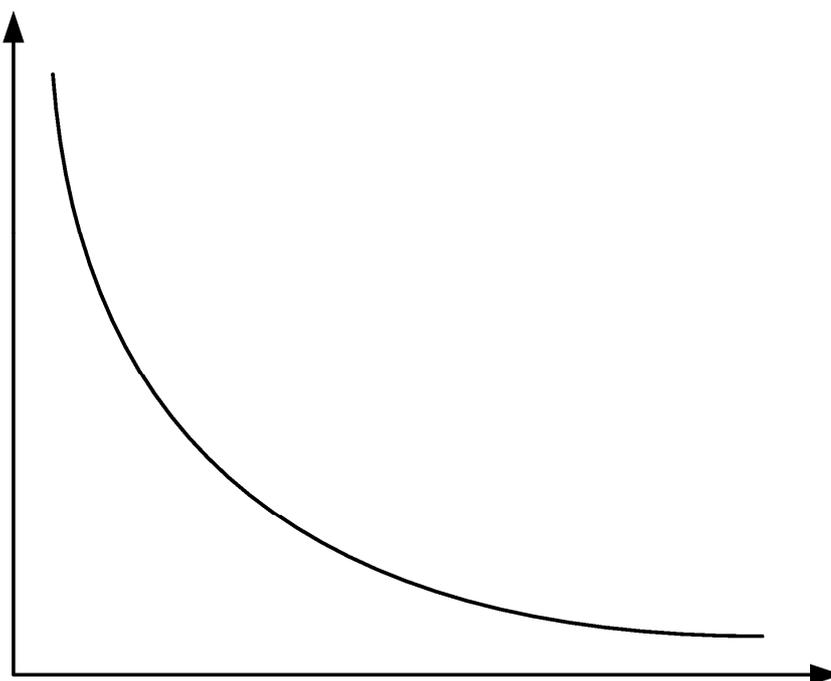
АИС – это автоматизированная информационно-техническая система, удовлетворяющая потребностям человека в управлении каким-либо объектом или процессом (например, управление процессом производства, управление процессом: документирования; снижения затрат управления и производства; уменьшения транзакционных издержек) и осуществляемая с применением средств автоматизации и вычислительной техники.

В своем развитии любая АИС подчиняется объективным законам техноэволюции. Опыт эксплуатации АИС свидетельствует о том, что она создается и функционирует не хаотично, а подчиняется определенным внутренним закономерностям. Каждая АИС проходит четыре этапа эволюции: создание, существование, трансформация и ликвидация. Подобные этапы сопоставимы с этапами жизни биологических объектов.

Принятие эволюции в качестве основного понятия позволяет описывать поведение и эволюцию информационных (экономических, технических) систем по непротиворечивой единой схеме. Системам для выживания необходимо быть максимально эффективными, т. е. иметь соотношение $\text{эффективность} = \text{функциональность}/\text{затраты}$ как можно большей величины. Для обеспечения указанного отношения необходимо увеличивать их достоинства и/или снижать недостатки. Для увеличения указанных достоинств и/или снижения недостатков требуется менять компоненты, т.е. элементы и/или связи внутри самих систем и/или связи между системами и надсистемой (окружающей средой).

Вид техноценоза АИС показан на рисунке 42. Закономерной особенностью техноэволюции является такое развитие АИС, при котором соблюдается правило: чем большей многофункциональностью обладает система, тем меньшее число их представлено на рынке программных или технических средств, и наоборот.

Количество ИС



Степень качества или сложность и многофункциональность ИС

Рис. 42. График Н-распределения видов в техноценозе применительно к средствам информатизации и автоматизации.

Тем не менее не любая АИС, разрабатываемая или предлагаемая для внедрения на конкретном предприятии, получит право на существование. «Приживутся» только те системы, которые будут соответствовать законам техноэволюции, т.е. будут востребованы АИС, расположенные близко к кривой негауссова Н-распределения, указанного на рис. 42. При этом в АИС обычно заложена возможность дальнейшего совершенствования, что приводит к смене устаревшим АИС новыми видами систем. Следствием этого процесса является неустойчивость кривой распределения видов АИС в техноценозе, а также регулярность изменений ее с течением времени. В результате АИС, ранее занимавшие место на кривой Н-распределения техноценоза, могут оказаться расположены вне этой кривой, что приведет к их ликвидации (т.е. они не смогут конкурировать с новыми видами АИС), как правило, это небольшие малофункциональные АИС. Таким образом, АИС, в которых заложены возможность дальнейшего совершенствования, а также преимущество идей и качественных характеристик предшествующих систем, могут длительно оставаться конкурентоспособными и находится близко к кривой Н-распределения (оптимального распределения видов АИС). Примером таких систем могут служить продукты Office и

Windows компании Microsoft. Все же и малофункциональные АИС могут длительно находиться близко к кривой Н-распределения, например, текстовые редакторы WordPad и Notebook. Причиной длительного их существования является то, что они максимально соответствуют соотношению $\text{эффективность} = \text{функциональность} / \text{затраты}$ и, таким образом, фактически не заменимы при быстром просмотре небольших документов (например, инсталляционных файлов). В результате этого исключается возможность появления конкурентов в заданной вышеуказанными редакторами нише техноценоза, т.к. попытка создания нового редактора в данной нише будет сопряжена с большими затратами, а функциональность редакторов при этом будет практически одинаковой. Исходя из указанных выше предпосылок, ниже будет описан процесс качественной оценки бизнес-идеи, направленной на создание и внедрение АИС в управление производством.

4.5. КАЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА БИЗНЕС-ИДЕИ АИС.

Классификация заявленной потребности

Оценку заявленной бизнес-идеи ИП, прежде всего, следует проводить с классификации потребности, на удовлетворение которой направлена бизнес-идея. При этом технические функции проектируемой или создаваемой АИС должны удовлетворять заявленной потребности. Так как техническая функция АИС должна реализовывать выявленную **потребность потребителя**, то для описания потребности можно использовать формулу:

$$\Phi = (D, G, H, R), \quad (20.1)$$

где D – описание действия, производимого АИС и приводящего к желаемому результату;

R – удовлетворение определенной потребности;

G – описание объекта (предмета труда), на который направлено действие D;

H – управляющие команды и ограничения, при которых выполняется действие.

Различие между функцией и потребностью состоит в том, что понятие потребности всегда связано с человеком, поставившим задачу реализации потребности, а понятие функции связано с АИС, реализующей эту потребность.

Часто для экономических информационных и автоматизированных систем оценку заявленной потребности начинают с функционального обследования организации, результатом которого является экспертное заключение, в котором отдельными пунктами выносятся рекомендации по устранению «узких мест» в управлении деятельностью. На основании этого экспертного заключения определяют заявленные потребности. Для решения задач функционального моделирования сложных систем применяют специальные инструменты и стандарты (например, технологии SADT (IDEF0, IDEF1) и DFD). Рассмотрим инструменты функционального и информационного моделирования более подробно:

IDEF0 – методология функционального моделирования. С помощью наглядного графического языка IDEF0 изучаемая система предстает перед разработчиками и аналитиками в виде набора взаимосвязанных функций (функциональных блоков – в терминах IDEF0). Как правило, моделирование средствами IDEF0 является первым этапом изучения любой системы;

IDEF1 – методология моделирования информационных потоков внутри системы, позволяющая отображать и анализировать их структуру и взаимосвязи.

DFD – (диаграмма потоков данных) – методология функционального моделирования, а также моделирования информационных потоков, позволяющая отображать и анализировать их структуру и взаимосвязи.

Несмотря на наличие двух разных стандартов функционального и информационного моделирования SADT и DFD, фактически они осуществляют одну и ту же функцию структурного моделирования и анализа бизнес-процессов. Так как форматом данного

учебного пособия является экономическая оценка АИС (т.е. последствия их разработки и внедрения), а не изучение и описание инструментов анализа и структурного моделирования систем, то ниже приведем лишь краткую аннотацию графических инструментов IDEF0 и DFD.

В основе графического языка IDEF0 лежат четыре основных понятия:

1) **функциональный блок (Activity Box)** – графически изображается в виде прямоугольника с собственным идентификационным номером и олицетворяет собой некоторую конкретную функцию в рамках рассматриваемой системы. Каждая из четырех сторон функционального блока имеет свое определенное значение (роль), при этом:

- верхняя сторона имеет значение «Управление» (Control);
- левая сторона имеет значение «Вход» (Input);
- правая сторона имеет значение «Выход» (Output);
- нижняя сторона имеет значение «Механизм» (Mechanism).

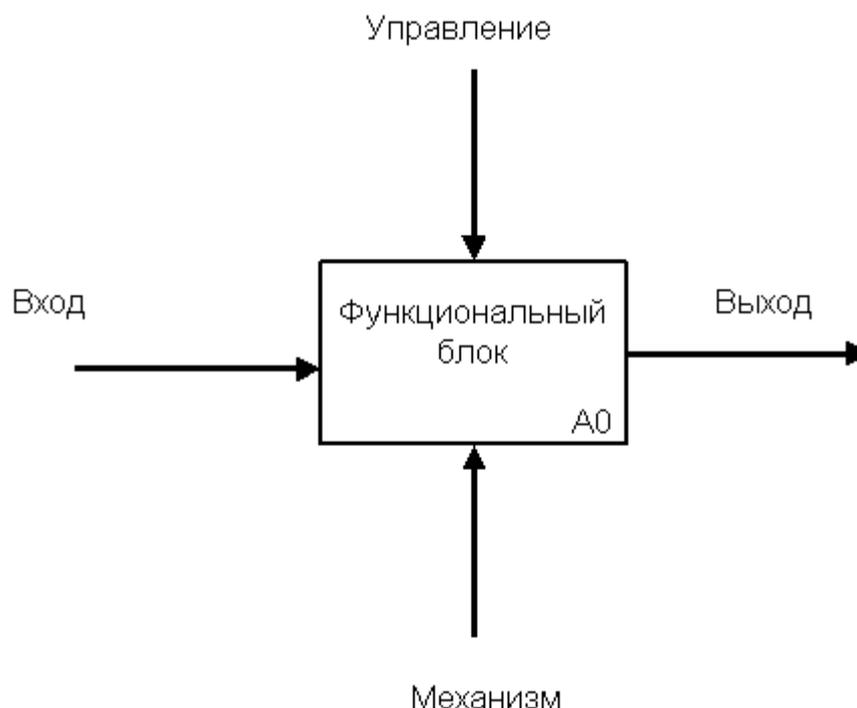


Рис. 43. Функциональный блок.

2) **интерфейсная дуга (Arrow)**, которую часто называют потоком или стрелкой. Интерфейсная дуга отображает элемент системы, который обрабатывается функциональным блоком, или оказывает иное влияние на функцию, отображенную данным функциональным блоком.

Каждая интерфейсная дуга должна иметь свое уникальное наименование (Arrow Label). С помощью интерфейсных дуг отображают различные объекты, в той или иной степени определяющие процессы, происходящие в системе. Такими объектами могут быть элементы реального мира (детали, вагоны, сотрудники и т.д.) или потоки данных и информации (документы, инструкции и т.д.).

В зависимости от того, к какой из сторон подходит данная интерфейсная дуга, она называется «входящей», «исходящей» или «управляющей». Кроме того, «источником» (началом) и «приемником» (концом) каждой функциональной дуги могут быть только функциональные блоки, при этом «источником» может быть только выходная сторона блока, а «приемником» – любая из трех оставшихся. Пример функционального объекта с интерфейсными дугами представлен на рис. 44.

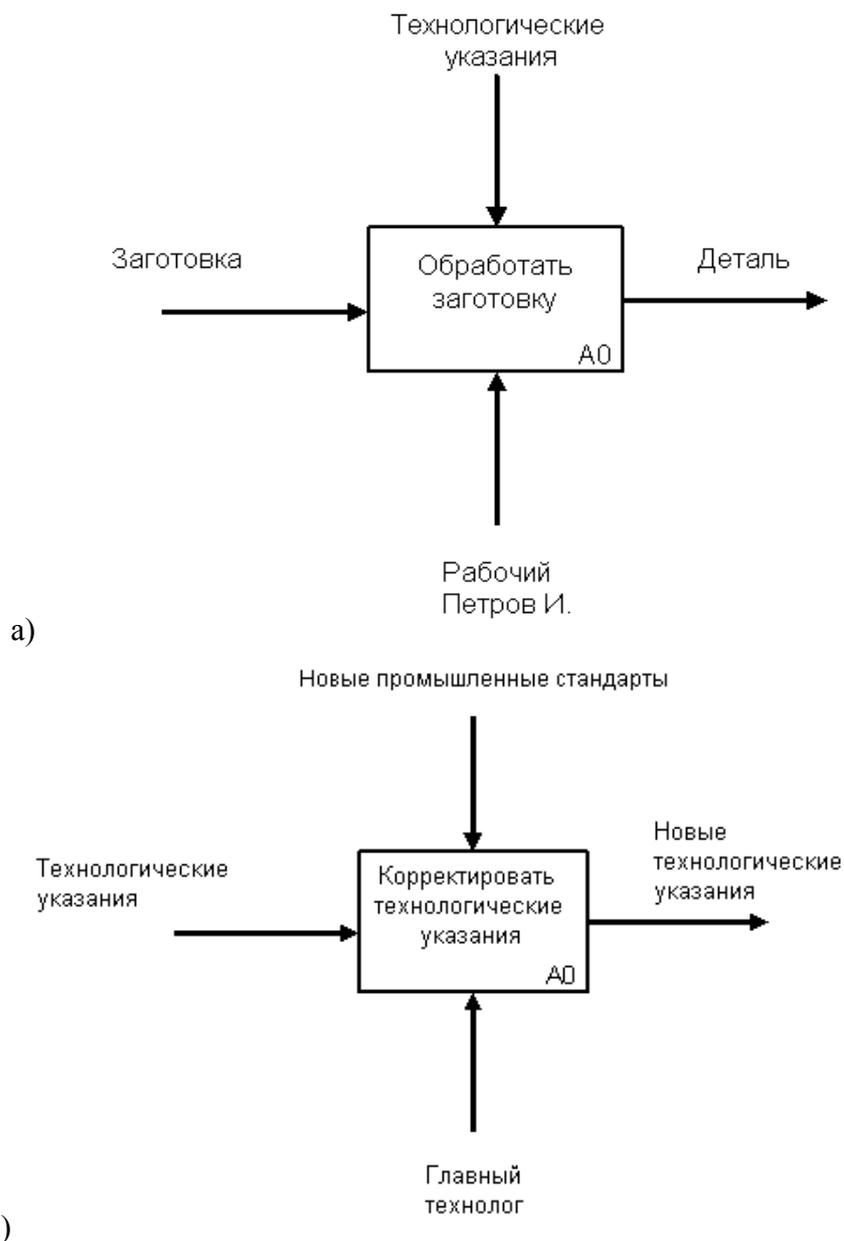


Рис. 44. Функциональные блоки с интерфейсными дугами.

3) **декомпозиция (Decomposition)** – применяется при разбивании сложного процесса на составляющие его функции. При этом уровень детализации процесса определяется непосредственно разработчиком модели. Декомпозиция позволяет постепенно и структурировано представлять модель системы в виде иерархической структуры отдельных диаграмм, что делает ее менее перегруженной и легко усваиваемой. Модель IDEF0 всегда начинается с представления системы как единого целого – одного функционального блока с интерфейсными дугами, простирающимися за пределы рассматриваемой области. Такая диаграмма с одним функциональным блоком называется контекстной диаграммой и обозначается идентификатором «А-0».

4) **гlossарий (Glossary)**. Для каждого из элементов IDEF0: диаграмм, функциональных блоков, интерфейсных дуг – существующий стандарт подразумевает создание и поддержание набора соответствующих определений, ключевых слов, повествовательных изложений и т.д., которые характеризуют объект, отображенный данным элементом. Этот набор называется гlossарием и является описанием сущности данного элемента. Например, для управляющей интерфейсной дуги «распоряжение об оплате» гlossарий может содержать перечень полей соответствующего дуге документа,

необходимый набор виз и т.д. Глоссарий гармонично дополняет наглядный графический язык, снабжая диаграммы необходимой дополнительной информацией.

В результате, например, функционального моделирования экономической деятельности предприятия разработчики проекта, а возможно, и сотрудники предприятия должны будут ответить на следующие вопросы:

что поступает в подразделение «на входе»?

какие функции, и в какой последовательности выполняются в рамках подразделения?

кто является ответственным за выполнение каждой из функций?

чем руководствуется исполнитель при выполнении каждой из функций?

что является результатом работы подразделения (на выходе)?

Графический язык DFD состоит из следующих понятий:

1) **поток данных** - механизм, использующийся для моделирования передачи информации (или даже физических компонентов) из одной части системы в другую. Потоки данных на диаграммах изображаются в виде направленных именованных стрелок, ориентация которых указывает направление движения информации;

2) **процесс** (спецификация процесса) – состоит в продуцировании выходных потоков из входных в соответствии с действием, задаваемым именем процесса. При этом каждый процесс имеет уникальный номер и аббревиатуру (КД – контекстная диаграмма, ДПД – диаграмма потоков данных, МС – мини-спецификация), которые указываются в верхнем поле диаграммы. Среднее поле содержит название процесса, а нижнее – исполнителя процесса (идентификатор подразделения, должности, механизма и т.п.). Пример изображения процесса показан на рис. 45 .

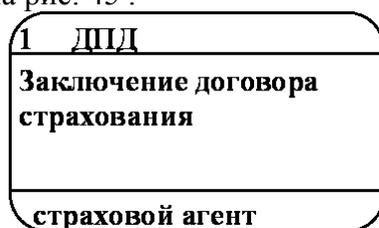


Рис. 45. Изображение процесса на диаграммах.

3) **накопитель данных** – позволяет определять данные, которые будут сохраняться вне процессов. Обычно накопитель представляет локальную или распределенную базу данных, но может представлять и любое устройство хранения информации, при этом не уточняются способы помещения и извлечения данных из накопителя (см. рис. 46).

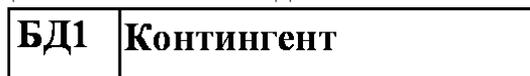


Рис. 46. Изображение накопителя на диаграммах.

4) **внешняя сущность** – представляет объект, оказывающий влияние на систему и находящийся вне системы. Внешней сущностью может быть СКЛАД ТОВАРОВ, КЛИЕНТ, ЗАКАЗЧИК, ПОСТАВЩИК и т.д. Пример изображения внешней сущности показан на рис. 47.

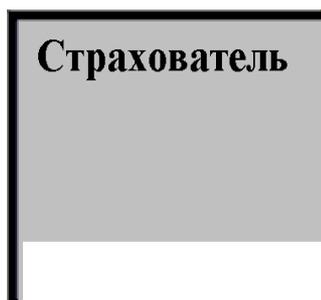


Рис. 47. Изображение внешней сущности на диаграммах.

Основное преимущество DFD-технологии моделирования по сравнению с SADT-технологиями (т.е. языками IDEF0, IDEF1 и т.д.):

наглядность представления;

лучшая адекватность DFD это объясняется тем, что с помощью DFD значительно легче описываются изменения, возникшие в системе, и при этом нередко бывает достаточно изменить всего несколько бизнес-процессов. Аналогичные изменения при применении SADT-технологии не проходят, и приходится описывать всю систему заново:

описания системы, сделанное с помощью SADT-технологий, практически не поддается согласованию. Так как, например, языки IDEF0, IDEF1, IDEF3 и т.д. имеют значительные различия в описании исследуемых систем, в то время как DFD-диаграммы (иллюстрирующие функциональные связи) легко интегрируются ERD-диаграммами (моделирующие данные и их взаимосвязи) и STD-диаграммами (моделирующие поведение системы, т.е. диаграммы переходов из одного состояния в другое).

Приведем пример оценки заявленной потребности. Разработка АИС «Здравоохранение» страхового общества «СМО»:

1. Краткое описание принципа действия (D). Принято решение произвести перевод системы управления страхового общества «СМО» на современную информационную технологию, базирующуюся на использовании возможностей: СУБД Oracle; технологии обработки данных клиент-сервер; графического интерфейса ОС Windows, современных объектно-ориентированных инструментальных средств разработки приложений. Предполагается использование современных инструментальных средств разработки CASE. Аналитик, Rational Rose, Delphi 8.

2. R – (удовлетворение определенной потребности). Заявленная бизнес-идея направлена на удовлетворение, в общем, известной потребности, связанной с автоматизацией документооборота и управления бизнес-процессами крупной медицинской страховой компании, что позволяет классифицировать потребность, как уже сформировавшуюся и требующую удовлетворения. Перечислим бизнес-процессы страхового общества «СМО», подлежащие проектированию и реализации в создаваемой АИС:

маркетинг рынка страхования;

определение вероятности наступления страхового случая;

ведение договора страхования;

управление страховым резервным фондом;

управление рисками;

презентационная работа;

анализ деятельности общества.

3. G – описание объекта (бизнес-процессов), на который направлено действие D.

4. управляющие команды и ограничения H, при которых выполняется действие, подробно описываются в виде алгоритма бизнес-процессов в Приложении Д для модели подсистемы – ведение договора страхования.

Проверка заявленной бизнес-идеи ип на соответствие закону стадийного развития

При рассмотрении закономерностей функционального строения организаций и ТС выделяют четыре основные функции: технологическая, энергетическая, управления и планирования, которые позволяют четко выделить четыре стадии развития любого технологического комплекса:

1) первая стадия – связана с эпохой развития ручных орудий, когда технические средства состояли только из рабочего органа;

2) вторая – соответствует эпохе возникновения и развития машин, которые выполняют наиболее трудоемкие операции. Переход ко второй стадии связывают с наступлением эпохи механизации производства;

3) третья – связана с возникновением и использованием автоматов, которые взяли на себя функцию управления технологическим процессом. Третья стадия связана с наступлением эпохи автоматизации;

4) четвертая – развития связана с передачей техническим средствам функции

планирования работы автоматизированных производств.

Главная причина перехода к очередной стадии развития заключается в том, что в процессе развития наступают моменты, когда природные физические и умственные возможности человека при выполнении какой-либо фундаментальной функции начинают ограничивать дальнейшее повышение производительности труда или улучшение актуального ПК, выделим это как необходимое условие. При разработке АИС следует определить, на каком уровне стадийного развития находятся технические, экономические или информационные процессы предприятия и какому уровню соответствует АИС.

Анализ заявленной потребности

Анализ заявленной потребности заключается в исследовании рынка новаций, патентных организаций и мировых информационных ресурсов на предмет наличия аналогичных потребностей и готовых технических решений, аналогичных заявленной потребности. Анализ заявленной потребности может увеличить сроки разработки технического задания и предпроектных исследований, но при этом значительно сократить сроки проектирования АИС. При выполнении этого этапа следует руководствоваться выявленной закономерностью одновременного возникновения в разных местах одинаковых потребностей, причинами этого являются следующие факторы:

- 1) возрастает количество назревших и общих для различных стран технических проблем, отражающих общее развитие науки и техники;
- 2) усиливается цепной характер науки и техники – растет число задач, решение которых диктуется самой логикой научно-технического прогресса;
- 3) возрастает контингент ученых и изобретателей, одновременно работающих над одними и теми же проблемами. В условиях конкуренции и секретности усиливается параллелизм в их решении;
- 4) одинаковые и родственные проблемы науки и техники встают независимо друг от друга перед исследователями различных областей при разных условиях и целях решения, но, по существу, с одинаковым результатом.

Если при изучении патентного фонда и другой информации будет выявлена аналогичная потребность или близкая к ней, то можно быть уверенным в том, что заявленная бизнес-идея совпадает с вектором объективных тенденций развития техники.

Пример для страхового общества «СМО». Инициаторы ИП представили информацию, подтверждающую интерес многих конкурирующих страховых организаций к этому вопросу. Это позволяет констатировать, что заявленная бизнес-идея совпадает с вектором развития техники. В связи с наличием множества программных продуктов в области страхования целесообразно провести их сравнительную характеристику по ПКА, так как в случае наличия на рынке продукта, удовлетворяющего заявленной потребности или частично удовлетворяющего заявленной потребности, потребуются обоснование разработки создаваемой АИС.

Проверка соответствия структуры заявленной функции АИС и правильности выбранного принципа действия АИС

Структура и основная функция заявленной АИС должны соответствовать заявленной потребности. На этом этапе целесообразна оценка предпроектных затрат на разработку системы. Заявленная бизнес-идея должна иметь достаточно полное соответствие с заявленной потребностью и подтверждаться проведенным сравнительным анализом. Например, удовлетворительные или хорошие (находящиеся на уровне лучших мировых стандартов) – скорость передачи и обработки информации, уровень трудозатрат, качество документирования информации, надежность хранения информации, высокие скорость и качество предлагаемых экспертной системой решений, высокие критерии ПКА и т.д.

Если описание бизнес-идеи задано на уровне принципа действия, то эксперт обязан построить функциональную структуру данной АИС, провести сравнительный анализ возможных вариантов АИС, построенных с использованием различных принципов действия, и убедиться в том, что предложен лучший вариант. Если решение такой задачи не под силу

эксперту, то он должен получить от инициатора ИП необходимые доказательства эффективности выбранного направления. При получении необходимых доказательств эксперт должен использовать свои возможности для содействия в реализации бизнес-идеи ИП, при этом все созданные технические решения, которые являются новыми и полезными, должны быть срочно запатентованы.

Составление списка показателей качества АИС

Формализации показателей качества программных средств посвящена группа нормативных документов в международном стандарте ISO 9126:1991. В стандарте выделены характеристики, которые позволяют оценивать программные средства и АИС с позиций пользователя, разработчика и управляющего проектом. При этом, рекомендуются 6 основных характеристик качества (см. рис. 48):

1) функциональная пригодность или пригодность для применения детализируется пригодностью для применения, точностью, защищенностью, способностью к взаимодействию и согласованностью со стандартами и правилами проектирования.

Функциональная пригодность – это набор атрибутов, определяющий назначение, номенклатуру, основные необходимые и достаточные функции АИС, заданные техническим заданием заказчика или потенциального пользователя. В процессе проектирования АИС атрибуты функциональной пригодности конкретизируются в спецификации на компоненты. Эти атрибуты можно численно представить точностью вычислений, относительным числом поэтапно изменяемых функций, числом спецификаций требований заказчиков и т.д. Кроме них, функциональную пригодность отражает множество различных специализированных критериев, которые тесно связаны с конкретными функциями программ. Их можно рассматривать как частные критерии или как факторы, влияющие на основные показатели. В наиболее общем виде функциональная пригодность проявляется в корректности и надежности АИС.

Понятие корректной (правильной) АИС может рассматриваться статически вне ее исполнения во времени. Корректность работы АИС не определена вне области изменения исходных данных, заданных требованиями спецификации, и не зависит от динамики функционирования АИС в реальном времени. Степень некорректности работы программ АИС определяется вероятностью попадания реальных исходных данных в область, которая задана требованиями спецификации и технического задания (ТЗ), однако не была проверена при тестировании и испытаниях. Значения этого показателя зависят от функциональной корректности применяемых компонентов и могут рассматриваться в зависимости от методов их достижения и оценивания: детерминированно, стохастически и в реальном времени. При анализе видов корректности и способов их измерения, естественно, они связываются с видами и методами процесса тестирования и испытания программ;

2) надежность рекомендуется характеризовать уровнем завершенности (отсутствия ошибок), устойчивостью к ошибкам и перезапускаемостью.

Надежная АИС прежде всего должна обеспечивать достаточно низкую вероятность отказа в процессе функционирования в реальном времени. Быстрое реагирование на ошибки работы АИС, искажение данных или вычислительного процесса и восстановление работоспособности за время меньшее, чем порог между сбоем и отказом, обеспечивают высокую надежность АИС. При этом некорректно работающая АИС может функционировать абсолютно надежно. Надежность функционирования программ АИС является понятием динамическим, проявляющимся во времени, и существенно отличается от понятия корректности программ.

При оценке качества АИС по показателям надежности регистрируются только такие искажения в процессе динамического тестирования с исполнением программ, которые приводят к потере работоспособности АИС или ее крупных компонентов. Первопричиной нарушения работоспособности программ АИС при безотказности аппаратуры всегда является конфликт между реальными исходными данными, подлежащими обработке, и программой, осуществляющей эту обработку. Работоспособность АИС можно гарантировать

при конкретных исходных данных, которые использовались при отладке и испытаниях. Реальные исходные данные могут иметь значения, отличающиеся от заданных техническим заданием и от использованных при эксплуатации АИС. При таких исходных данных функционирование программ АИС трудно предсказать заранее и весьма вероятны различные аномалии, завершающиеся отказами.

Восстанавливаемость характеризуется полнотой и длительностью восстановления функционирования программ в процессе перезапуска – рестарта. Перезапуск должен обеспечивать возобновление нормального функционирования АИС, на что требуются ресурсы ЭВМ и время. Поэтому полнота и длительность восстановления функционирования после сбоев отражают качество, надежность АИС и возможность его использования по прямому назначению.

Показатели надежности АИС в значительной степени адекватны аналогичным характеристикам, принятым для других технических систем. Наиболее широко используется критерий длительности наработки на отказ. Для определения этой величины измеряется время работоспособного состояния системы между двумя последовательными отказами или началом нормального функционирования системы после них. Реально очень трудно достичь наработки на отказовую ситуацию на уровне сотен часов, и поэтому для получения высокой надежности программ АИС невозможно ограничиваться тестированием и отладкой без использования средств рестарта. Практика разработки и внедрения АИС показала, что невозможно обеспечить абсолютное отсутствие дефектов при проектировании сложных АИС, вследствие чего надежность их функционирования имеет всегда конечное, ограниченное значение;

3) применимость описывается группой показателей – понятностью, обучаемостью и простотой использования. Данный ПКА очень важен с точки зрения пользователя, т.к. АИС, обладающая недружественным интерфейсом, отсутствием контекстной помощи, сложностью в работе и пр. (особенно для небольших предприятий, у которых отсутствует или ограничен штат высококвалифицированных сотрудников), может привести к отказу пользователя от такой системы. Исходя из этого, можно сделать вывод: для небольших предприятий целесообразно использование недорогих АИС с ограниченными функциями, но дружелюбным интерфейсом;

4) эффективность рекомендуется характеризовать ресурсной и временной экономичностью. В большинстве случаев потребитель АИС заинтересован в том, чтобы скорость работы системы была максимальной, а затрачиваемые аппаратные и др. ресурсы минимальными. Однако такие АИС, или их элементы очень дорого стоят и не каждому доступны, поэтому разработчик АИС должен учитывать (при проектировании и внедрении) имеющиеся у предприятия финансовые ресурсы;

5) сопровождаемость характеризуется удобством для анализа, изменяемостью, стабильностью и тестируемостью. С одной стороны, данный ПКА очень важен для потребителя, но его значимость проявляется только в том случае, когда стоимость послепродажного обслуживания АИС невысока, а модификация и коррекция АИС могут быть проведены в очень сжатые сроки. Обычно послепродажное обслуживание небольших АИС практически отсутствует, однако и их стоимость при этом невелика. Следовательно, потребитель должен сделать выбор между дорогой многофункциональной АИС с высоким послепродажным обслуживанием или дешевой ограниченно функциональной АИС с низкой сопровождаемостью. Как правило, выбор определяется масштабами организации или особенностями бизнес-процессов, поэтому крупная организация часто выбирает первый вариант АИС, а небольшое мелкое предприятие – второй;

6) переносимость характеризуется адаптируемостью, структурированностью, замещаемостью и внедряемостью. Адаптируемость важна в том случае, если пользователь предполагает установку АИС на разные операционные системы или предполагает использовать одновременно разные технические средства (например, для передачи данных коаксиальный кабель, оптоволоконную линию, радио-модем и т.д.).

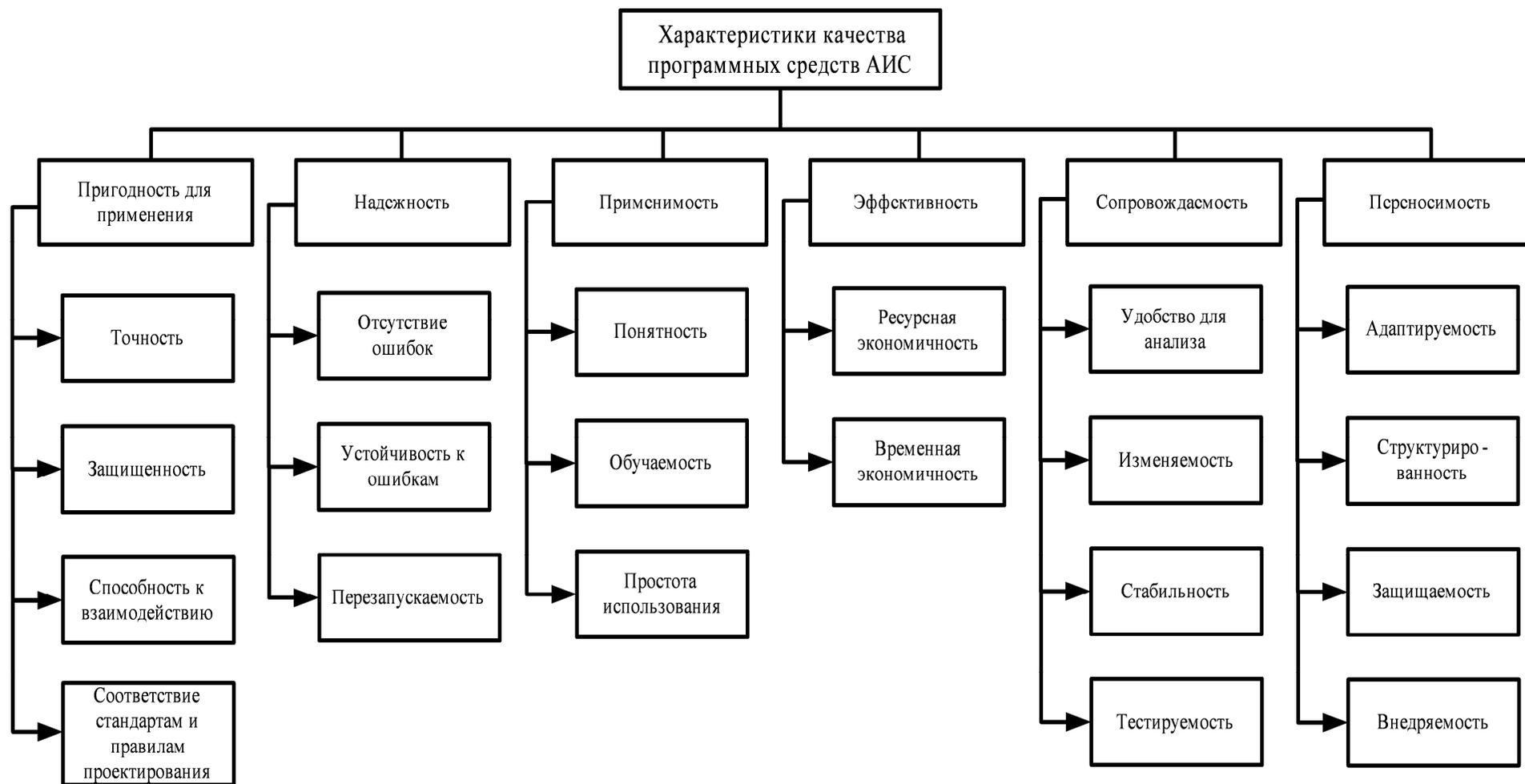


Рис. 48. Показатели качества АИС.

Структурированность и замещаемость предполагают возможность быстрой замены блоков или модулей АИС, при этом должны сохраняться целостность и работоспособность автоматизированной системы.

Одними из наиболее важных ПКА являются внедряемость АИС в производственный или управленческий процесс и взаимодействие АИС с другими объектами управления, т.к. проблемы, связанные с внедряемостью АИС, могут привести к отказу управленческого персонала от разработки и покупки АИС.

Характеристики и субхарактеристики в стандарте определены очень кратко, без комментариев и рекомендаций по их применению к конкретным системам и проектам. Поэтому каждый ПКА рекомендуется экспертно оценивать относительными единицами в пределах от 0 до 1 (или по десятибалльной шкале, как будет показано ниже). При этом состав используемых факторов, критериев и метрик предлагается выбирать в зависимости от назначения, функций и этапов жизненного цикла АИС.

4.6. ФУНКЦИОНАЛЬНО-СТОИМОСТНОЙ АНАЛИЗ КАЧЕСТВА АИС.

Функционально-стоимостной анализ позволяет сделать вывод о перспективности проектируемой и внедряемой АИС. Средствами функционально-стоимостного анализа являются широко известные математические методы –метод экспертных оценок и его модификации (метод «Дельфи», ПАТТЕРН и др.).

При использовании метода экспертных оценок целесообразно проводить анкетный опрос. Анкета должна содержать три рода сведений: основные – ответы эксперта о порядке расположения (информативности) переменных; вспомогательные – характеристики самого опрашиваемого (должность, профессиональный стаж, образование и т. п.) и различного рода справочные реквизиты и пояснения (название анкеты, обращение, пояснения о порядке заполнения).

По характеру организации опроса выделяют три формы:

1) каждому опрашиваемому специалисту предлагается назвать неограниченное количество переменных, влияющих на исследуемый показатель, и оценить степень их влияния;

2) организатор (исследователь) заранее составляет перечень переменных, а задача эксперта сводится к оценке степени влияния каждой из названных переменных на моделируемый показатель и их ранжированию;

3) последовательно используются оба названных способа анкетирования. Сначала коллективу экспертов предлагается свободно назвать переменные и дать им оценку, затем на основе анализа результатов первого тура опроса формируется анкета с заданным перечнем переменных для оценки их значимости на втором туре.

На практике наиболее широко используется второй из указанных способов, так как он экономит время опрашиваемых, дает возможность организатору анкетированного опроса более строго классифицировать ответы, сравнительно прост по реализации. Все дальнейшее изложение ведется применительно к этому способу организации опроса.

При построении перечня переменных необходимо обеспечить достаточную представительность предлагаемого набора, не упустить каких-либо существенных переменных и дать четкие недвусмысленные названия каждой из них. Необходимо стремиться к использованию установившихся, общепринятых в данной специфической области определений и понятий, а также к проведению предварительных, пробных опросов, по результатам которых уточняется первоначальный перечень переменных.

Список ПКА АИС нами уже выше рассматривался, этот список не полон и может быть расширен дополнительными показателями (факторами). В дальнейшем значимость этих факторов (критериев) оценивается группой экспертов совместно с руководителем проекта (разработчиком и инициатором внедрения АИС) на основании анкетного опроса.

При этом значимость факторов для разных потребителей (покупателей) АИС может не совпадать.

Ранжировка переменных должна проводиться экспертом на основе выбранной составителем анкеты балльной системы оценок степени влияния переменных на моделируемый показатель. Самый простой случай – влияет переменная на показатель или не влияет. Однако влияние переменной может изменяться от весьма малой до значительной величины. В этих случаях применение двухбалльной системы оказывается недопустимым, так как приводит к значительной потере информации. Поэтому на практике следует использовать многобалльную систему оценок путем введения ряда промежуточных состояний. Максимальное количество баллов обычно находится в пределах от 5 до 12, при этом оптимальное количество 10.

Предпочтительнее всего использовать систему весовых коэффициентов, т.е. каждому фактору присваивается определенный вес $vf_i \leq 1$, причем сумма всех весовых коэффициентов должна быть равна единице $\sum_{i=1}^m vf_i = 1$, где $i=1..m$ – число факторов.

Степень согласованности экспертов при выборе весовых коэффициентов оценивается по формуле, аналогичной приведенной ниже формуле (6) (коэффициент согласованности ответов).

Каждый эксперт должен определить балл фактора fz_i по десятибалльной шкале при выборе той или иной АИС. При дальнейшем анализе целесообразен переход к относительной оценке каждого фактора, т.е. значения $fz_{oi} = \frac{fz_i}{\sum_{i=1}^n fz_i}$.

Итогом является определение рейтинговой оценки каждой системы АИС, являющейся комплексным критерием качества:

$$R_j = \sum_{i=1}^m (fz_{oij} \cdot vf_i), \quad (21.2)$$

где $j = 1..L$ число исследуемых систем АИС.

Рейтинговая оценка R_j АИС всегда меньше или равна единицы $R_j \leq 1$, а величина $(R_j - 1)$, по сути, является несистематическим риском. Если проектируемая АИС имеет максимальную рейтинговую оценку по отношению к другим конкурирующим АИС, то ее разработка может считаться перспективной.

Статистический анализ материалов анкетного опроса предполагает группировку, агрегирование переменных: оценку степени согласованности ответов экспертов по каждой переменной в отдельности и в целом по всему набору; выделение групп экспертов с «близким» мнением о порядке переменных в случае существенных расхождений в ответах; выявление причин разброса мнений; определение влияния характеристик экспертов на содержание ответов; оценивание качества экспертных оценок и компетентности экспертов; формирование группового решения. Такая оценка может быть проведена, например, с помощью расчета коэффициента согласованности ответов $(1 - \mu_i)$, который вычисляется на основе коэффициента качественной вариации μ_i :

$$\mu_i = \frac{k}{k-1} \cdot \frac{(\sum_j f_{ij})^2 - \sum_j f_{ij}^2}{(\sum_j f_{ij})^2}, \quad (21.1)$$

где k – число мест, занимаемых i -м признаком;
 f_{ij} – число экспертов, присвоивших i -му признаку j -е место;
 m – число ранжируемых признаков;
 n – число опрашиваемых экспертов, $i=1..m, j=1..n$.

Степень доверия $СД_j$ для j -ой АИС интегральному ПККА может быть оценена по степени согласованности экспертов при оценке весовых коэффициентов и балльной оценке факторов:

$$СД_j = \frac{\sum_{k=1}^K (1-\mu_{kj}) \cdot (1-\mu v_{kj})}{K}, \quad (21.3)$$

где K – количество исследуемых факторов (критериев АСКУЭ);

$(1-\mu_{kj})$ – коэффициент согласованности ответов для k -го фактора вычисленный на основе коэффициента качественной вариации μ_{kj} ,

$(1-\mu v_{kj})$ – коэффициент согласованности ответов для веса k -го фактора вычисленный на основе коэффициента качественной вариации веса k -го фактора μv_{kj} .

Обобщенная оценка перспективности заявленной бизнес-идеи и ее соответствия общим законам строения и развития бизнеса и технетики

Обобщенная оценка перспективности заявленной бизнес-идеи и ее соответствия общим законам строения и развития бизнеса и технетики проводится по следующим направлениям:

1) **определение места заявленной бизнес-идеи в техноценозе.** Здесь следует руководствоваться правилом, если в процессе анализа бизнес-идеи удалось обнаружить нарушение гиперболического H -распределения видов в техноценозе, а заявленная бизнес-идея своим появлением будет способствовать его корректировке, можно быть уверенным в том, что заявленный ИП будет успешным;

2) оценка уровня технологии. Основное внимание здесь должно быть уделено тем показателям качества, которые характеризуют эффективность создания и разработки АИС. В частности, эксперт обязан провести интегральную оценку прогрессивности $K_{пр}$ технологии создания АИС с использованием критериев трудоемкости, автоматизации и непрерывности процесса обработки. Детальный анализ основных и вспомогательных процессов организации позволит эксперту сделать мотивированное заключение о готовности организации и разработчиков АИС к реализации ИП по проектированию и внедрению АИС;

3) оценка своевременности организации производства. В данном случае следует руководствоваться правилом: если в планах ИП начало разработки бизнес-идеи приходится на конец 3-й или начало 4-й фазы предыдущей модели АИС (в данном случае под фазами понимается жизненный цикл АИС, который состоит из четырех фаз: 1) возникновение, 2) становление, 3) развитие и 4) ликвидация), то вероятность успешной реализации ИП существенно снижается, т.к. в соответствии с закономерностью одновременного возникновения в разных местах одинаковых потребностей, есть все основания ожидать в самое ближайшее время появления на рынке аналогичной АИС;

4) оценка соответствия заявленной бизнес-идеи закономерности увеличения количества выполняемых функций. При прочих равных условиях, АИС с большим количеством дополнительных функций всегда будет иметь большие конкурентные преимущества по сравнению с АИС, выполняющей меньшее число функций;

5) анализ возможных модификаций заявленной бизнес-идеи. Целесообразно рассмотреть возможные видоизменения заявленной бизнес-идеи, которые обособленно и комфортно будут чувствовать себя в какой-либо пока еще не занятой ниши (области управления или автоматизации). При этом эксперт, как третье лицо, при выполнении этой работы находится в более выгодном положении, нежели инициаторы ИП. Значительную помощь эксперту при решении подобных вопросов оказывают его опыт и эрудиция.

В результате проведенного выше анализа эксперт должен подготовить мотивированное заключение о соответствии (или несоответствии) заявленной бизнес-идеи общим законам строения и развития бизнеса и технетики. На этом анализ перспективности заявленной бизнес-идеи завершается.

Только после положительного решения по результатам проведенного анализа можно переходить к оценке разработанного инициатором ИП бизнес-плана.

Завершив оценку бизнес-идеи на соответствие общим законам строения и развития бизнеса и техники, можно приступить к стандартным методам и алгоритмам оценки ИП.

5 «Бизнес-планирование, создание, внедрение в производство АИС и себестоимость»

5.1. БИЗНЕС-ПЛАНИРОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ, СВЯЗАННЫХ С СОЗДАНИЕМ И ВНЕДРЕНИЕМ АИС.

Экономическая эффективность инвестиционного проекта

Под экономическим эффектом от автоматизации управления объектом (предприятием) понимается производственный или финансовый результат, получаемый благодаря внедрению программных и аппаратных средств автоматизации. Расчет экономической эффективности предполагает сравнение полученного эффекта с затратами на его достижение. Внедрение автоматизации управления имеет специфические аспекты повышения эффективности.

В частности, внедрение АИС в систему управления приводит к снижению затрат на эксплуатацию системы управления предприятия или объекта управления, но сокращение затрат на эксплуатацию системы управления далеко не полностью характеризует эффективность автоматизации управления производством. Экономическая эффективность проявляется в изменениях в объекте управления, в упорядочении и повышении организованности как системы управления, так и объекта управления, в сокращении нерациональных затрат и потерь труда. Оценка экономической эффективности автоматизации управления усложняется тем обстоятельством, что экономия, получаемая от внедрения системы, переплетается с результатами, вызванными другими мероприятиями, производимыми на предприятиях, такими как совершенствование организации производства, внедрение новых форм организации труда, внедрение новой техники и новых технологий производства и т. д. Это может привести к повторному счету. Поэтому при расчете экономического эффекта от внедрения автоматизации управления необходимо четко разграничить, в какой мере положительные результаты работы предприятия связаны с внедрением вычислительной техники, а в какой – других мероприятий по совершенствованию организации производства и внедрению новой техники.

Внедрение АИС в управление производством очень капиталоемко, и поэтому встает вопрос об очередности обеспечения и замены устаревших АИС, выборе наиболее целесообразных объектов и направлений автоматизации. А если учесть, что в отраслях (особенно в транспорте, связи и энергетике) средства передачи данных и каналы связи составляют от 50-90 % стоимости технических средств автоматизированной системы управления, то вопросы очередности автоматизации объектов и подсистем являются очень важными. Кроме того, в связи с очень большими объемами трудозатрат, необходимых для автоматизации управления организацией, ее подсистемами и производственными процессами, необходимо установление очередности внедрения АИС, т.е. целесообразно ранжирование очередности автоматизации подсистем и производственных процессов предприятия (особенно в случае больших капитальных затрат).

В общем случае эффект от внедрения объекта проектирования может быть разбит на четыре составляющие:

1) эффект в управляющей системе (*прямой эффект*) – связан с переходом к более высокому уровню управления, так как перестраивается система информации в соответствии с принципами централизации, автоматизации и иерархичности и совершенствуется система управления, появляется возможность оценки на модели результатов, ожидаемых от намечаемого решения; ликвидируется разрыв между оптимальными размерами предприятия и предельно-возможными размерами; сокращается

персонал, занятый ручным счетом; повышается оперативность управления, Данный вид эффекта является результатом совершенствования средств и методов управления и выражается в совершенствовании самого объекта управления;

2) эффект в управляющей системе (*косвенный эффект*), приводит к сокращению величины оборотных средств благодаря своевременности принятия решений; сокращению запасов; сокращению абонентской задолженности; повышению использования основных фондов за счет прогнозирования объема продаж; снижению аварийности; снижению потерь, увеличению межремонтных сроков и т.д.; экономии затрат в связи с внедрением топологического и сетевого проектирования ремонтов, вводом новой техники и пр.; экономии затрат в строительстве за счет сетевого планирования; снижению себестоимости продукции, увеличению объемов выпуска и т.п. повышения качества и надежности продукции; улучшению ее послепродажного обслуживания;

3) повышение технической культуры производства и управления – выражается в четкой организации труда на предприятии, повышении его квалификации (обычно не поддается прямой оценке в денежной форме);

4) эффект в отраслях (предприятиях), технологически связанных с предприятием (отраслью) проводящим внедрение объекта-товара. Может быть связан с выгодой потребителя, региона, государственного или регионального бюджета, которая вызвана увеличением торгово-экспортных операций, повышением благосостояния потребителей, привлечением инвестиций в другие отрасли промышленности, в торговлю и т.д.

Общая характеристика предприятия, отрасли, уровня производства

Этот раздел включает в себя следующие подразделы:

1) описание предприятия, его специализация и предыстория развития предприятия.

Рассмотрим подробную структуру этого подраздела:

полное и сокращенное наименование предприятия, дата регистрации, номер регистрационного удостоверения, юридический адрес, банковские реквизиты;

инициаторы проекта;

организационно-правовая форма;

учредители предприятия;

основной вид деятельности;

миссия предприятия;

оценка сильных и слабых сторон конкурентов и собственного предприятия, обычно проводится методами функционально-стоимостного анализа. Оценку целесообразно проводить по десятибалльной шкале, на основе анкеты, при этом, анкетированный опрос необходимо проводить на уровнях среднего и высшего звеньев управления предприятия. Если в сравнении с конкурентами положение предприятия по всем пунктам анкеты удовлетворительное, а по использования новых информационных технологий неудовлетворительное, то целесообразность разработки и внедрения АИС не вызывает сомнений;

2) стратегические цели и задачи предприятия, ресурсы и прибыль предприятия, финансовое состояние, риски, связанные с функционированием предприятия. В настоящее время существует много методов оценки финансового состояния предприятия, его устойчивости, рисков предприятия. В данном практическом пособии рассматривается метод динамической устойчивости предприятия. Его преимущество заключается в том, что с помощью этого метода можно провести все указанные выше работы.

Деятельность любой хозяйственной системы представляет собой выбор и реализацию некоторого набора связей и множества потенциально возможных, а также поддержание или разрыв уже имеющихся связей. Множество реализованных связей при переходе системы из одного состояния в другое характеризуется понятием «режим деятельности». В каждый момент времени хозяйственный объект может находиться в одном из двух состояний (режимов): режиме функционирования (стабильный набор связей) и режиме развития (изменяющийся набор связей). При этом режим деятельности

экономической системы может быть представлен некоторым набором финансово-хозяйственных показателей. Каждому конкретному режиму можно сопоставить ряд определенных значений показателей или с учетом требования сопоставимости и необходимости включения элементов динамики темпы роста (прироста) показателей.

Используя ранжирование финансовых или экономических показателей по темпам роста, можно построить такой порядок, который способен выразить оптимальный, наиболее эффективный, режим деятельности предприятия (эталонный режим). Такой порядок носит название нормативной системы показателей, т.е. это совокупность показателей, упорядоченных по темпам роста так, что поддержание этого порядка на длительном интервале времени обеспечивает наилучший режим функционирования хозяйственной системы. Нормативная система показателей – модель эталонного режима функционирования любой экономической системы. При этом фактический порядок показателей можно сравнить с нормативными, рассчитав между ними, например, коэффициент ранговой корреляции.

Общая направленность предприятия на повышение его организованности, экономической устойчивости и т.д. может быть описана путем формулировки определенных условных целевых установок. При этом следует отметить требования рассмотрения предприятия как динамической системы, что приводит к необходимости формулировать не «цели – состояния», а «цели – направления» (например, снижать энергозатраты, обновлять основные средства, сокращать численность персонала и т.п.). В связи с этим формулировка стратегических целей хозяйственной политики предприятия не требует установления (во всяком случае – на первом этапе принятия решений) абсолютных уровней показателей; более того, не является необходимым и установление мер их движения (темпов роста). Финансовые установки могут быть выражены путем упорядочивания двух и более показателей состояния и результатов деятельности предприятия, а цель будет состоять в поддержании этого порядка. Сознательно конструируя и контролируя динамику показателей, можно не только определить направления движения предприятий, но и управлять этим движением для достижения поставленных целей. В качестве такого критерия может выступать поддержание (рост) устойчивости предприятия. Очевидно, что при этом на предприятии будут создаваться условия, обеспечивающие минимизацию рисков относительно характеристик неопределенности деятельности (принятия решений при реализации режимов функционирования и развития хозяйственного объекта) и неопределенности результатов (как с положительными, так и с отрицательными эффектами) по всему комплексу финансового, материального и информационного обеспечения процессов функционирования и развития предприятий. Естественно, таким путем можно определять комплекс стратегических или тактических целей предприятия.

Совокупность показателей, упорядоченных по темпам роста так, что поддержание этого порядка в реальной деятельности предприятия обеспечивает получение лучших финансовых результатов деятельности, называется динамическим нормативом финансового или экономического состояния.

Динамический норматив финансовой устойчивости позволит нам сделать вывод о возможности внедрения и создания АИС на требуемом предприятии.

Рассмотрим подробно методику оценки устойчивости предприятия с использованием динамической модели, для этого выделим основные этапы системного финансового анализа:

1. Формирование множества показателей:

а) на первом шаге первого этапа формирования динамического норматива для анализа значимости финансовых и экономических показателей в общей системе целей были отобраны следующие показатели:

- прибыль от реализации продукции (ПрРП);
- выручка от реализации продукции (ВрРП);

себестоимость реализации продукции (СРП);
 оборотные активы (ОбА);
 валюта баланса (Б);
 долгосрочные пассивы (Пд);
 капитал и резервы (КР);
 краткосрочная кредиторская задолженность (КЗ);
 собственные оборотные средства (СбОбС);

б) на втором шаге проводится экономическая интерпретация темпов роста показателей. Рассматриваются основные показатели (коэффициенты), отражающие финансовое состояние предприятия, их экономическая интерпретация.

Коэффициент абсолютной ликвидности:

$$K_{ал} = ДСФВ / КЗ \quad T(ДСФВ) > T(КЗ)$$

Коэффициент собственной платежеспособности:

$$K_{сп} = СбОбС / КЗ \quad T(СбОбС) > T(КЗ)$$

Коэффициент автономии:

$$K_{а} = КР / Б \quad T(КР) > T(Б)$$

Коэффициент рентабельности реализованной продукции:

$$K_{ррп} = ПрРП / ВрРП \quad T(ПрРП) > T(ВрРП)$$

Коэффициент доходности:

$$K_{д} = ПрРП / СРП \quad T(ПрРП) > T(СРП)$$

Коэффициент маневренности собственного капитала:

$$K_{м} = СбОбС / КР \quad T(СбОбС) > T(КР)$$

Коэффициент оборачиваемости активов:

$$K_{оба} = ОбА / Б \quad T(ОбА) > T(Б)$$

Коэффициент оборачиваемости оборотных активов:

$$K_{оба} = ВрРП / ОбА \quad T(ВрРП) > T(ОбА)$$

Коэффициент соотношения собственных оборотных средств и заемного капитала:

$$K_{сов} = СбОбС / Б \quad T(СбОбС) > T(Б)$$

Коэффициент маневренности функционирующего капитала:

$$K_{мф} = ДСФВ / СбОбС \quad T(ДСФВ) > T(СбОбС)$$

Коэффициент соотношения собственных и привлеченных средств:

$$K_{пс} = КЗ / КР \quad T(КЗ) < T(КР)$$

Коэффициент долгосрочного привлечения заемных средств:

$$K_{пд} = Пд / (Пд + КР) \quad T(Пд) < T(КР);$$

в) затем производится эталонное упорядочение пар показателей по темпам роста.

Поскольку рост оборотных активов может быть вызван, например, плохим сбытом готовой продукции, то темпы роста себестоимости продукции должны опережать темпы роста оборотных средств. В противном случае снижается скорость оборота готовой продукции, возникает риск потерь, связанный со снижением оборачиваемости оборотных средств.

Темпы роста прибыли от реализации продукции должны опережать темпы роста выручки от реализации, которые в свою очередь должны опережать темпы роста себестоимости. Такое соотношение динамик показателей обеспечит: снижение риска, увеличение товарооборота и прибыли предприятия.

$$T(ПрРП) > T(ВрРП) > T(СРП) > T(ОбА)$$

При этом темпы роста оборотных активов должны отставать от темпов роста себестоимости продукции, в противном случае избыток запасов на складе приведет к неэффективному их использованию.

$$T(ОбА) > T(Б) > T(Пд) > T(КР) > T(КЗ) > T(СбОбС)$$

Темпы роста оборотных активов должны опережать темпы роста валюты баланса, это связано, во-первых, с тем, что улучшаются коэффициенты текущей ликвидности на предприятии, а во-вторых – увеличивается отдача от масштабов деятельности субъекта. Темпы роста долгосрочных пассивов должны отставать от темпов роста валюты баланса, в противном случае возможно увеличение финансовой зависимости от сторонних инвесторов, снижение коэффициента покрытия и, как следствие, – риск дальнейшего банкротства предприятия. Темпы роста капитала и резервов также должны несколько отставать от роста долгосрочных пассивов, в противном случае возможно снижение эффекта финансового рычага, однако значительный рост долгосрочных пассивов по сравнению с капиталом и резервами может привести к сильной финансовой зависимости предприятия от внешних инвесторов.

Итоговое эталонное упорядочение темпов роста показателей будет иметь вид:

$$T(\text{ПрРП}) > T(\text{ВрРП}) > T(\text{СРП}) > T(\text{ОбА}) > T(\text{Б}) > T(\text{Пд}) > T(\text{КР}) > T(\text{КЗ}) > T(\text{СбОбС})$$

На четвертом шаге проводится ранжирование показателей по темпам роста, результат сводится в таблицу 27.

2. На втором этапе проводится расчет оценок устойчивости, изменчивости и стабильности. Здесь очень важна задача определения базовых значений, с которыми сравниваются текущие показатели, т. е. с этого базового периода начнется системный финансовый анализ отчетности для выработки политики управления финансами и экономическими ресурсами предприятия. Результаты расчета можно представить в табл. 28.

Таблица 27

Ранжирование финансовых показателей по темпам роста

Нормативный ранг	Показатель
1	Прибыль от реализации продукции (ПрРП);
2	Выручка от реализации продукции (ВрРП);
3	Себестоимость реализации продукции (СРП);
4	Оборотные активы (ОбА);
5	Валюта баланса (Б);
6	Долгосрочные пассивы (Пд);
7	Капитал и резервы (КР)
8	Краткосрочная кредиторская задолженность (КЗ)
9	Собственные оборотные средства (СбОбС)

Таблица 28

Темпов роста (падения) показателей

Показатель	Абсолютные значения, за период				Темпы роста		
	0	1	2	3	1	2	3

Затем рассчитываются темпы роста $T(\Pi_{ij})$ i -го показателя Π за период j , по формуле:

$$T(\Pi_{ij}) = \frac{\Pi_{ij} - H_i}{H_i}, \quad (22.1)$$

где H_i , Π_{ij} – соответственно значение i -го показателя в базовый (0) и текущий (j) период.

Согласно темпам роста определяется текущий ранг показателя. Максимальный ранг присваивается показателю с максимальным темпом роста. Устойчивость работы предприятия целесообразно сравнивать на основе расчета следующей интегральной оценки:

$$\Theta = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n m_i}{n(n-1)} = 1 - \frac{M(\Pi, H)}{n(n-1)}, \quad (22.2)$$

где Θ – оценка режима функционирования хозяйственной системы;

n – число показателей в динамической модели устойчивости (нормативной модели);

m_i – количество инверсий в фактическом порядке для показателя, имеющего i -й ранг (занимающего i -е место) в динамической модели. Под инверсией здесь понимается отклонение фактического ранга показателя от нормативного:

$$m_i = \sum_{j=1}^n a_{ij}, \quad (22.3)$$

где a_{ij} – переменная, отражающая наличие или отсутствие в фактическом упорядочении показателей бинарного отношения «быстрее» между i -м и j -м показателями заданного в динамическом нормативе

($i=1, \dots, n, j=1, \dots, n$):

$$\begin{aligned} a_{ij} &= 1 \text{ если } P_i > P_j, & \text{при } i < j, \\ a_{ij} &= -1 \text{ если } P_i < P_j, & \text{при } i > j, \\ &0, & \text{в остальных случаях,} \end{aligned} \quad (22.4)$$

где P_i и P_j – ранги i -го и j -го показателя в фактическом упорядочении;

$M(\Pi, H)$ – сумма инверсий в реальном порядке показателей (Π) относительно нормативного порядка (H), заданного в динамической модели.

Оценка устойчивости (Θ) меняется в диапазоне от 0 до 1. Совпадение фактического заданного нормативного порядка показателей свидетельствует о том, что стратегические целевые установки выполняются оптимально, при этом фактически выполняются все нормативно установленные соотношения темпов роста показателей. Чем ближе оценка к единице, тем большая доля нормативных соотношений между показателями реализована в реальной хозяйственной деятельности предприятия. Комплексная оценка режима функционирования финансовой системы предприятия (Θ) характеризует степень приближенности к эталону и не зависит от достигнутого результата в прошлом. Это своего рода стратегическая оценка, т.к. она показывает уровень достижения стратегических целей экономического развития, заложенных в динамической модели эталонного режима функционирования хозяйственной системы.

Доля инверсий в представленной оценке выражается величиной $R = \frac{M(\Pi, H)}{n(n-1)}$,

характеризует меру риска системы, т.к. показывает отклонение от эталонного режима. Таким образом, при наиболее благоприятном режиме деятельности системы оценка устойчивости равна 1, риск же минимален и его оценка близка к нулю. В наименее благоприятной ситуации оценка риска равна 1, а величина устойчивости оценивается нулем. Эта мера риска является фактически систематическим финансовым риском предприятия. Однако цель финансового анализа не ограничивается только оценкой риска, она служит базой для оценки значимости влияния фактора на оценку устойчивости. Для того, чтобы определить значимость целей управления финансово-экономическими ресурсами в общей системе стратегических целей, необходимо провести факторный анализ устойчивости предприятия. Задачей факторного системного финансово-

экономического анализа является выявление причин, воздействующих на устойчивость предприятия (т.е. выявление стратегических проблем и целей, а также их значимости).

Известно множество методов факторного анализа. Наиболее перспективным и простым в расчете является метод цепных подстановок. Формулы для оценки влияния каждого фактора на эффективность (устойчивость) работы предприятия приведены ниже.

Прирост оценки устойчивости определяется по формуле:

$$\Delta \mathcal{E} = \left(1 - \frac{M(\Pi^0, H)}{n(n-1)} \right) - \left(1 - \frac{M(\Pi^6, H)}{n(n-1)} \right), \quad (22.5)$$

где Π^0 – значение вектора показателей в отчетном периоде;

Π^6 – базисное значение вектора показателей;

Влияние отдельного i -го фактора (показателя) на прирост оценки устойчивости определяется формулой:

$$\Delta \mathcal{E}(\Pi_i) = \left(\frac{m_i^0 - m_i^a}{n(n-1)} \right), \quad (22.6)$$

где m_i^0 , m_i^a – количество инверсий в фактическом порядке для показателя, имеющего i -й ранг (занимающего i -е место) в динамической модели соответственно для базисного и отчетного периода.

Процентное изменение устойчивости под воздействием i -го показателя по формуле:

$$\alpha_i = \frac{\Delta \mathcal{E}(\Pi_i)}{\mathcal{E}^6} \times 100\%, \quad (22.7)$$

где \mathcal{E}^6 – базовое значение устойчивости (эффективности) работы предприятия.

Определение доли прироста (снижения) устойчивости (эффективности) предприятия, обусловленного динамикой i -го показателя по формуле:

$$\beta_i = \frac{\Delta \mathcal{E}(\Pi_i)}{\Delta \mathcal{E}} \times 100\% \quad (22.8)$$

Необходимо оценить также влияние i -го показателя на значение устойчивости системы в целом. Решение этой задачи возможно благодаря использованию ординальной шкалы.

Снижение оценки устойчивости под воздействием динамики отдельного показателя оценивается по формуле:

$$\mathcal{E}^*(\Pi_k) = \mathcal{E}^-(\Pi_k) - \mathcal{E} = \frac{\sum_{i=1}^n m_i - \sum_{i \neq k} m_i}{n(n-1)} = \frac{m_k}{n(n-1)}, \quad (22.9)$$

где \mathcal{E} – оценка финансовой (экономической) устойчивости предприятия;

i, k – ранги показателей;

Π_k – показатель, занимающий k -е место;

$\mathcal{E}^*(\Pi_k)$ – снижение оценки устойчивости под воздействием k -го показателя;

$\mathcal{E}^-(\Pi_k)$ – оценка устойчивости, рассчитанная без нарушений, вызванных динамикой k -го показателя;

n – число показателей;

m_k , m_i – число инверсий k -го (i -го) показателя в фактическом упорядочении относительно нормативного упорядочения.

Тогда доля влияния на устойчивость предприятия k -го показателя определится по формуле:

$$\delta_k = \frac{\mathcal{E}^*(\Pi_k)}{\sum_{i=1}^n \mathcal{E}^*(\Pi_k)} \times 100\%, \quad (22.10)$$

При этом коэффициент α – показывает влияние показателя на увеличение оценки устойчивости, а β – влияние на фактическое направление устойчивости, коэффициент δ – на уменьшение устойчивости соответствующего показателя. Опираясь на данные показатели, можно произвести ранжирование стратегических проблем, целей и задач, стоящих перед предприятием в области финансово-экономической политики и выработки стратегических целей.

Отсюда вывод: если предприятие, на котором предполагаются создание и внедрение АИС, имеет высокий показатель финансовой устойчивости (больше $\mathcal{E} = 0,7$), то разработка и внедрение АИС с высокими ПКА значительно повысят эффективность работы предприятия. При показателе финансовой устойчивости на уровне $\mathcal{E} = 0,6..0,7$ единиц создание и внедрение АИС на предприятии целесообразны только при очень высоких значениях внутренней нормы доходности (больше $E_{вн} = 0,35-0,4$) и малом сроке окупаемости. В остальных случаях внедрение АИС нецелесообразно, так как это может увеличить риск банкротства предприятия, тогда целесообразно провести финансовую стабилизацию предприятий, а затем повторно рассмотреть возможность создания и внедрения АИС. Пример расчета по данной методике приведен в приложении В.

3) Краткие сведения о квалификации управленческого персонала, т.е. какими способностями, применительно к настоящему проекту, обладает управленческий персонал (при этом в случае недостаточной квалификации персонала целесообразно предусмотреть его обучение и повышение квалификации, а также найм или увольнение). Если внедрение АИС не изменяет организационную структуру предприятия, следует ограничиться только краткими сведениями, в противном случае следует разрабатывать организационный план по управлению персоналом. Выделим лишь некоторые этапы плана:

а) организационная структура управления разработкой АИС – обычно формируется в рамках организационной структуры управления предприятием, которое является инициатором разработки АИС, и чаще всего имеет форму проектной организационной структуры (рис. 49). Последняя представляет собой временную организационную структуру, создаваемую для решения конкретной комплексной задачи в заданный срок.



Рис. 49. Проектная организационная структура управления.

В проектной структуре в одну команду собирают высококвалифицированных сотрудников разных профессий для осуществления проекта в установленные сроки с заданным уровнем качества и в рамках выделенных для этой цели материальных, финансовых и трудовых ресурсов. Управление проектом включает определение его целей, формирование структуры, планирование и организацию работ, координацию действий исполнителей. Особенность заключается в том, что сотрудники подчиняются одновременно двум руководителям – руководителю проекта и руководителю отдела, в рамках которого эта группа работает;

б) требования к персоналу разработчиков АИС. Численность сотрудников зависит от трудоемкости работ по проекту, их расчет рассматривается ниже. Примерные требования к персоналу разработчиков проекта:

руководитель проекта (проект-менеджер). Обычно это представитель проектной организации (иногда организации – инициатора проекта), представляет интересы инициатора проекта (заказчика), наделен соответствующими полномочиями и несет материальную ответственность за конечные результаты. Руководитель проекта должен иметь хорошую инженерную подготовку в области разработки АИС, высокие деловые качества, экономическое мышление, опыт работы в области проектирования АИС и управления коммерческой организацией не менее 5 лет, высшее образование. Возраст – 35-45 лет. Отличительные черты: предприимчивость, широта кругозора, настойчивость, деловитость, пунктуальность, аналитический стиль мышления, коммуникабельность, умение видеть перспективу, слушать людей, целеустремленность;

менеджер по управлению качеством и финансово-экономическим вопросам разработки АИС. Отвечает за формулировку технико-экономических требований к продукту (АИС), производит оценку эффективности разрабатываемой АИС, ее стоимости и затрат на внедрение, формирует смету проекта. На основании полученных от руководителя и разработчиков данных формирует график работ по проекту, контролирует ход выполнения работ. Менеджер по управлению качеством должен иметь: хорошую финансово-экономическую подготовку, высшее образование (желательно квалификацию инженер-менеджер или инженерное образование с последующей переподготовкой по

направлениям управление качеством, управление проектами или управление предприятием), опыт работы в сфере управления проектами и управления коммерческой организацией не менее 5 лет, возраст – 30-40 лет. Отличительные черты: хозяйственность, настойчивость, исполнительность, пунктуальность, дисциплинированность, аналитический стиль мышления, коммуникабельность, широта кругозора, умение доводить порученное дело до конца, умение слушать людей, целеустремленность;

системный администратор. Проводит обследование объекта управления. Отвечает за создание архитектуры АИС, за организацию базового и общесистемного программного обеспечения, обеспечивает команду средствами разработки АИС (аппаратно-техническими, программными и CASE-средствами), проводит оценку затрат связанных с разработкой АИС. Несет ответственность за техническую разработку АИС, проводит тестирование и отладку модулей и АИС в целом. Системный администратор должен иметь: хорошую инженерно-техническую подготовку, высшее образование (желательно квалификацию инженер-программист или инженер по автоматизации производственных или экономических систем), опыт работы в проектных организациях не менее 5 лет, возраст – 30-40 лет. Отличительные черты: хозяйственность, настойчивость, деловитость, пунктуальность, дисциплинированность, аналитический стиль мышления, коммуникабельность, широта кругозора, умение доводить порученное дело до конца, умение слушать людей, целеустремленность;

инженер-программист. Производит разработку программных и аппаратных модулей и объектов АИС с использованием современных средств разработки и проектирования, проводит их тестирование. Осуществляет монтаж и ввод в эксплуатацию АИС на предприятии. Инженер-программист должен иметь: инженерно-техническую подготовку, желательно высшее образование (квалификацию инженер-программист или инженер по автоматизации производственных или экономических систем), опыт работы в проектных организациях не менее 2 лет, возраст – не старше 35 лет. Отличительные черты: исполнительность, трудолюбие, деловитость, дисциплинированность, аналитический стиль мышления, широта кругозора, умение доводить порученное дело до конца, целеустремленность;

в) организационная структура управления по эксплуатации и использованию АИС. Формируется в рамках предприятия инициатора внедрения АИС. При этом может быть создан любой тип из имеющихся в настоящее время типов организационных структур. Численность указанной структуры зависит от объема работ в организации и может быть определена приближенно, исходя из численности автоматизированных рабочих мест внедряемой АИС.

г) требования к эксплуатационному персоналу АИС на предприятии-инициаторе внедрения АИС. Рекомендуется разрабатывать требования к эксплуатационному персоналу аналогично указанному примеру в разделе г).

д) одним из показателей оценки эффективности изменения организационной структуры, вызванной внедрением АИС, является интегрированный показатель эффективности организационной структуры:

$$K_{\text{э.ф.у.}} = 1 - \frac{Z_y \cdot K_{\text{уп}}}{\Phi_o \cdot \Phi_v}, \quad (22.11)$$

где Z_y – затраты на управление, приходящиеся на одного работника аппарата управления;

$K_{\text{уп}}$ – удельный вес численности управленческих работников в общей численности;

Φ_v – фондовооруженность (стоимость основных и оборотных фондов, приходящаяся на одного работника);

Φ_o – фондоотдача (объем произведенной (реализованной) продукции), приходящаяся на единицу основных и оборотных фондов.

Должен рассчитываться до и после введения АИС, при этом чем ближе $K_{э.ф.у.}$ к единице, тем выше эффективность управления.

Пример. До внедрения АИС $Z_{y1} = 20000$ руб., $K_{уп1} = 0,25$ руб., $\Phi_{в1} = 50000$ руб., $\Phi_{о1} = 1,5$. После внедрения АИС $Z_{y2} = 20000$ руб., $K_{уп2} = 0,25$ руб., $\Phi_{в1} = 50500$ руб., $\Phi_{о1} = 1,55$.

Тогда интегрированные показатели эффективности будут равны:

$$K_{э.ф.у.1} = 1 - \frac{Z_{y1} \cdot K_{уп1}}{\Phi_{о1} \cdot \Phi_{в1}} = 1 - \frac{20000 \cdot 0,25}{1,5 \cdot 50000} = 0,933$$

$$K_{э.ф.у.2} = 1 - \frac{Z_{y2} \cdot K_{уп2}}{\Phi_{о2} \cdot \Phi_{в2}} = 1 - \frac{20000 \cdot 0,25}{1,55 \cdot 50500} = 0,936$$

Высокие значения $K_{э.ф.у.}$ после внедрения АИС позволяет сделать вывод о том, что ввод АИС повысил эффективность управления на предприятии.

4) анализ и оценка конкурентов применительно к проекту по организации АИС проводится на основании таблицы 29.

Таблица 29

Анализ и оценка конкурентов

Характеристика конкурентов	Основные конкуренты	
	первый	второй
1. Занимаемая доля рынка, %		
2. Рентабельность продаж, %		
3. Уровень автоматизации производства (высокий, средний, низкий)		
4. Уровень автоматизации управленческой деятельности (высокий, средний, низкий)		
5. Реклама с использованием средств автоматизации (осуществляется, не осуществляется)		
6. Качество используемых АИС (высокое, среднее, низкое)		
7. Качество выпускаемой продукции (высокое, среднее, низкое)		
8. Время деятельности предприятия на рынке, лет		

Если конкурирующие предприятия имеют высокие уровни автоматизации производственной и управленческой деятельности, а также используют АИС с высокими показателями качества, то целесообразность разработки и внедрения АИС на рассматриваемом предприятии не вызывает сомнений.

5.2. ПЛАНИРОВАНИЕ ПРОИЗВОДСТВА И РАСЧЕТ ЗАТРАТ НА СОЗДАНИЕ И ВНЕДРЕНИЕ АИС.

В данном разделе определяется производственная программа внедрения АИС на предприятии, рассчитываются затраты на создание и внедрение АИС, определяются капиталовложения и эксплуатационные расходы, рассчитывается заработная плата и проводится финансовая оценка результатов деятельности АИС после внедрения.

Расчет сметы капитальных вложений в проект.

Согласно выбранной схеме объекта и перечню необходимого оборудования рассчитывается суммарная величина капитальных вложений. Смета оформляется в виде табл. 30. При определении цен на оборудование рекомендуется пользоваться данными,

полученными на действующих предприятиях, и реальными отпускными ценами поставщиков.

Таблица 30

Сметная стоимость оборудования и материалов

№	Наименование оборудования	Единица измерения	Цена единицы, тыс. руб.	Стоимость, тыс. руб.
1	2	3	4	5

Общая величина капитальных вложений (по сути, балансовая стоимость основных средств) оборудования определяется суммированием сметной стоимости оборудования, услуг и прочих затрат.

$$K = K_{\text{обор.}} + K_{\text{усл.}} + K_{\text{пр.}}, \quad (23.1)$$

где $K_{\text{обор.}}$ – стоимость оборудования АИС с учетом покупки, транспортировки и установки, руб.;

$K_{\text{усл.}}$ – затраты на услуги по монтажу и установке технических средств, руб.;

$K_{\text{пр.}}$ – прочие затраты на создание информационной базы (базы данных), закупку дополнительного программного обеспечения, затраты на обучение и т.д., руб.

Затем определяется суммарная, итоговая величина капитальных вложений.

Пример.

Расчет капитальных вложений по организации локальной информационной сети. Оценка стоимости оборудования приведена в табл. 31, а затраты на услуги монтажу и установке технических средств - в табл. 32.

Таблица 31

Расчет затрат на приобретение оборудования

Наименование оргтехники	Количество шт.	Цена за ед., руб.	Сумма, руб.
Сервер	1	17558	17558
Концентратор 3COM серии 3C16751B	2 /16	7350	14700
Сетевые адаптеры CNet CNPro200 10/100 Мбит/с TPO PCI	23	450	9000
Сетевой кабель, метры UTP Level 1-5	200	6	1200
Итого:			42458

Таблица 32

Стоимость услуг

Наименование	Количество	Цена за ед.	Сумма, руб.
Прокладка кабеля в коробе	200	10	2000
Обжим кабеля	23	40	920
Наладка рабочей станции	23	200	4600
Наладка сервера	1	1800	1800
Сопровождение сети (за 1 мес.):			
Рабочие станции	23	250	5750
	1	1300	1300

Сервер			
Итого:			16370

Так как прочие затраты отсутствуют, то общие капиталовложения составят
 $K = K_{\text{обор.}} + K_{\text{усл.}} + K_{\text{пр}} = 42458 + 16370 + 0 = 58828$ рублей.

Планирование затрат на разработку и проектирование АИС

Планирование затрат на разработку и проектирование проводится в том случае, если программное обеспечение АИС или его часть разрабатывается проектировщиком, а в случае покупки АИС затраты включаются в смету капитальных вложений. Планирование затрат на разработку и проектирование осуществляется с помощью сетевого графика. Исходные данные для сетевого планирования являются - необходимых работ, их продолжительности и количество занятых на данной работе. По ним определяется трудоемкость каждой работы.

Таблица 33

Перечень работ по реализации проекта

№	Наименование работы	Трудоемкость, чел.час.	Количество занятых, чел.	Продолжительность, дни
1	2	3	4	5

Сетевой график – это логическая последовательность работ, ведущих к поставленной цели.

Основные элементы сетевого графика:

работа;

событие – начало или завершение работы;

начальное (нулевое) событие – начало всех работ, точка отсчета;

итоговое (завершающее) событие – завершение всех работ, сдача АИС в эксплуатацию;

путь – последовательность работ от начального события до итогового;

длина пути – сумма продолжительностей, лежащих на нем работ;

критический путь – путь наибольшей длины; указывает срок окончания всех работ.

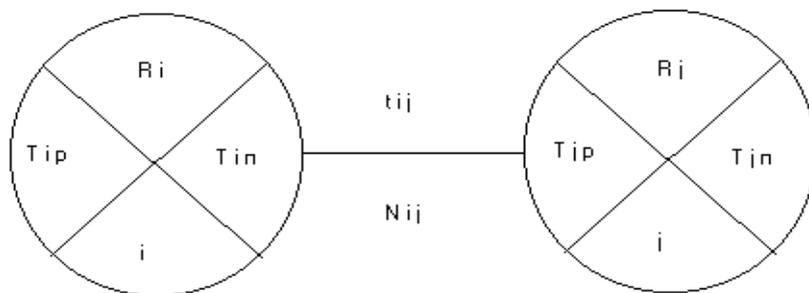


Рис. 50. Изображение элементов сетевого графика работ:

i, j – номер события;

T_{ip}, T_{jp} – наиболее ранний срок свершения события;

T_{in}, T_{jn} – наиболее поздний срок свершения события;

R_i, R_j – резерв времени по событию;

t_{ij} – продолжительность работы;

N_{ij} – число занятых на данной работе.

В процессе экономической оценки результатов внедрения АИС необходимо составить сетевой график проектирования и разработки АИС, далее определяются перечисленные выше параметры. Определяется критический путь, рассчитываются резервы времени по событиям. Затем необходимо выполнить несколько этапов оптимизации с целью уменьшения времени выполнения всех работ и сокращения числа занятых на этих работах. По последнему, оптимизированному варианту сетевого графика делается заключение об уровне организации проектных и монтажных работ и определяются количество и состав персонала, ведущего работы по монтажу и вводу в эксплуатацию АИС у заказчика, а также определяется срок окончания работ.

5.3. КАЛЬКУЛЯЦИЯ СЕБЕСТОИМОСТИ И СТОИМОСТНАЯ ОЦЕНКА РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ АИС.

Определение групп затрат на эксплуатацию АИС

В этом разделе необходимо рассмотрим вопросы организации и планирования эксплуатационно-ремонтного обслуживания системы эксплуатации и использования проектируемого объекта.

Во-первых, требуется правильно организовать эксплуатацию объекта. Во-вторых, необходимо рассчитать величину ежегодных амортизационных отчислений. Далее производится расчет заработной платы эксплуатационного персонала и расходов на эксплуатацию (которые могут включать, помимо зарплаты и затрат на техническое обслуживание и ремонт оборудования, также канцелярские, накладные, коммунальные расходы, затраты на расходные материалы, транспорт, связь, аренду и прочие расходы). Затем определяется себестоимость автоматизации и информатизации производства, которая включает организацию эксплуатации АИС.

Расчет численности эксплуатационного персонала

Для того, чтобы определить годовую плановую трудоемкость эксплуатации АИС, а также число работников персонала, необходимо подсчитать объем работ, выполняемых за год.

Численность эксплуатационного персонала по АИС определяется по формуле:

$$N_{\text{эп}} = (T_{\text{э общ}} / T_{\text{э}}) \cdot K_{\text{п}}, \quad (24.1)$$

где $T_{\text{э общ}}$ – годовая плановая трудоемкость эксплуатации объекта (чел·час);

$T_{\text{э}}$ – эффективный фонд рабочего времени одного служащего (час).

Расчет данного пункта аналогичен расчету численности персонала при проектировании информационной системы, при отсутствии данных можно определить численность эксплуатационного персонала по числу автоматизированных рабочих мест.

Расчет амортизационных отчислений

Амортизация – постепенное перенесение стоимости основных фондов (капиталовложений) на производимые с их помощью продукт или работу (услугу). Цель амортизации – накопление финансовых средств для возмещения изношенных основных фондов.

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции. Амортизационные отчисления для i -го вида оборудования (или программных средств) определяем по формуле:

$$I_{\text{ам},i} = \sum_{\text{ш}} K_i \cdot \alpha_{\text{ам},i}, \quad (24.2)$$

где $\alpha_{\text{ам},i}$ – ежегодные нормы отчислений на амортизацию для i -го вида основных средств о.е.;

Определяются по формуле:

$$\alpha_{\text{ам},i} = \frac{1}{T_{\text{сл}}}, \quad (24.3)$$

где $T_{сл}$ – срок службы соответствующего оборудования, приведен в табл. 34. Амортизационный период (срок службы) – срок полного погашения стоимости средств производства за счет амортизационных отчислений, лет.

Таблица 34

Классификация основных средств, включаемых в амортизационные группы

Код ОКОФ	Наименование	Примечание
ТРЕТЬЯ ГРУППА (свыше 3 лет до 5 лет включительно)		
14 3020000	Техника электронно-вычислительная	Включая персональные компьютеры и печатающие устройства к ним; серверы различной производительности; сетевое оборудование локальных вычислительных сетей; системы хранения данных
Шестая ГРУППА (свыше 10 года до 15 лет включительно)		
12 4526080	Сооружения связи	воздушные линии связи на опорах из непропитанной древесины; кабельные линии связи с пластмассовой оболочкой на опорах, по стенам зданий и в грунте; оптоволоконные линии связи; кабельные линии радиотелефонии

Расчет издержек на техническое обслуживание и ремонт АИС

Издержки на техническое обслуживание и ремонт для i -го вида оборудования (основных фондов) определяем по формуле:

$$I_{ТО_рем} = \sum_i K_i \cdot \alpha_{ТО_рем,i} \quad (24.4)$$

где $\alpha_{ТО_рем,i}$ – ежегодные нормы отчислений издержек на техническое обслуживание и ремонт для i -го вида основных средств о.е., определяются на основании табл. 34;

Таблица 35

Ежегодные нормы отчислений издержек на техническое обслуживание и ремонт в процентах от балансовой стоимости оборудования

Виды основных средств	На капитальный и текущий ремонт, %	На техническое обслуживание и текущий ремонт, %	Общая, %
Персональные компьютеры и другая компьютерная техника	–	0,84	0,84
Средства автоматизации рабочих мест и оргтехника: принтеры, ксероксы и пр.	1,72	0,84	2,56
Средства связи	2,15	1,04	3,19
Измерительная техника, датчики, электрические счетчики и пр.	1,55	0,75	2,3

Пример. Величина капиталовложений в АИС составляет: персональные компьютеры $K_{ПК} = 400$ тыс. руб., оргтехника $K_{орг} = 200$ тыс. руб., измерительная техника $K_{ит} = 100$ тыс. руб., средства связи $K_{св} = 150$ тыс. руб., Требуется определить ежегодные затраты на техническое обслуживание и ремонт АИС и величину амортизационных отчислений.

Ежегодные амортизационные отчисления на АИС:

$$I_{\text{ам,}} = \sum_{\text{ш}} K_i \cdot \alpha_{\text{ам,}i} = K_{\text{ПК}} \cdot \alpha_{\text{ам,ПК}} + K_{\text{орг}} \cdot \alpha_{\text{ам,орг}} + K_{\text{ИТ}} \cdot \alpha_{\text{ам,ИТ}} + K_{\text{СВ}} \cdot \alpha_{\text{ам,СВ}} =$$

$$= 400 \cdot 0,2 + 100 \cdot 0,2 + 200 \cdot 0,2 + 150 \cdot 0,07 = 150,5 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на техническое обслуживание и ремонт АИС

$$I_{\text{ТО_рем}} = \sum_i K_i \cdot \alpha_{\text{ТО_рем,}i} = K_{\text{ПК}} \cdot \alpha_{\text{рем,ПК}} + K_{\text{орг}} \cdot \alpha_{\text{рем,орг}} + K_{\text{ИТ}} \cdot \alpha_{\text{рем,ИТ}} + K_{\text{СВ}} \cdot \alpha_{\text{рем,СВ}} =$$

$$= 400 \cdot 0,0084 + 100 \cdot 0,0256 + 200 \cdot 0,023 + 150 \cdot 0,0319 = 15,3 \text{ тыс. руб.}$$

Расчет заработной платы эксплуатационного персонала АИС

Затраты на заработную плату разработчиков АИС определяется по формуле:

$$\text{ФЗП}_{\text{раз}} = m \cdot \sum_{\text{Нраз}} \text{ЗП}_i, \quad (24.5)$$

где ЗП_i – среднемесячная заработная плата i -го разработчика АИС, руб.;

Нраз – численность персонала, участвующего в разработке АИС, чел.;

m – время разработки, мес.

Затраты на заработную плату разработчиков АИС должны включаться в капиталовложения, связанные с созданием АИС.

Расчет основной и дополнительной заработной платы эксплуатационного персонала АИС осуществляется по повременной системе.

Определяется тарифный фонд заработной платы:

$$\text{ФЗП}_{\text{экс}} = \text{ЧТС} \cdot \text{N}_{\text{экс}} \cdot \text{ФРВ}_{\text{ном}}, \quad (24.6)$$

где ЧТС – часовая тарифная ставка, руб.;

$\text{N}_{\text{экс}}$ – численность эксплуатационного персонала, чел.;

$\text{ФРВ}_{\text{ном}}$ – номинальный фонд рабочего времени, час.

Численность эксплуатационного персонала принимается согласно штатному расписанию на предприятии.

Определяется годовой фонд заработной платы:

$$\text{ФЗП}_{\text{год}} = \text{ФЗП}_{\text{экс}} \cdot K_1 \cdot K_2, \quad (24.7)$$

где K_1 – коэффициент, учитывающий величину доплат, премий и т.п. (не менее $K_1 = 0,3$), о.е.;

K_2 – коэффициент, учитывающий районные надбавки (для юга Амурской области $K_2 = 0,5$), о.е.

Расчет общей себестоимости по эксплуатации объекта

Расчет общей себестоимости проводится по форме приведенной в табл. 36.

Таблица 36

Калькуляция себестоимости

№	Статьи затрат	Затраты	
		тыс. руб.	В % к итогу
1	Заработная плата		
3	Отчисления на социальные нужды		
5	Затраты на ремонт и техническое обслуживание		
6	Амортизационные отчисления		
7	Канцелярские расходы и расходные на материалы		
8	Коммунальные расходы		
9	Транспорт		
10	Связь		
11	Аренда		
11	Электроэнергия		
13	Прочие расходы		
	Итого		100

Следует иметь в виду, что не все расходы обязательно должны рассчитываться, оцениваются только реально понесенные расходы при создании и внедрении АИС. Например, коммунальные расходы не рассчитываются, если в результате внедрения АИС не требуется выделения дополнительных площадей, эксплуатационного персонала и т.д.

Отчисления на социальные нужды берутся в размере Единого социального налога от фонда заработной платы с учетом премий и социальных выплат (но не менее 38,5% фонда заработной платы).

Канцелярские расходы и расходные на материалы за год определяются из затрат на покупку и заправку картриджей, бумаги для принтеров, ксероксов, факсов и т.д. (в случае отсутствия реальных данных можно взять в размере 1% суммы затрат на техническое обслуживание, ремонт и расходов на заработную плату).

Коммунальные расходы состоят из:

1) годовых расходов на отопления, их можно приблизительно определить по формуле:

$$Z_{\text{тепл}} = 12 \cdot S \cdot T_Q, \quad (24.8)$$

где S – площадь отапливаемого помещения, м^2 ;

T_Q – тариф на 1 м^2 отапливаемой площади (для Амурской области при отсутствии приборов учета можно взять в размере 17.05 руб/ м^2), руб/ м^2 ;

2) годовых расходов на горячую и холодную воду, приблизительно можно взять в размере 15-20% расходов на отопление.

Расходы на транспорт в случае отсутствия реальных данных можно взять в размере 1% суммы затрат на техническое обслуживание, ремонт и расходов на заработную плату.

Затраты на связь определяются в том случае, если для эксплуатации АИС требуются услуги телефонной или сотовой связи.

Годовые расходы на аренду для объектов, находящихся в муниципальной собственности, определяются по формуле:

$$Z_{\text{аренда}} = S \cdot \frac{C_6 \cdot K_1 \cdot K_{\text{ин}} \cdot K_{\text{гз}} \cdot K_{\text{м}} \cdot K_{\text{т}} \cdot K_3 \cdot K_{\text{тд}} \cdot K_{\text{нж}}}{10}, \quad (24.9)$$

где S – площадь помещения, м^2 ;

C_6 – ставка на арендуемое производственное помещение или офис (в 2005 г. - 5775 руб./ м^2);

K_1 – поправочный коэффициент, отражающий соотношение общей площади к фактически занимаемой;

$K_{\text{ин}}$ – коэффициент инфляции, применяемый в предыдущем году и сложившийся на 1 декабря года, предшествующего году заключения договора;

$K_{\text{гз}}$ – коэффициент физического состояния (годности) здания, зависит от срока эксплуатации;

$K_{\text{т}}$ – коэффициент типа здания;

K_3 – коэффициент территориальной зоны;

$K_{\text{тд}}$ – коэффициент корректирующий размер арендной платы в зависимости от источника финансирования организации, социальной направленности, привлекательности бизнеса и других особенностей деятельности

юридического и физического лица;

$K_{\text{нж}}$ – коэффициент качества нежилого помещения;

Стоимостной оценка результатов деятельности АИС

Обязательные условия стоимостной оценки результатов деятельности АИС – устойчивое положение предприятия (приложение В) и эффективность (прибыльность) его работы до информатизации и автоматизации производства (оценивается по показателям рентабельности от финансово-хозяйственной деятельности организации).

Раньше расчет эффективности АИС проводили, оценивая повышение производительности труда после ее внедрения. Однако практика показывает, что этого чаще всего не происходит. Перечислим возможные причины:

1) не повышается производительность труда. Хотя ряд рутинных вычислений производит компьютер, но больше, чем прежде, требуется времени – на сбор и регистрацию информации, на поиск и исправление допущенных ошибок. Программно-технический комплекс вместе с сетью нередко работает довольно медленно, интерфейс программы неудобен, поэтому процесс идет долго. Недостаточная квалификация работников не позволяет в полной мере использовать возможности средств автоматизации. Часть времени затрачивается на вспомогательные операции, устранение неполадок и сбоев, ожидание помощи ИТ-специалиста;

2) реально производительность труда повышается за счет автоматизации громоздких рутинных расчетов, автоматического формирования выходных форм, сокращения времени на поиск информации, подготовку документов. Если удастся повысить производительность труда – сокращение штатов не наблюдается. Обязанности персонала изменяются, при этом высвобождаемое время затрачивается на другие, более творческие и аналитические работы. Кроме того, объявление о возможном предстоящем сокращении штатов влечет за собой саботаж со стороны персонала, что нередко приводит к провалу проекта. Исключения, когда бухгалтерия сокращается, а ее функции берет на себя, например, отдел АСУ, очень редки;

3) при сокращении работников после внедрения АИС целесообразно повысить заработную плату оставшимся, что позволит сохранить на предприятии квалифицированные кадры, повысит его престиж. В результате экономии также не будет.

Таким образом, указанные способы оценки экономического эффекта от внедрения АИС не приемлемы. Как показывает практика, внедрение АИС на устойчиво и эффективно работающих предприятиях значительно повышает оперативность и точность принятия решений. Вследствие этого увеличиваются устойчивость и прибыль предприятия. Напротив, на проблемных предприятиях с высоким риском банкротства наблюдалась иная картина, такие предприятия чаще всего терпели еще большие убытки после внедрения АИС. Таким образом, оценка экономического эффекта внедрения высококачественной АИС и его размер в первую очередь зависит от устойчивости и эффективности функционирования предприятия, а также его финансово-экономических показателей. Ниже будет рассмотрена методика оценки экономического эффекта от внедрения АИС, основанная на расчете финансово-экономических показателей предприятия (организации, структурного подразделения). Данная методика стоимостной оценки результатов внедрения АИС лишена указанных выше недостатков и в настоящее время применяется при оценке эффекта от внедрения АИС на энергетических предприятиях РАО «ЕЭС России».

Таблица 37

Расчетные коэффициенты, применяемые при оценке результатов внедрения АИС

Показатель	Обозначение	Ориентировочные значения, %	Примечание
Прирост реализуемой продукции	α_p	0,1-5	От прибыли
Снижение производственных затрат за счет оптимизации:			
- планирование сбыта продукции в сбытовой сети предприятия;	$\alpha_{сб}$	0,1-5	От затрат, относимых на сбыт продукции
- оптимизация расхода	$\alpha_{сыр}$	0,2-5	От расходов на сырье и

сырья и материалов;			материалы
- увеличение оборачиваемости продукции.	$\alpha_{об}$	0,5-5	От прибыли
Снижение себестоимости продукции по составляющим:			
- текущий ремонт;	$\alpha_{рем}$	1-5	От затрат на ремонт
- заработная плата	$\alpha_{зар.пл}$	0,1-2	От заработной платы
- расходы на энергетические ресурсы.	$\alpha_{энерг}$	5-12	От вида энергоносителя (больше для теплоэнергии, меньше – для электроэнергии)
Оптимизация оборотных средств	$\alpha_{об.ср}$	1,5-3	От величины оборотных средств
Оптимизация использования основных средств	$\alpha_{осн.ср}$	0,1-0,5	От основных средств

Расчет выручки от реализации продукции полностью автоматизированных информационных систем бизнеса, таких как книжные- или видео- интернет-магазины, целесообразно проводить в зависимости от объемов закупок товаров для продажи в год t:

$$O_{pt} = 3T \cdot \alpha_n, \quad (24.10)$$

3T – ежегодные (ежемесячные) объемы закупок товаров по реализации в интернет-магазине, руб.;

α_n – нормативная наценка на товар, о.е. (обычно 15-20%);

В остальных случаях расчеты выручки от реализации целесообразно проводить по нижеследующим формулам, соответствующие расчетные коэффициенты для оценки выручки от реализации представлены в табл. 37.

Годовая экономия в связи с внедрением информационных технологий:
увеличение объема реализации продукции–:

$$O_{pv} = \alpha_p \cdot (O_{pn} - C_{pn}), \quad (24.11)$$

где O_{pn} – годовой объем реализованной на предприятии продукции, руб.
 C_{pn} – себестоимость продукции предприятия, руб.

Снижение производственных затрат за счет планирование сбыта продукции в сбытовой сети предприятия:

$$O_{pcb} = \alpha_{cb} \cdot Z_{cb}, \quad (24.12)$$

где Z_{cb} – затраты, относимые на сбыт продукции.

Снижение производственных затрат за счет оптимизация расхода сырья и материалов:

$$O_{psyr} = \alpha_{syr} \cdot Z_{syr}, \quad (24.13)$$

где Z_{syr} – затраты на сырье и материалы.

Увеличение оборачиваемости продукции:

$$O_{pob} = \alpha_{ob} \cdot (O_{pn} - C_{pn}). \quad (24.14)$$

Снижение себестоимости текущего ремонта:

$$O_{pre} = \alpha_{rem} \cdot Z_{rem}, \quad (24.15)$$

где Z_{rem} – затраты на ремонт и эксплуатацию.

Снижение расходов на заработную плату:

$$O_{pzar.pl} = \alpha_{zar.pl} \cdot Z_{zar.pl}, \quad (24.16)$$

где $Z_{zar.pl}$ – затраты на зар. плату.

Снижение расходов на энергоносители:

$$O_{pznerg} = \alpha_{znerg} \cdot Z_{znerg}, \quad (24.17)$$

где $Z_{\text{энерг}}$ – затраты на энергоносители.

Оптимизация оборотных средств:

$$O_{\text{об.ср}} = \alpha_{\text{об.ср}} \cdot K_{\text{об.ср}} \cdot E, \quad (24.18)$$

где $K_{\text{об.ср}}$ – величина оборотных средств;

E – ставка банковского процента.

Оптимизация использования основных фондов:

$$O_{\text{осн.ср}} = \alpha_{\text{осн.ср}} \cdot K_{\text{осн.ср}} \cdot E, \quad (24.19)$$

где $K_{\text{осн.ср}}$ – величина основных фондов.

В итоге рассчитываем суммарный эффект от внедрения информационной автоматизированной системы (Ор). Так как часто такой расчет вызывает затруднения, приведем ниже несколько примеров.

5.4. ОЦЕНКА ФИНАНСОВОЙ СОСТОЯТЕЛЬНОСТИ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА.

Обеспеченность проекта финансовыми ресурсами в процессе его осуществления имеет исключительное значение. Она позволяет сделать вывод о возможности реализации проекта и риска банкротства.

Оценка финансовой состоятельности инвестиционного проекта основывается на трех формах финансовой отчетности, называемых базовыми формами финансовой оценки: отчете о прибыли, отчете о движении денежных средств, балансовом отчете. Основное отличие базовых форм финансовой оценки от существующих форм финансовой (бухгалтерской) отчетности в том, что они дают представление о прогнозируемом состоянии предприятия (инвестиционного проекта).

При разработке перспективных форм финансовой отчетности целесообразно проводить оценку потребности в основном и оборотном капитале по форме, предложенной в табл. 38.

Капиталовложения в ИП (K) осуществляются за определенный период в зависимости от их объема. Ориентировочные сроки строительства энергетических объектов до 35 кВ – 1 год, 110 кВ – 1,5-2 года, 220 кВ 2-3 года. Собственный (акционерный) капитал (K_a) и заемный капитал (K_z) по ИП в сумме должны равняться капиталовложениям. Выплата кредита ($K_{кр}$) по заемному капиталу обычно распределяется на несколько лет и в сумме точно равна заемному капиталу.

Таблица 38

Расчет потребности в основном и оборотном капитале тыс. руб.

Год	K	K_a	K_z	$K_{кр}$	$K_{\text{зан}}$	$K_{\text{деб}}$	$K_{\text{крз}}$	$K_{\text{об}}$	$\Delta K_{\text{об}}$	$\Delta K_{\text{ма}}$	$K_{\text{ин}}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	42386	29670	12716								42386
1	14129	14129		6357,9	847,72	9066	254,32	10168	10168	9913,7	24043
2				6357,9	847,72	9066	254,32	10168	0	0	0
3					847,72	9066	254,32	10168	0	0	0
4					847,72	9066	254,32	10168	0	0	0
5					847,72	9066	254,32	10168	0	0	0
6					847,72	9066	254,32	10168	0	0	0
7					847,72	9066	254,32	10168	0	0	0
8					847,72	9066	254,32	10168	0	0	0
9					847,72	9066	254,32	10168	0	0	0
10					847,72	9066	254,32	10168	0	0	0
11					847,72	9066	254,32	10168	0	0	0
12					847,72	9066	254,32	10168	0	0	0

13					847,72	9066	254,32	10168	0	0	0
14					847,72	9066	254,32	10168	0	0	0
15					847,72	9066	254,32	10168	0	0	0
16					847,72	9066	254,32	10168	0	0	0
17					847,72	9066	254,32	10168	0	0	0
18					847,72	9066	254,32	10168	0	0	0
19					847,72	9066	254,32	10168	0	0	0
20					847,72	9066	254,32	10168	0	0	0

Производственные запасы ($K_{зан,t}$) можно определить по формуле:

$$K_{зан,t} = 0,02 \cdot K_t \quad (25.1)$$

Дебиторская задолженность ($K_{деб,t}$) в год t:

$$K_{деб,t} = 0,1 \cdot O_{pt} \quad (25.2)$$

где O_{pt} – стоимостная оценка результатов деятельности СЭС в год t без НДС.

Краткосрочной кредиторская задолженность может быть найдена по формуле:

$$K_{крз,t} = 0,3 \cdot K_{зан,t} \quad (25.3)$$

Оборотный капитал в заданный год определяется по формуле:

$$K_{об,t} = K_{зан,t} + K_{деб,t} + K_{крз,t} \quad (25.4)$$

Прирост оборотного капитала в год t определяется по формуле:

$$\Delta K_{об,t} = K_{об,t} - K_{об,t-1} \quad (25.5)$$

где $K_{об,t}$ – оборотный капитал в год t, руб.;

$K_{об,t-1}$ – оборотный капитал в год предшествующий году t, руб.;

Прирост текущих активов в год t определяем по формуле:

$$\Delta K_{ма,t} = (K_{зан,t} + K_{деб,t}) - (K_{зан,t-1} + K_{деб,t-1}), \quad (25.6)$$

где $K_{зан,t}$, $K_{зан,t-1}$ – производственные запасы в год t и в предшествующий год – соответственно, руб.;

$K_{деб,t}$, $K_{деб,t-1}$ – дебиторская задолженность в год t и в предшествующий год – соответственно, руб.;

Инвестиции в основной и оборотный капитал в год t определяем по формуле:

$$K_{инт} = K_t + \Delta K_{ма,t} \quad (25.7)$$

Приведенные выше формы финансовой отчетности основываются на одних и тех же исходных данных и должны корреспондироваться друг с другом. Каждая из них представляет информацию в законченном виде, но отличной от другой стороны. Для акционеров будущего предприятия наибольший интерес представляет отчет о прибыли, тогда как для кредиторов наиболее важен отчет о движении денежных средств и балансовый отчет. Рассмотрим эти формы подробнее:

1. Отчет о прибыли иллюстрирует соотношение доходов и расходов, получаемых в определенный промежуток времени. Он необходим для оценки эффективности текущей хозяйственной деятельности. Анализ соотношения доходов и расходов позволяет оценить резервы увеличения собственного капитала. Еще одно назначение такой формы финансовой оценки – расчет налоговых выплат и дивидендов. Пример отчета о прибыли представлен в табл. NN (приложение E) [2].

Выручка от реализации продукции – это цена всего объема продукции, реализованной за определенный промежуток времени (без налогов на добавленную стоимость, акцизов и таможенных сборов). Общие эксплуатационные издержки (себестоимость всего объема продукции) – затраты, связанные непосредственно с производством реализованной продукции, регламентируются соответствующим законодательством и нормативными актами.

Прибыль от реализации представляет собой массу прибыли до ее налогообложения. В зависимости от законодательства налогооблагаемая прибыль может быть уменьшена на объем льгот по прибыли.

Размер дивидендов определяется условиями эмиссии акций предприятия. Акции бывают двух типов: обыкновенные и привилегированные. Основное отличие между ними

в соотношении права и ответственности: держатели обыкновенных акций имеют право голоса на собраниях акционеров, а привилегированных – не имеют. Зато держателям последних гарантируется выплата дивидендов по фиксированной ставке, которая учитывается в расчете дивидендов, а держателям простых акций дивиденды начисляются по решению правления (или собрания акционеров) и при наличии прибыли. При первоначальной оценке размер дивидендов можно считать нулевым.

Чистая прибыль за вычетом дивидендов по привилегированным акциям и расходов по обслуживанию внешней задолженности (процентов за кредиты) представляет собой нераспределенную прибыль, которая может формировать так называемый дополнительный капитал проекта (в отличие от основного, т.е. оплаченного акционерного капитала).

На основе отчета о прибыли (табл. 107 приложение К) [2] анализируется прибыльность проекта с использованием различных коэффициентов.

2. Отчет о движении денежных средств, или отчет о формировании и использовании источников финансирования – важная форма оценки инвестиционного проекта.

Необходимость подготовки этого отчета обусловлена тем, что понятия доходов и расходов в отчете о прибыли не отражают напрямую действительного движения денежных средств: затраты на реализованную продукцию не всегда относятся к тому же временному интервалу, в котором она была отпущена потребителю. Кроме того, в отчете о прибыли отсутствует информация, о других направлениях деятельности предприятия, кроме производственной (хозяйственной). Речь идет о финансовой и инвестиционной деятельности.

Отчет о движении денежных средств представляет информацию, характеризующую операции, связанные, во-первых, с образованием источников финансовых ресурсов, во-вторых, с использованием этих ресурсов.

Источниками средств в проекте могут быть:

- увеличение собственного (акционерного) капитала, например, за счет эмиссии новых акций;

- увеличение задолженности (получение новых займов, кредитов);

- увеличение текущих (краткосрочных) пассивов, например, подлежащих оплате счетов;

- выручка от реализации продукции;

- прочие доходы, например, при ликвидации основных фондов (продаже); в случае выкупа акций или убытков от реализации, списании неамортизированных основных фондов в соответствующих позициях могут появиться цифры с отрицательными значениями.

Основные направления использования денежных средств:

- инвестиции в постоянные активы (капиталовложения);

- пополнение оборотного капитала (увеличение текущих активов);

- издержки, связанные с производственной деятельностью;

- обслуживание внешней задолженности – уплата процентов и погашение основного долга (кредита);

- расчеты с бюджетом (налоговые платежи);

- выплата дивидендов на акции.

Пример отчета о движении денежных средств представлен в табл. 108 (приложение К) [2].

В качестве оттока средств при подготовке такой формы отчета выступают эксплуатационные издержки без отчислений на амортизацию (реновацию). Амортизационные отчисления, являясь одной из статей затрат, не означают в действительности уменьшение денежных средств проекта. Напротив, накопленные амортизационные отчисления (износ) постоянных активов – это один из источников

финансирования развития проекта. Отсюда вытекает один из простейших способов оценки объема свободных денежных средств, которыми располагает проект: этот объем равен сумме чистой прибыли и амортизационных отчислений за установленный период времени.

При составлении таблицы движения потоков наличности обязательное условие – неотрицательное сальдо баланса денежной наличности, т.е. ни в одном году расчетного периода не должно быть превышения оттока над притоком средств. В противном случае принимаются меры по изысканию дополнительных источников финансирования, например краткосрочный кредит.

3. Балансовый отчет – это обычный бухгалтерский баланс. Для удобства анализа, а также ввиду отсутствия необходимости и возможности большей степени подробности в проектной практике используется баланс в агрегированной (укрупненной) форме. Пример балансового отчета представлен в табл. 109 (приложение К) [2].

Назначение такой формы финансовой оценки инвестиционного проекта – проиллюстрировать динамику изменения структуры имущества проекта (активов) и источников его финансирования (пассивов). Она позволяет рассчитать общепринятые показатели, характеризующие такие стороны финансового состояния проекта, как коэффициенты ликвидности, оборачиваемости, платежеспособность и др.

К постоянным активам (постоянному капиталу) относятся основные фонды и нематериальные активы; к краткосрочным или текущим – оборотные средства. Источники финансирования постоянного капитала (долгосрочные инвестиции) подразделяются на собственные и заемные.

Первые чаще всего представлены акционерным капиталом: основным (оплачивается акционерами) и дополнительным (накопленная нераспределенная прибыль). Вторые – это долгосрочные кредиты банков, займы.

Текущие пассивы соответствуют краткосрочным пассивам или обязательствам; к ним относятся и краткосрочные займы.

Чистый оборотный капитал представляет собой разность между текущими активами и текущими пассивами. В то же время разность между нормируемыми текущими активами и нормируемыми текущими пассивами – минимальная потребность в оборотном капитале, или нормируемый оборотный капитал.

4. Коэффициенты финансовой оценки проекта

В процессе реализации инвестиционного проекта должны быть достигнуты две главные цели бизнеса: получение приемлемой прибыли на вложенный капитал и поддержание устойчивого финансового состояния. Для проверки возможности осуществления этих целей используются коэффициенты финансовой оценки проекта.

Ценность финансовых коэффициентов для оценки инвестиционных проектов заключается в использовании системы стандартизированных критериев, которые могут выступать в качестве целевых функций при выборе оптимального сочетания исходных параметров.

Их можно разделить на четыре категории: показатели рентабельности; оценка использования инвестиций; оценка финансового состояния;

привлечение заемного капитала (табл. 110 приложение К [2]).

Рентабельность активов показывает, каков уровень отдачи общих инвестиций в проект за установленное время. Второй показатель – рентабельность постоянного или инвестированного капитала аналогичен первому. Однако расчетная формула в знаменателе не содержит текущие активы для того, чтобы сгладить колебания, связанные с изменениями в текущей хозяйственной деятельности.

Показатель рентабельности акционерного капитала представляет наибольший интерес для владельцев (акционеров) проектируемого предприятия.

Рентабельность продаж показывает долю прибыли в общей выручке. Однако принимать этот показатель за критерий успешности неверно, так как при его расчете не

учитываются капитальные вложения. Он дополняется оценкой отношения полной себестоимости к размеру выручки от реализации.

Показатели использования инвестированного капитала иногда называют коэффициентами трансформации. Из расчетных формул можно вывести, что рентабельность общих активов равна произведению рентабельности продаж на оборачиваемость общих активов. Такое соотношение показывает два основных пути повышения рентабельности активов: либо повышать рентабельность продаж, либо увеличивать оборачиваемость капитала. Это может быть достигнуто за счет увеличения объема реализации при неизменной стоимости активов или, наоборот, за счет снижения объема инвестиций, необходимых для поддержания заданного уровня реализации. Показатели оборачиваемости позволяют определять скорость движения денежных средств по различным текущим счетам действующего предприятия (запасы материалов, незавершенное производство и т.д.). В силу специфики подготовки исходных данных для оценки инвестиционного проекта подобная информация не имеет особой ценности. Интерес представляют коэффициенты оборачиваемости оборотного капитала и фондоотдачи, характеризующие эффективность использования постоянного и оборотного капиталов.

Показатели первых двух групп (табл. 110 приложение К[2]) отражают успешность предполагаемой к осуществлению производственной и маркетинговой политики.

Третья группа включает индикаторы устойчивости финансового состояния предприятия и его кредитоспособности: показатели ликвидности и платежеспособности. Критерием ликвидности служит способность предприятия (проекта) покрывать текущие обязательства. Для ее измерения используются два показателя: коэффициенты общей и мгновенной ликвидности.

Коэффициент общей ликвидности представляет собой отношение текущих активов к текущим пассивам, которое рекомендуется поддерживать не ниже 2. Коэффициент мгновенной (абсолютной) ликвидности – отношение высоколиквидных активов (денежных средств и рыночных Ценных бумаг) к краткосрочным обязательствам (текущим пассивам). Допустимым считается его значение от 0,5 до 1,2. Этот коэффициент позволяет оценить возможность в сжатые сроки погасить имеющиеся текущие обязательства и является одним из наиболее распространенных критериев надежности предприятия с точки зрения оплаты поставок и краткосрочных банковских кредитов.

Коэффициенты оценки платежеспособности относятся к показателям, характеризующим финансовый риск. Под платежеспособностью понимается степень покрытия имеющихся внешних обязательств имуществом (активами) проекта. Коэффициент общей платежеспособности (коэффициент общего покрытия) рассчитывается как отношение всей суммы задолженности к общим активам.

Выбор оптимального сочетания акционерного и заемного капиталов представляет собой выбор между относительно низкой стоимостью кредитов (по сравнению с дивидендами) и риском, связанным с обязательствами по обслуживанию внешней задолженности, не допускающими отсрочки платежей. При этом должен учитываться так называемый эффект рычага: при увеличении доли заемных средств уровень доходности собственного (акционерного) капитала возрастает. Однако высокий удельный вес внешних источников финансирования снижает маневренность проекта с точки зрения привлечения дополнительных финансовых средств.

5.5. ОЦЕНКА ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ.

Так как в процессе разработки АИС могут быть предложены новые и даже уникальные методы решения информационных, технических и иных задач, возникает проблема оценки интеллектуальной собственности, прежде всего, в финансово-экономическом выражении. В настоящее время на основе анализа публикаций в российских и зарубежных источниках, проведенных Российским институтом

интеллектуальной собственности и Федеральным институтом сертификации и оценки интеллектуальной собственности и бизнеса, было выделено более сорока методик и методических подходов оценки объектов интеллектуальной собственности (ОИС). В разработанных этими организациями методических рекомендациях по стоимостной оценке ОИС предложен системный подход для коммерческого использования и учета ОИС с использованием доходного, рыночного и затратного методов, которые широко используются при оценке различных видов имущества в мировой и российской практике ведения бизнеса.

Таблица 39

Коэффициент достигнутого результата К1

Достигнутый результат	Значение коэффициента
Достижение второстепенных технических характеристик, не являющихся определяющими для конкретной продукции (технологического процесса)	0,2
Достижение технических характеристик, подтвержденных официальными документами (акты, технические условия, паспорта и т.п.)	0,3
Достижение основных технических характеристик, являющихся определяющими для конкретной продукции (технологического процесса), подтвержденных документами	0,4
Достижение качественно новых основных технических характеристик продукции (технологического процесса), подтвержденных документами	0,6
Получение продукции (технологического процесса), обладающей наиболее высокими основными техническими характеристиками среди аналогичных известных видов	0,8
Получение новой продукции (технологического процесса), впервые освоенной в производстве и обладающей качественно новыми техническими характеристиками	1

Таблица 40

Коэффициент сложности решенной технической задачи К2

Сложность решенной технической задачи	Значение коэффициента
1	2
Конструкция одной простой детали, изменение одного параметра простого процесса, одной операции процесса, одного ингредиента рецептуры	0,2
Конструкции сложной или сборной детали, конструкция неосновного узла, механизма, изменение двух и более неосновных параметров	0,3
Конструкция одного основного или нескольких неосновных узлов машин, механизмов, часть (неосновная) процессов, часть (неосновная) рецептуры и т.п.	0,4
Конструкция нескольких основных узлов, основные процессы, технологии, часть (основная) рецептуры и т.п.	0,5
Конструкция машины, прибора, станка, аппарата, сооружения, технологические процессы, рецептуры и т.д.	0,7

продолжение таблицы 40

1	2
Конструкция машины, станка, прибора, аппарата, сооружения со сложной кинематикой, аппаратурой контроля, с радиоэлектронной схемой, конструкция силовых машин, двигателей, агрегатов, комплексные технологические процессы, сложные рецептуры и т.п.	0,9
Конструкция машины, станка, прибора, аппарата, сооружения со сложной кинематикой, аппаратурой контроля, с радиоэлектронной схемой, конструкция силовых машин, двигателей, агрегатов, комплексные технологические процессы, сложные рецептуры и т.п.	1,1
Конструкция, технологические принципиальные схемы и рецептуры особой сложности, главным образом относящиеся к новым разделам науки и техники	1,25

Таблица 41

Коэффициент новизны КЗ

Новизна	Значение коэффициента
Изобретение, заключающееся в применении известных средств по новому назначению (когда формула изобретения начинается словом «применение...»)	0,25
Изобретение, заключающееся в новой совокупности известных технических решений, обеспечивающих заданный технический результат, т.е. когда отличительная часть формулы изобретения содержит указания на новые связи между известными элементами, иную последовательность операций или иной процентный состав ингредиентов по сравнению с прототипом	0,3
Изобретение, имеющее прототип, совпадающий с новым решением по большинству основных признаков	0,4
Изобретение, имеющее прототип, совпадающий с новым решением половиной признаков	0,5
Изобретение, имеющее прототип, совпадающий с новым решением по меньшему числу основных признаков	0,6
Изобретение, характеризующееся совокупностью существенных отличий, не имеющее прототипа, т.е. когда изобретение решает новую или известную задачу принципиально иным путем (пионерное изобретение)	0,8

Наиболее перспективным методом для оценки ОИС при разработке и внедрении АИС является доходный метод, т.к. он не требует сбора дополнительной информации. Основной его недостаток – проблема сокрытия реальных данных предприятиями, использующими и внедряющими АИС. В этом случае применяется рыночный метод, который требует сбора большого количества данных по аналогичным предприятиям, расположенным в других регионах и странах. И как следствие – оценка, проведенная этим методом, потребует от инициаторов ИП значительных дополнительных финансовых затрат.

Оценка стоимости ОИС доходным методом проводится по следующей формуле:

$$C_{\text{ОИС}} = \text{ЧДД}_{\text{АИС}} \cdot K1 \cdot K2 \cdot K3, \quad (26.1)$$

где $\text{ЧДД}_{\text{АИС}}$ – чистый дисконтированный доход от внедрения АИС;

$K1$ – коэффициент достигнутого результата, определяется по табл. 39;

К2 – коэффициент сложности решения технической задачи (определяется по табл. 20);

К3 – коэффициент новизны (определяется по табл. 21).

Таким образом, размер финансового вознаграждения за ОИС, выплачиваемый сразу после внедрения АИС, определится указанной выше формулой (58). При выплате вознаграждения частями после ввода АИС каждая его часть револьвируется (повышается) в зависимости от периода, прошедшего с момента внедрения АИС по ставке дисконтирования (чаще всего берут ставку рефинансирования ЦБ, в 2005 г. $E = 0,13$). В случае уникальности и высокой значимости изобретений, полученных в результате создания АИС, целесообразно провести защиту ОИС патентом или лицензией. При этом затраты на защиту ОИС должны быть включены в затраты на проектирование АИС

6 «Автоматизация управления, бизнес идеи и анализ качества АИС»

6.1. РАСЧЕТ ТРУДОЕМКОСТИ РАЗРАБОТКИ ПРОГРАММНОГО ПРОДУКТА И АИС.

Расчет трудоемкости разработки программного продукта проводится на основе нормативов отраслевого стандарта ОСТ 4.071.030 с учетом характеристик программного продукта (степени новизны и сложности). Однако на практике его применять нецелесообразно, так как нормативы трудоемкости приведены для периода времени, когда фактически отсутствовали современные технические и информационные средства проектирования, в результате величина трудозатрат по разработке и внедрению АИС в расчете может быть существенно завышена.

Таблица 42

Расчет трудоемкости на разработку программного продукта

Наименование работы	Трудоемкость разработки АИС, %
1. Разработка технического задания	
Обследование объекта управления, анализ и оформление материалов обследования	3
Разработка бизнес-идеи внедрения АИС, функционально-стоимостной анализ качества разрабатываемой системы	1
Структурное моделирование бизнес-процессов и анализ АИС	3
2. Бизнес-планирование АИС	
Оценка затрат и оценка экономического эффекта внедрения АИС	1
Экономическая оценка проекта	0,5
Финансовая оценка проекта	0,5
3. Разработка технического проекта	
Уточнение плана мероприятий по подготовке АИС к внедрению	4
Разработка алгоритмов	27
Составление сметы проекта	2
4. Разработка рабочего проекта	
Разработка (уточнение) технологического процесса сбора и обработки информации	5
Разработка программ и программной документации	33
Уточнение расчета экономической эффективности системы и сметы проекта	2
Завершение мероприятий по подготовке объекта к внедрению системы	5
5. Внедрение	
Комплексная проверка готовности задач, подсистем и системы к сдаче в промышленную эксплуатацию	5

Приемо-сдаточные испытания	5
Приемка системы в эксплуатацию	3
ИТОГО	100

Следовательно, целесообразно проводить оценку трудозатрат на разработку алгоритмов и разработку программ и программной документации на этапе структурного моделирования и анализа бизнес-процессов по методике, изложенной в источнике [1] (пример, а также сама методика приводятся в приложении Д), а оценку трудоемкости остальных этапов провести на основании табл. 42 исходя из процентного соотношения работ.

Численность разработчиков определяется по формуле:

$$N \text{ раз} = (T_{\text{э общ}} / T_{\text{э}}) \cdot K_{\text{п}}, \quad (27.1)$$

где $T_{\text{э общ}}$ – годовая (месячная) плановая трудоемкость разработки АИС, чел·час;

$T_{\text{э}}$ – эффективный фонд рабочего времени одного проектировщика, час;

$K_{\text{п}}$ – поправочный коэффициент, учитывающий время выполнения работы, определяется как отношение времени проектирования к календарному времени одного года.

Эффективный фонд рабочего времени одного разработчика АИС на планируемый срок выполнения определяется с помощью баланса рабочего времени. При составлении баланса необходимо пользоваться данными, полученными по месту прохождения практики. При отсутствии возможности получить необходимые сведения можно руководствоваться следующими данными:

- 1) средняя продолжительность основного и дополнительного отпуска – 21 день;
- 2) отпуска учащихся – 0,5% от номинального фонда рабочего времени (ФРВ);
- 3) невыходы по болезни – 3% от номинального ФРВ;
- 4) невыходы в связи с выполнением общественных и государственных обязанностей – 0,5% от номинального ФРВ;
- 5) расчет планового баланса рабочего времени оформляется в виде табл. 43.

При определении численности персонала необходимо учитывать время регламентированных перерывов, после этого полученное значение $T_{\text{э}}$ округляется до целого, а численность персонала округляется в большую сторону.

Пример. Расчет эффективного фонда рабочего времени за 2006 г.

Праздничных дней: 8, выходных (суббота и воскресенье): 105.

Таблица 43

Эффективный фонд рабочего времени

№	Наименование показателя	Значение на 2006 год
1	Календарный фонд времени, дни	365
2	Выходные и праздничные дни	113
3	Номинальный фонд рабочего времени, час.	$252 \cdot 8 = 2016$
4	Неиспользуемое время, дни	31
	В том числе	
4.1	Основные и дополнительные отпуска, дни	21
4.2	Отпуска учащихся, дни	1,25
4.3	Невыходы по болезни, дни	7,5
4.4	Невыходы в связи с выполнением общественных и государственных обязанностей, дни	1,25
5	Фактическое число рабочих дней	221
6	Средняя продолжительность рабочего дня, час.	8
7	Реальный (эффективный) фонд рабочего времени, час.	$221 \cdot 8 = 1768$

Учитывая, что через каждые 2 часа работы за ПК проводится 10-15 минутный перерыв, откорректированный эффективный фонд рабочего времени составит:

$$T_э = 1768 \cdot 0,9 = 1591,2 \approx 1591 \text{ час.}$$

Расчет трудоемкости на основе методики компании Rational Software

Методика основана на материалах компании Rational Software, ее преимущество, по сравнению с другими методиками расчета трудоемкости, заключается в простоте и понятности расчета. В источнике /1/ оценка трудоемкости проводится средствами языка UML анализа и проектирования программного обеспечения, при этом используются диаграммы использования и диаграммы классов, однако оценку трудоемкости целесообразно проводить на более ранних этапах разработки АИС (этапах функционального моделирования и анализа бизнес-процессов средствами DFD или IDEF), примеры такой оценки будут показаны ниже. Методика состоит из пяти этапов:

1) определение весовых показателей действующих лиц. Все действующие лица системы делятся на три типа: простые, средние и сложные:

простое действующее лицо представляет внешнюю систему с четко определенным программным интерфейсом.

среднее действующее лицо представляет либо внешнюю систему, взаимодействующую с данной системой посредством протокола наподобие TCP/IP, либо личность, пользующуюся текстовым интерфейсом (например, алфавитно-цифровым терминалом).

сложное действующее лицо представляет личность, пользующуюся графическим пользовательским интерфейсом.

Общее количество действующих лиц каждого типа умножается на соответствующий весовой коэффициент, затем вычисляется общий весовой показатель согласно табл. 44.

Таблица 44

Весовые коэффициенты действующих лиц

Тип действующего лица	Весовой коэффициент
Простое	1
Среднее	2
Сложное	3

2) определение весовых показателей вариантов использования. Все варианты использования делятся на три типа – простые, средние и сложные – в зависимости от количества транзакций в потоках событий (основных и альтернативных). Под транзакцией следует, в общем случае, понимать последовательность атомарных действий в алгоритме реализации бизнес-процессов.

Общее количество вариантов использования каждого типа умножается на соответствующий весовой коэффициент, затем вычисляется общий весовой показатель (табл. 45).

Таблица 45

Весовые коэффициенты вариантов использования

Тип варианта использования	Описание	Весовой коэффициент
Простой	3 или менее транзакций	5
Средний	От 4 до 7 транзакций	10
Сложный	Более 7 транзакций	15

Другой способ определения сложности вариантов использования заключается в подсчете количества классов или объектов, анализа участвующих в их реализации (табл. 46). Например, на DFD-диаграммах объектами могут быть элементарные документы, отчеты, карточки, действующие лица, структуры записей баз данных, информация, поступающая в систему извне, и т.д.

Таблица 46

Весовые коэффициенты вариантов использования

Тип варианта использования	Описание	Весовой коэффициент
Простой	Менее 5 классов	5
Средний	От 5 до 10 классов	10
Сложный	Более 10 классов	15

3) определение технической сложности проекта. Техническая сложность проекта (TCF – Technical Complexity Factor) вычисляется с учетом показателей технической сложности (табл. 47).

Каждому показателю присваивается значение T_i в диапазоне от 0 до 5 (0 – означает отсутствие значимости показателя для данного проекта, 5 – высокую значимость). Значение TCF вычисляется по формуле:

$$TCF = 0,6 + \left(0,01 \cdot \left(\sum T_i \cdot \hat{A} \right) \right). \quad (27.2)$$

4) определение уровня квалификации разработчиков.

Уровень квалификации разработчиков (EF – Environmental I Factor) вычисляется с учетом следующих показателей (табл. 48).

Каждому показателю присваивается значение в диапазоне от 0 до 5. Для показателей F1 – F4 0 означает отсутствие, 3 – средний уровень, 5 – высокий уровень. Для показателя F5: 0 означает отсутствие мотивации, 3 – средний уровень, 5 – высокий уровень мотивации. Для F6: 0 означает высокую нестабильность требований, 3 – среднюю, 5 – стабильные требования. Для F7 – 0 означает отсутствие специалистов с частичной занятостью, 3 – средний уровень, 5 – все специалисты с частичной занятостью. Для показателя F8 – 0 означает простой язык программирования, 3 – среднюю сложность, 5 – высокую сложность.

Таблица 47

Показатели технической сложности проекта TCF

Показатель	Описание	Вес
T1	Распределенная система	2
T2	Высокая производительность (пропускная способность)	1
T3	Работа конечных пользователей в режиме он-лайн	1
T4	Сложная обработка данных	1
T5	Повторное использование кода	1
T6	Простота установки	0,5
T7	Простота использования	0,5
T8	Переносимость	2

T9	Простота внесения изменений	1
T10	Параллелизм	1
T11	Специальные требования к безопасности	1
T12	Непосредственный доступ к системе со стороны внешних пользователей	1
T13	Специальные требования к обучению пользователей	1

Таблица 48

Показатели уровни квалификации разработчиков

Показатель	Описание	Вес
F1	Знакомство с технологией	1,5
F2	Опыт разработки приложений	0,5
F3	Опыт использования объектно-ориентированного подхода	1
F4	Наличие ведущего аналитика	0,5
F5	Мотивация	1
F6	Стабильность требований	2
F7	Частичная занятость	-1
F8	Сложные языки программирования	-1

Значение EF вычисляется по формуле:

$$EF = 1.4 + \left(-0,01 \cdot \left(\sum F_i \cdot \hat{A} \hat{A} \hat{n}_i \right) \right) . \quad (27.3)$$

В заключении определяется количество рабочих точек (UCP – Use Case Points) по формуле:

$$UCP = UUCP \cdot TCF \cdot EF . \quad (27.4)$$

Оценка трудоемкости разработки алгоритмов, программ и программной документации исходя из следующих положений:

минимальная трудоемкость одной рабочей точки UCP принимается за 20 чел·час;

проводится подсчет числа показателей F1-F8 с числом большим трех, если их значение находится в пределах от 3 до 4, то трудоемкость одной рабочей точки UCP составит 28 чел·час, в противном случае следует внести изменения в проект, так как риск провала очень высок, а затем повторить расчет числа UCP и оценку трудоемкости проекта.

6.2. ФИНАНСОВОЕ ХОЗЯЙСТВО ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЙ.

Источники финансовых средств энергопредприятий.

Финансовая деятельность энергопредприятия должна быть направлена на формирование денежных ресурсов для ведения производственного процесса, обеспечение роста прибыли, платежеспособности и финансовой устойчивости предприятия, а также на развитие социальной базы для работников.

Источники финансовых ресурсов энергопредприятий можно разделить на три группы: собственные, заемные и привлеченные.

Собственными источниками финансовых ресурсов являются: нераспределенная прибыль; резервный фонд в части неиспользованного остатка; выручка от реализации продукции (работ, услуг), основных средств, избытков материальных ресурсов; амортизационные отчисления; средства, полученные от продажи ценных бумаг (собственных и других предприятий); средства, полученные из централизованных (инвестиционных, страховых, резервных) фондов энергообъединения; паевые и иные взносы юридических и физических лиц; средства от сдачи имущества в аренду и другие

поступления денежных средств (пожертвования, благотворительные взносы и т.п.). При создании энергопредприятия основную часть источников собственных средств составляет уставный (акционерный) капитал.

К **заемным источникам** относятся кредиты банков, займы у других предприятий (коммерческие кредиты), государственные субсидии иностранный капитал, средства от реализации залогового свидетельства, страхового полиса, облигаций.

Привлеченные средства образуются на предприятии из-за периодичности выплат заработной платы, страховых платежей т.п. В период между платежами начисленные, но еще не выплаченные средства, могут использоваться на другие хозяйственные нужды.

В процессе ведения хозяйственной деятельности у энергопредприятия могут появиться временно свободные денежные суммы, сохранение которых в качестве наличных кассовых запасов на текущих счетах банка нерационально. Предпочтительным является помещение таких ресурсов в доходные инвестиционные активы (ценные бумаги, залоговые документы и прочие виды финансовых обязательств).

Обеспеченность энергопредприятия финансовыми ресурсами в процессе его производственно-хозяйственной деятельности имеет исключительное значение. В этих целях разрабатывается финансовый план. Он основывается на трех следующих формах, называемых **базовыми формами финансовой оценки**: план, или бюджет, по прибыли; план движения денежных средств, или финансовый бюджет; плановый баланс. Основное отличие базовых форм финансовой оценки от существующих форм финансовой (бухгалтерской) отчетности состоит в том, что они представляют собой прогноз будущего состояния предприятия. Все три формы основываются на одних и тех же исходных данных и должны корреспондироваться друг с другом. Каждая из них представляет информацию в законченном виде, но со своей, отличной от других, точки зрения.

План по прибыли необходим для оценки эффективности текущей хозяйственной деятельности. Анализ соотношения доходов и расходов позволяет оценить резервы увеличения собственного капитала. Еще одна функция этой формы – расчет величин налоговых выплат и дивидендов.

В плане по прибыли содержатся следующие показатели: объем Реализованной продукции, издержки производства и реализации, реализационная прибыль, прибыль от финансово-хозяйственной Деятельности, балансовая прибыль, налоги из прибыли, чистая прибыль.

План движения денежных средств отображает поступления этих Редств и платежи. В состав поступлений входят:

- Денежные средства на начало периода;
- Увеличение собственного капитала;
- суммы за реализацию продукции;
- выручка от реализации ликвидируемых основных средств; ^^Ручка от реализации прочих избыточных материальных цен-
- планируемые доходы по ценным бумагам;
- краткосрочные и долгосрочные кредиты.
- В бюджете приводятся следующие платежи:
- поставщикам за пополнение производственных запасов топлива, вспомогательных материалов, запасных частей для ремонта;
- по выплате заработной платы;
- по перечислению средств в социальные фонды;
- на покрытие прочих общехозяйственных (без амортизации) и коммерческих расходов;
- подрядчикам за выполнение работ капитального характера;
- на выплату долга по кредитам;
- на выплату процентов;
- по налогам;

- по дивидендам на акции;
- прочие.

Финансовый бюджет составляется во временном разрезе, чтобы сопоставить не только размеры имеющихся денежных средств и предстоящих платежей, но и их сроки.

Обязательным условием является неотрицательное сальдо баланса поступлений и платежей, т. е. ни в одном периоде расчетного года не должно быть превышения платежей над притоком средств. В противном случае принимаются меры по привлечению дополнительных источников финансирования, например краткосрочного кредита.

Обобщающей формой финансового плана является сводный **плановый баланс** доходов и расходов, определяемый путем соотнесения доходов предприятия, производственных и коммерческих издержек, непредвиденных расходов, прибыли, кредитов и налогов.

Взаиморасчеты и кредиты

Кредиты различаются:

- по срокам – краткосрочные и долгосрочные;
- форме обеспечения – гарантированные и необеспеченные (бланковые) кредиты;
- направлению использования – инвестиционный, на операции с ценными бумагами, устранение временных финансовых трудностей, пополнение оборотных средств, потребительский, экспортный или импортный.

Краткосрочные кредиты предоставляются на срок менее одного года. Такие кредиты выдаются на цели текущей деятельности -кредитование сезонных потребностей, на восполнение временного недостатка оборотных средств, под расчетные документы в пути и т.д.

Долгосрочные (свыше одного года) обычно связаны с финансированием нового строительства или проведением реконструкции, установкой нового оборудования и т.п.

Прибыль и рентабельность в энергетике

При исчислении балансовой прибыли учитываются прибыль от реализации продукции, прочие операционные и внереализационные доходы (за вычетом расходов по этим операциям).

Прибыль от реализации продукции (товаров, работ, услуг) представляет собой разницу между выручкой от реализации продукции V_p без налога на добавленную стоимость и общими затратами на производство и реализацию $Z_{общ}$, включаемыми в себестоимость продукции:

$$P_p = V_p - Z_{общ} \quad (28.1)$$

Выручка от реализации продукции для энергетических объединений:

$$V_p = \sum_i \mathcal{E}_i \cdot C_{\mathcal{E}i} + \sum_j Q_j \cdot C_{\mathcal{Q},\mathcal{E}j} + C_{усл} + C_{пр}$$

(28.2)

где \mathcal{E}_i – количество электрической энергии, отпущенной i-му потребителю;

$C_{\mathcal{E}i}$ – средний тариф на электроэнергию по i-му потребителю;

Q_j – количество тепловой энергии, отпущенной j-му потребителю;

$C_{\mathcal{Q},\mathcal{E}j}$ – средний тариф на теплоту j-го потребителя;

$C_{усл}$ – стоимость услуг, оказанных сторонним организациям;

$C_{пр}$ – стоимость реализации прочей продукции (побочной и сопутствующей).

Реализованная продукция складывается из абонентской платы за пользование сетями Федеральной сетевой компании (ФСК), услугами СО ЦДУ и услугами администратора торговой системы (АТС), стоимости транзита через сетевые компании поступающей от энергосистем, и стоимости продукции электростанций ОГК, ТГК и независимых электростанций.

Чистая прибыль равна балансовой прибыли за вычетом налога на прибыль:

$$P_{ч} = P_{б} - H_{np} \quad (28.3)$$

где $P_{б}$ – балансовая прибыль;
 H_{np} – налог на прибыль.

Уровень чистой прибыли определяется как отношение чистой прибыли к выручке от реализации. Чистая прибыль поступает в полное распоряжение предприятия. Оно самостоятельно определяет направления использования чистой прибыли с учетом положений устава предприятия.

Объем реализованной продукции теплоэлектростанций, с учетом доли прибыли, может быть определен по следующей формуле:

$$V_p = C_{э} \cdot W + C_{m.э} \cdot Q + C_{Np} \cdot N_p \quad (28.4)$$

где $C_{э}$, $C_{m.э}$, C_{Np} – удельные компенсационные выплаты (цены) на электрическую, тепловую энергию и рабочую мощность;

W , Q – количество отпущенной электрической и тепловой энергии потребителям;
 N_p – рабочая мощность электростанции.

Удельные компенсационные выплаты электростанции, работающей в ОГК или ТГК определяются следующим образом:

$$C_{э} = \frac{\sum_i b_{эi}^H \cdot \mathcal{E}_{ki} \cdot C_{mi}^{cp} + \Delta\Pi_1}{\sum_i \mathcal{E}_{ki}} \quad (28.5)$$

$$C_{m.э} = \frac{\sum_i b_{m.эi}^H \cdot Q_{ki} \cdot C_{mi}^{cp} + \Delta\Pi_2}{\sum_i Q_{ki}}; \quad C_{Np} = \frac{\sum_i Z_{y.ni} + \Delta\Pi_3}{\sum_i N_{p.ki}} \quad (28.6)$$

где $b_{эi}^H$, $b_{m.эi}^H$ – нормативные удельные расходы топлива на электрическую и тепловую энергию по i -й электростанции;

\mathcal{E}_{ki} , – контрактные величины отпуска электрической и тепловой энергии i -й электростанции;

C_{mi}^{cp} – средняя цена условного топлива по i -й электростанции;

$Z_{y.ni}$ – сумма условно-постоянных затрат i -й электростанции;

$N_{p.ki}$ – контрактная рабочая мощность электростанции;

$\Delta\Pi_1$, $\Delta\Pi_2$, $\Delta\Pi_3$ – доля прибыли энергосистемы, включаемая в удельную компенсационную выплату.

Контрактные значения рабочей мощности и отпускаемой электрической и тепловой энергии устанавливаются в договоре между электростанциями и ОГК или ТГК. За основу принимается расчетное планируемое значение рабочей мощности.

Рабочая мощность электростанции определяется по следующей формуле:

$$N_{pi} = N_{yi} - N_{remi} - N_{в.пи} - N_{конси} - N_{m.ni} - N_{opgi} \quad (28.7)$$

где N_{yi} – установленная мощность оборудования энергетического предприятия;

N_{remi} – снижение мощности из-за плановых видов ремонта оборудования;

$N_{в.рi}$ – снижение мощности из-за вынужденных видов ремонта оборудования (определяется по нормативам);

$N_{консi}$ – снижение мощности из-за консервации оборудования;

$N_{т.пi}$ – снижение мощности из-за остановки оборудования для проведения технического перевооружения;

$N_{орги}$ – ограничение мощности по техническим причинам сезонного и временного характера.

Для предприятий электрических и тепловых сетей основой для формирования компенсации является приведенная мощность. В состав затратной части компенсации на приведенную мощность включаются издержки на все виды ремонта и амортизационные отчисления. В компенсацию для сетевых предприятий также входит доля прибыли.

Рентабельность полнее, чем прибыль, характеризует деятельность энергетического объекта, так как она, являясь относительным показателем, характеризует степень использования капитала предприятия или его составных частей, их доходность. Рентабельность целесообразно оценивать и анализировать на уровне энергообъединения.

Существует много показателей рентабельности. В настоящее время она исчисляется, как правило, по чистой прибыли энергообъединения. Ввиду того, что энергообъединения являются акционерными обществами, оценивается рентабельность акционерного капитала. Этот показатель характеризует процент дохода с 1 р. акционерного капитала. Уровень доходности капитала, как правило, влияет на дивиденды, получаемые акционерами. Рентабельность суммарного акционерного капитала определяется по следующей формуле:

$$R_{а.к} = \Pi_{ч} / K_{а.к}$$

(28.8)

где $\Pi_{ч}$ – чистая прибыль за год;

$K_{а.к}$ – размер акционерного капитала.

В совокупности оцениваются рентабельность активов (R_a), продукции ($R_{пр}$) и затрат на 1 р. реализации ($R_з$), определяемые по следующим формулам:

$$R_a = \Pi_{ч} / C_a$$
$$R_{пр} = \Pi_{ч} / V_p$$

(28.9)

$$R_з = 3 / V_p$$

где C_a – среднегодовая стоимость активов (валюта баланса).

На финансовое состояние энергопредприятий оказывает существенное влияние и государственное регулирование тарифов на потребление энергетической продукции.

Основы финансового анализа в энергетике

В условиях рыночных отношений финансовое состояние предприятия является объектом пристального внимания разных категорий заинтересованных лиц: акционеров, инвесторов, банков, налоговых органов, управляющего персонала предприятия.

Финансовый анализ включает в себя: детальное рассмотрение финансовых результатов (прибыли) деятельности предприятия, финансового состояния и платежеспособности по данным баланса, ликвидности баланса, финансовых коэффициентов, аналитический обзор статей актива и пассива баланса.

Исходным пунктом финансового анализа является рассмотрение в совокупности позиций баланса и отчета о прибыли. При этом статьи баланса группируются в отдельные специфические группы: статьи актива – по признаку ликвидности (оборотные и основные средства); статьи пассива – по срочности обязательств (краткосрочные и долгосрочные) и праву собственности (заемные и собственные).

К **оборотным средствам** могут быть отнесены активы, которые трансформируются в денежную наличность в течение короткого периода времени (обычно до одного года). Сюда включаются ликвидные средства (касса, банковские счета, лимитированные чековые книжки, легко реализуемые ценные бумаги, дебиторская задолженность, запасы товарно-материальных ценностей). В структуре **основных средств** можно выделить вещественные основные средства, финансовые вложения (участия) и нематериальные активы.

Заемный капитал содержит обязательства в отношении третьих лиц – краткосрочные и долгосрочные. К **краткосрочному** заемному капиталу относятся обязательства, которые будут погашены в течение одного года: поставщики, прочие кредиторы, текущая банковская задолженность, отчисления в краткосрочные страховые фонды. В состав **долгосрочного** заемного капитала входят займы, ссуды под недвижимость, облигации, лизинг.

При характеристике **собственного капитала** в зависимости от правовой структуры можно выделить уставный и акционерный капиталы (для акционерных обществ). К собственному капиталу относятся открытые резервы (образованные в соответствии с уставом), скрытые резервы (могут не отображаться в балансе) и накопленная нераспределенная прибыль. Собственный капитал можно также разделить на оплаченный (внесенный) капитал – акционерный капитал, свидетельства участия, джио (приплата к установленному курсу) и заработанный капитал – резервы, нераспределенная прибыль.

При проведении финансового анализа, прежде всего, анализируется выполнение плана по прибыли в энергообъединении. Энергопредприятия могут проводить анализ созданного ими плана по полученной доле прибыли. Прибыль характеризует абсолютную эффективность хозяйствования предприятия. В дополнение анализируется рентабельность как относительный показатель эффективности деятельности предприятия. Задачами анализа финансовых результатов являются: оценка динамики показателей прибыли, обоснованность фактических данных об образовании и распределении прибыли, влияние и измерение действия различных факторов на прибыль, оценка возможных резервов дальнейшего роста прибыли.

Сравнение показателей расчетного периода может проводиться с плановыми показателями, показателями предшествующего отчетного периода, показателями предшествующего года. При этом надо учитывать изменение ценностных характеристик под воздействием инфляции и приводить показатели к одному уровню цен. Анализ уровня и динамики прибыли в условных цифрах (табл.49.) показывает, что эффективность деятельности энергопредприятия повысилась. Валовая прибыль возросла на 18,4%. Положительными факторами роста валовой прибыли явилось увеличение объема реализованной продукции и более низкий темп прироста как условно-постоянных, так и условно-переменных затрат по сравнению с приростом объема реализации. Дальнейший анализ направлен на выяснение конкретных причин изменения прибыли от реализации продукции. Его проводят по каждому влияющему фактору в отдельности – тарифам на электрическую и тепловую энергию, цене на топливо, объему отпущенной электрической и тепловой энергии, составляющим себестоимости энергетической продукции. Для комплексного производства анализируют показатели по каждому виду энергии и энергопредприятию в целом.

Таблица 49|

Анализ уровня и динамики показателей финансовых результатов деятельности энергопредприятия, млрд. р.

Показатели	За прошлый период	За отчетный период	% к базисному значению
Выручка (нетто) от реализации продукции (без НДС, акцизов и аналогичных обязательных платежей)	1592	1763	110,7

Себестоимость проданных товаров, продукции, работ, услуг	956	1010	105,6
В том числе:			
условно-постоянные затраты	416	420	101,0
топливные затраты	540	590	109,3
Валовая прибыль	636	753	118,4
Операционные доходы и расходы	-6	-13	216,7
Внереализационные доходы и расходы	100	220	220,0
Прибыль (убыток) до налогообложения	730	960	131,5
Налог на прибыль и иные аналогичные обязательные платежи			
Прибыль (убыток) от обычной деятельности	555	730	131,5
Чрезвычайные доходы и расходы	-	-	-
Нераспределенная чистая прибыль	555	730	131,5

Таблица 50

Анализ уровня рентабельности энергообъединения

Показатели	За прошлый год	За отчетный год
1 Чистая прибыль, млрд р.	414	490
2. Выручка от реализации продукции (без НДС), млрд. р.	1592	1763
3. Среднегодовая стоимость активов, млрд р.	4427	4451
4. Среднегодовая стоимость основных средств, млрд. р.	3850	4011
5. Среднегодовая стоимость производственных запасов, млрд р.	80	85
6. Среднегодовой остаток абонентской задолженности, млрд р.	350	320
7. Коэффициент фондоемкости продукции (стр. 4 : стр. 2)	2,42	2,28
8. Коэффициент оборачиваемости производственных запасов (стр. 2 : стр. 5)	19,9	20,7
9. Коэффициент оборачиваемости абонентской задолженности (стр. 2 : стр. 6)	4,55	5,51
10. Рентабельность реал изо ванной продукции (стр. 1 : стр. 2)·100, %	26,01	27,79
11. Рентабельность активов (стр. 1 : стр. 2)· 100, %	9,37	12,22

Рассмотрим методику анализа рентабельности энергообъединения (энергопредприятия) на примере исследования рентабельности активов предприятия, рассчитанной как отношение чистой прибыли предприятия к среднегодовой стоимости его активов (внеоборотных и оборотных). Факторы, воздействующие на показатели рентабельности, изучают в динамике. К их числу относятся рентабельность реализованной продукции, оборачиваемость как основных средств, так и оборотных или их элементов, например дебиторской задолженности (для энергообъединения, в том числе абонентской), производственных запасов. Используя данные годовых отчетов, можно составить таблицу анализа рентабельности (табл. 49) и выяснить, каким образом энергообъединение добилось улучшения результатов своей деятельности. Об этом

свидетельствует повышение уровней рентабельности продукции (на 7 %) и активов (на 30 %). Это стало возможным за счет ускорения оборачиваемости оборотных средств энергообъединения, особенно абонентской задолженности (на 21 %), оборот которой вырос почти на целую единицу. Улучшилось и использование основных средств, так как уровень фондоемкости продукции снизился (на 5,8 %).

Пример аналитической группировки и анализа статей актива и пассива баланса приведен в табл.51 и 52. Чтение баланса по таким систематизированным группам ведется с использованием методов горизонтального и вертикального анализа. Горизонтальный, или систематический, анализ позволяет установить абсолютные приращения показателей и темпы их роста, что важно. Для характеристики финансового состояния. Вертикальный, или структурный, анализ позволяет судить об автономии и финансовой устойчивости. Для исследования динамики и структуры запасов и затрат, а также дебиторской задолженности могут быть построены аналогичные таблицы с необходимой степенью детализации.

Таблица 51

Аналитическая группировка и анализ статей актива баланса

Имущество	На начало периода		На конец периода		Абсолютное отклонение, млрд. р.	Темп роста, %
	млрд. р.	% к итогу	млрд. р.	% к итогу		
Внеоборотные активы	3518	79,5	3377	75,9	-141	95,99
В том числе основные средства	3518	79,5	3377	75,9	-141	95,99
Оборотные активы:	908	20,5	1074	24,1	166	118,28
запасы	80	1,8	85	1,9	5	106,25
дебиторская задолженность	350	7,9	320	7,2	-30	91,43
денежные средства	478	10,8	669	15,0	191	139,96
Итого	4426	100	4451	100	25	100,56

На следующем этапе анализируют абсолютные показатели финансовой устойчивости энергетических объектов. В этих целях проверяется выполнение условия платежеспособности, т.е. денежные средства $K_{ден}$, краткосрочные финансовые вложения в ценные бумаги $K_{ц.б}$ и активные (дебиторские) расчеты $K_{деб}$ должны покрывать краткосрочную $K_{кр}$ и кредиторскую $K_{к.з}$ задолженности:

$$K_{ден} + K_{ц.б} + K_{деб} \geq K_{кр} + K_{к.з} \quad (28.10)$$

Таблица 52

Аналитическая группировка и анализ статей пассива баланса

Источники имущества	На начало периода		На конец периода		Абсолютное отклонение, млрд р.	Темп роста, %
	млрд. р.	% к итогу	млрд. р.	% к итогу		
Собственный капитал:	3543	80,03	3968	89,15	425	112
акционерный капитал	3628	63,47	3628	63,13	0	100
нераспределенная прибыль	-85	16,56	340	26,02	425	157,12
Заемный капитал:	884	19,97	483	10,85	-401	54,64
долгосрочные обязательства	0	0	0	0	0	0
краткосрочные кредиты и займы	700	15,81	250	5,62	-450	35,71

кредиторская задолженность	184	4,16	233	5,23	49	126,63
Итого	4426	100	4451	100	25	100,56

Это условие выполняется при ограничении, характеризующем уровень производственных запасов необходимыми средствами:

$$K_{зан} \leq K_{об}^c = (K_c + K_{кр}^{\delta}) - K_{\delta}$$

(28.11)

где $K_{об}^c$ – собственные оборотные средства;

K_c – собственный капитал;

$K_{кр}^{\delta}$ – долгосрочные кредитные обязательства;

K_{δ} – внеоборотные активы.

Таким образом, обеспеченность производственных запасов источниками формирования является сущностью финансовой устойчивости, тогда как платежеспособность – ее внешнее проявление.

В рассмотренном примере (табл. 51 и 52) производственные запасы полностью обеспечены, млрд р.: $85 < 3968 - 3377 = 591$. Условие платежеспособности также выполняется, млрд р.:

$$(669 + 320) > (250 + 233).$$

При необходимости на формирование производственных запасов и затрат могут быть направлены краткосрочные кредиты (без учета просроченных ссуд).

Возможны четыре типа финансовых ситуаций:

1). Абсолютная устойчивость: $K_{зан} < K_{об}^c + K_{кр}$;

2). Нормальная устойчивость, гарантирующая его платежеспособность: $K_{зан} = K_{об}^c + K_{кр}$

3). Неустойчивое финансовое состояние, при котором еще есть возможность восстановления: $K_{зан} = K_{об}^c + K_{кр} + K_{иофн}$, где $K_{иофн}$ – источники, ослабляющие финансовую напряженность;

4). Кризисное финансовое состояние: $K_{зан} > K_{об}^c + K_{кр}$. Предприятие находится на грани банкротства.

Наряду с оптимизацией структуры пассивов, устойчивость может быть восстановлена путем обоснованного снижения уровня запасов и затрат.

В рамках внутреннего анализа осуществляется углубленное исследование финансовой устойчивости на основе построения баланса неплатежеспособности, который включает в себя следующие показатели.

1. Общий размер платежей: просроченная задолженность по ссудам банка; просроченная задолженность по расчетным документам поставщиков; недоимки в бюджеты; прочие платежи, в том числе по оплате труда.

2. Причины платежей: недостаток собственных оборотных средств; излишние запасы материальных ценностей; отпущенная, но не оплаченная потребителями энергия.

3. Источники, ослабляющие финансовую напряженность: временно свободные собственные средства (фонды, резервы); привлеченные средства (превышение нормальной кредиторской задолженности над дебиторской); кредиты банка на временное пополнение оборотных средств; прочие заемные средства.

Для анализа финансового состояния, платежной дисциплины и кредитных отношений данные показатели целесообразно рассматривать в динамике.

Важное значение для энергообъединения имеет анализ дебиторской задолженности, существенную долю которой составляет абонентская задолженность. Анализ начинают с ее классификации по срокам образования, что позволяет держать под контролем состояние расчетов с потребителями энергетической продукции и покупателями побочной, не допуская превышения сроков оплаты. Оценка дебиторской задолженности включает в себя расчет следующих показателей:

$$\begin{aligned} \text{Доля дебиторской задолженности в текущих активах} &= \frac{\text{Дебиторская задолженность}}{\text{Текущие активы}} \\ \text{Доля сомнительной задолженности} &= \frac{\text{Сомнительная задолженность}}{\text{Дебиторская задолженность}} \\ \text{Оборачиваемость дебиторской задолженности} &= \frac{\text{Реализация}}{\text{Средняя дебиторская задолженность}} \\ \text{Период погашения дебиторской задолженности} &= \frac{360}{\text{Оборачиваемость дебиторской задолженности}} \end{aligned}$$

Повышение эффективности управления оборачиваемостью дебиторской задолженности тесно связано с формированием более совершенной системы тарифов на энергетическую продукцию.

Анализ ликвидности баланса заключается в сравнении средств по активу, сгруппированных по степени их ликвидности и расположенных в порядке убывания, с обязательствами по пассиву, сгруппированными по срокам их погашения, в порядке возрастания сроков (табл. 53). Баланс считается абсолютно ликвидным, если выполняются все неравенства, приведенные в табл. 53. Первые два из них характеризуют текущую ликвидность, а третье – отображает перспективную ликвидность. Текущая ликвидность свидетельствует о платежеспособности предприятия в ближайший промежуток времени, а перспективная – прогноз платежеспособности с учетом будущих поступлений и платежей. Четвертое неравенство носит балансирующий характер. Его истинность свидетельствует о выполнении минимального условия финансовой Устойчивости – наличия у предприятия собственных оборотных средств. На заключительном этапе рассчитывают финансовые коэффициенты, являющиеся относительными показателями и дополняющие общую картину оценки финансового состояния.

Таблица 53

Анализ ликвидности баланса энергообъединения

Актив	Сумма, млрд р.	Пассив	Сумма, млрд р.	Платежный излишек или недостаток
А1. Наиболее ликвидные активы, $K_{ден} + K_{ц.б}$	669	П1. Наиболее срочные обязательства, $K_{к.з}$	233	(А1 > П1) +436
А2. Быстро реализуемые активы, $K_{деб} + K_{пр}^{об}$	320	П2. Краткосрочные пассивы, $K_{кр}$	250	(А2 > П2) +70
А3. Медленно реализуемые активы, $K_{зан} + K_{ц.б}^д$	85	П3. Долгосрочные и среднесрочные пассивы, $K_{кр}^д$	–	(А3 > П3) +85
А4. Трудно реализуемые активы, $K_a - K_{ц.б}^д$	3377	П4. Постоянные пассивы, K_c	3968	(А4 < П4) -591
Баланс	4451	Баланс	4451	–

6.3. ОРГАНИЗАЦИЯ РЕМОНТНОЙ СЛУЖБЫ ПРЕДПРИЯТИЯ.

Износ и восстановление оборудования

Машины подвергаются физическому и моральному износу, вследствие чего они перестают соответствовать предъявляемым к ним требованиям и выполнять заданные функции.

Физический износ оборудования происходит как при его работе (износ 1-го рода), так и во время простоя (2-го рода) - старение резины, изоляции, окисление может происходить при работе машины под воздействием ряда факторов и при хранения, например, на складе под воздействием изменения окружающей среды. Главной причиной, порождающей физический износ многих машин, является механический износ их деталей. Причем в первый период износ происходит из-за ухудшения эксплуатационных характеристик оборудования, а в дальнейшем он может привести к экономической нецелесообразности эксплуатации машины или ее аварийному состоянию (износ вкладышей, подшипников, лопаточного аппарата, изоляции и т.д.).

Моральный (экономический) износ характеризуется уменьшением потребительской стоимости действующего оборудования под влиянием технического прогресса: появление новых более совершенных машин ведет к снижению стоимости ранее изготовленных.

Различают два вида морального износа:

- 1) утрату действующей техникой стоимости, по мере того как воспроизводство машин такой же конструкции становится дешевле например, снижение металлоемкости);
- 2) снижение стоимости машин вследствие появления более совершенных (например, новые машины с большим КПД).

Физический износ устраняют путем ремонта или замены детали (узла), а моральный – с помощью реконструкции, модернизации и замены оборудования на более совершенное. Модернизация позволяет увеличить сроки службы действующего оборудования при этом затраты на удаление морального износа несравненно ниже, чем на его замену, нередко при достижении тех же результатов. Модернизации могут быть подвергнуты как отдельные устройства, так и агрегаты и станции в целом. Комплексная модернизация оборудования позволяет получить практически новую станцию при затратах в несколько раз меньших, чем это потребовалось бы при полной замене оборудования, поскольку при модернизации большая часть узлов и деталей, как правило, более дорогих (базовых), остаются прежними.

В энергетике поддержание оборудования в работоспособном состоянии, восстановление его наиболее важных характеристик, улучшение эксплуатационных качеств и повышение экономической эффективности его использования достигается за счет применения системы **планово-предупредительного ремонта** (ППР). Такой ремонт оборудования электростанций, подстанций, электрических и тепловых сетей представляет собой комплекс работ, включающих в себя тщательный осмотр, проверки и испытания оборудования, ремонт и замену отдельных узлов и деталей, в результате которого значения технических и экономических показателей оборудования становятся близкими к проектным, что обеспечивает длительную надежную и экономичную работу оборудования. Основной принцип ППР – ремонт оборудования до начала его интенсивного износа и соответственно предупреждений аварий, а не ликвидация ее последствий (это не исключает необходимость в аварийном ремонте, если авария все же имела место).

Организация ремонтной службы предприятия

Задача ремонтной службы предприятия – обеспечение постоянной работоспособности оборудования и его модернизация, изготовление запасных частей, необходимых для ремонта, повышение культуры эксплуатации действующего оборудования, повышение качества ремонта и снижение затрат на его выполнение.

Ремонтную службу предприятия возглавляет отдел главного механика предприятия (ОГМ). Структура ремонтной службы представлена на рис. 8.3.

Функции ремонтной службы предприятия:

- разработка нормативов по уходу, надзору, обслуживанию и ремонту оборудования;
- планирование ППР;
- планирование потребности в запасных частях;
- организация ППР и (ППО), изготовления или закупки и хранения запчастей;
- оперативное планирование и диспетчирование сложных ремонтных работ;
- организация работ по монтажу, демонтажу и утилизации оборудования;
- организация работ по приготовлению и утилизации смазочно-охлаждающих жидкостей (СОЖ);
- разработка проектно-технологической документации на проведение ремонтных работ и модернизации оборудования;



Рис. 8.3. Структура ремонтной службы предприятия

- контроль качества ремонтов;
- надзор за правилами эксплуатации оборудования и грузоподъемных механизмов.

Система планово-предупредительного ремонта (ППР)

Система ППР – это комплекс планируемых организационно-технических мероприятий по уходу, надзору, обслуживанию и ремонту оборудования. Мероприятия носят предупредительный характер, т. е. после отработки каждой единицей оборудования определенного количества времени производятся профилактические осмотры и плановые ремонты его: малые, средние, капитальные.

Чередование и периодичность ремонтов определяется назначением оборудования, его конструктивными и ремонтными особенностями и условиями эксплуатации.

ППР оборудования предусматривает выполнение следующих работ:

- межремонтное обслуживание;
- периодические осмотры;
- периодические плановые ремонты:
 - малые;
 - средние;
 - капитальные.

Межремонтное обслуживание – это повседневный уход и надзор за оборудованием, проведение регулировок и ремонтных работ в период его эксплуатации без нарушения процесса производства. Оно выполняется во время перерывов в работе оборудования (в нерабочие смены, на стыке смен и т. д.) дежурным персоналом ремонтной службы цеха.

Периодические осмотры – осмотры, промывки, испытания на точность и прочие профилактические операции, проводимые по плану через определенное количество отработанных оборудованием часов.

Периодические плановые ремонты

Малый ремонт – детальный осмотр, смена и замена износившихся частей, выявление деталей, требующих замены при ближайшем плановом ремонте (среднем, капитальном) и составление дефектной ведомости для него (ремонта), проверка на точность, испытание.

Средний ремонт – детальный осмотр, разборка отдельных узлов, смена износившихся деталей, проверка на точность перед разборкой и после ремонта.

Капитальный ремонт – полная разборка оборудования и узлов, детальный осмотр, промывка, протирка, замена и восстановление деталей, проверка на технологическую точность обработки, восстановление мощности, производительности по стандартам и ТУ.

ППР осуществляется по плану-графику, разработанному на основе нормативов ППР:

- продолжительности ремонтного цикла;
- продолжительности межремонтных и межосмотровых циклов;
- продолжительности ремонтов;
- категорий ремонтной сложности (КРС);
- трудоемкости и материалоемкости ремонтных работ.

Ремонтный цикл – это период работы оборудования от начала ввода его в эксплуатацию до первого капитального ремонта или период работы между двумя капитальными ремонтами.

Структура ремонтного цикла – это порядок чередования ремонтов и осмотров, зависящих от типа оборудования, степени его загрузки, возраста, конструктивных особенностей и условий эксплуатации. Например, для агрегатных финишных станков структура ремонтного цикла имеет следующий вид

К - О - О - М₁ - О - О - М₂ - О - О - С₁ - О - О - М₃ - О - О - М₄ - О - О - С₂ - О - О - М₅ - О - О - М₆ - О - О - К,

где К – это капитальный ремонт (или ввод оборудования в эксплуатацию);

С – средний ремонт;

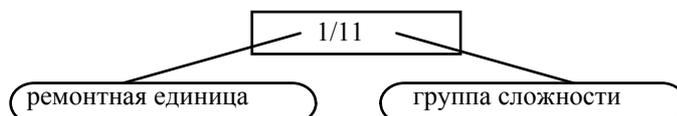
М – малый ремонт;

О – осмотр;

1, 2, 3, ..., 6 – порядковый номер ремонта в цикле.

Продолжительность ремонтного цикла – промежуток времени между двумя капитальными ремонтами.

Категория ремонтной сложности (КРС) присваивается каждой единице оборудования. В качестве *ремонтной единицы* принята 1/11 трудоемкости капитального ремонта токарно-винторезного станка 16К20, относящегося к одиннадцатой группе сложности.



Для единицы ремонтной сложности рассчитаны нормативы в часах для ремонтов по видам работ:

- слесарные;
- станочные;
- прочие (окрасочные, сварочные и др.).

Категория ремонтной сложности для механической и электрической частей оборудования рассчитываются отдельно.

Категория ремонтной сложности универсального оборудования определяется по справочнику ППР.

КРС специального технологического оборудования ($\alpha_{p.c}$) определяется трудоемкостью ремонтных работ:

$$\alpha_{p.c} = \frac{\sum_{i=1}^m t_{i.c.слес}}{t_{p.e.слес}}, \quad (29.1)$$

где $t_{i.c.слес}$ – норма времени выполнения каждой слесарной операции, в нормо-часах;
 $t_{p.e.слес}$ – норма времени на одну ремонтную единицу капитального ремонта оборудования, в нормо-часах;
 m – типовой перечень слесарных работ (с указанием процентов замены изношенных важнейших деталей), выполняемых при проведении капитального ремонта.

Для большинства оборудования в машиностроении и приборостроении норма времени на одну ремонтную единицу равна:

- 23 часа для механической части оборудования;
- 11 часов для электрической части.

Затраты на ремонт

Ежегодные затраты на КР и ТР, а также ТО энергетического оборудования определяются по формуле:

$$I_{экс} = K \cdot \alpha_{экс}, \quad (29.2)$$

где $\alpha_{экс}$ – норма ежегодных отчислений на эксплуатацию, текущий ремонт и обслуживание, определяется по табл. 54, тыс. руб.;

K – капиталовложения или балансовая стоимость основных фондов.

Таблица 54

Ежегодные нормы отчислений издержек на ТО, КР и ТР в процентах от балансовой стоимости оборудования

Виды основных средств	На капитальный и текущий ремонт, %	На техническое обслуживание и текущий ремонт, %	Общая, %
1	2	3	4
Персональные компьютеры и другая компьютерная техника	–	0,84	0,84
Измерительная техника, датчики, электрические счетчики и пр.	1,55	0,75	2,3
Силовое электрооборудование и распределительные устройства (ОРУ, ЗРУ, выключатели, трансформаторы, шины, измерительные трансформаторы, изоляторы, распределительные шины и др.)	3,70	2,49	1,21
Щиты вводные и распределительные	14,83	9,45	5,38
Аккумуляторы кислотные	4,09	2,75	1,34

Продолжение таблицы 54

1	2	3	4
ВЛ от 0,4 до 20 кВ			
– на металлических или железобетонных опорах	0,85	0,6	0,25
– на опорах из пропитанной древесины или непропитанной лиственницы	1,95	1,7	0,25
– на опорах из неопитанной древесины	2,25	2,0	0,25
ВЛ от 35 и выше на металлических или железобетонных опорах	0,65	0,4	0,25
ВЛ от 35 и выше на опорах из пропитанной древесины или непропитанной лиственницы	2,1	1,6	0,5
Кабельные линии до 10 кВ, со свинцовой или алюминиевой оболочкой, проложенные в земле или помещении	0,4	0,3	0,1
Кабельные линии до 10 кВ, со свинцовой оболочкой, проложенные под водой	0,7	0,6	0,1
Кабельные линии 20-35 кВ, со свинцовой или алюминиевой оболочкой, проложенные в земле или помещении	0,5	0,4	0,1
Кабельные линии 20-35 кВ, со свинцовой оболочкой, проложенные под водой	0,9	0,8	0,1
Кабельные линии 110-220 кВ, маслonaполненные, проложенные в земле или помещении	0,6	0,5	0,1
Кабельные линии 110-220 кВ, маслonaполненные, проложенные под водой	1,1	1,0	0,1

Покупная электроэнергия и ее потери в системах электроснабжения

Количество электроэнергии, поступившее в систему электроснабжения, можно найти по формуле баланса:

$$W_{\text{пок}} = W_{\text{р}} + \Delta W, \quad (29.3)$$

где $W_{\text{пок}}$ – покупная электроэнергия, кВт·ч;

$W_{\text{р}}$ – потребление электроэнергии, обусловленное нагрузками потребителей, кВт·ч;

ΔW – потери электроэнергии, кВт·ч.

Как правило, расчет по указанной формуле проводится за час, сутки, месяц и год, для экономических расчетов преимущественно применяют месячные и годовые формы баланса электроэнергии.

Изменение количества электроэнергии поступившее в СЭС может привести к изменению издержек на покупку электроэнергии (I_w), что отражается в экономических расчетах:

$$I_w = W_{\text{пок}} \cdot T_{\text{пок}}, \quad (29.4)$$

где $T_{\text{пок}}$ – тариф на покупку электроэнергии от внешних СЭС, руб/кВт·ч.

Базовым определением потерь являются фактические (отчетные) потери электроэнергии, определяемые как разность между электроэнергией, поступившей в сеть, и электроэнергией, отпущенной из сети, определяемая по данным системы учета электроэнергии.

Фактические потери электроэнергии могут быть разделены на четыре составляющие:

1) технические, обусловленные физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии по электрическим сетям и выражающимися в преобразовании части электроэнергии в тепло в элементах сетей.

2) расход электроэнергии на собственные нужды подстанций, необходимый для обеспечения работы технологического оборудования подстанции и обслуживающего персонала. Расход электроэнергии регистрируется счетчиками, установленными на трансформаторах собственных нужд.

3) потери электроэнергии, обусловленные инструментальными погрешностями ее измерения (инструментальные потери).

4) коммерческие потери, обусловленные хищениями электроэнергии. Некоторая часть литературных источников относит к ним несоответствие показаний счетчиков оплате за электроэнергию. Однако, например, договор на электроснабжение, ПТЭ и ряд иных нормативных документов указывает на свободный доступ энергоснабжающей организации к системам учета, что позволяет энергоснабжающей организации установить расхождение и принять меры по ликвидации возникшей задолженности потребителем электроэнергии (с учетом пеней и штрафов). Таким образом, нельзя относить несоответствие показателей счетчиков оплате за электроэнергию к потерям.

Ряд литературных источников считает, что технические потери не могут быть измерены, и что их значения можно получить только расчетным путем. Однако, в некоторых случаях (при отсутствии коммерческих потерь или возможности их учета) технические потери могут быть измерены с некоторой погрешностью. Причем в указанном случае технические потери будут в своем большинстве измерены с большей точностью. Это объясняется тем, что расчеты технических потерь предполагают использование измеренных величин тока, напряжения, мощности, что может привести к еще большим погрешностям в измерении и расчете потерь, нежели измерение их с помощью измерительных средств (таких как счетчиков электроэнергии).

Технические и инструментальные потери, а также расход электроэнергии на собственные нужды подстанций должен учитываться в экономических расчетах, как издержки производства, т.е. присутствовать в формуле (43). Коммерческие потери оплачиваются энергоснабжающей организацией за счет прибыли, и учитываться в формуле (43), не могут, однако они учитываются при распределении прибыли. При этом, снижение коммерческих потерь приводит к увеличению прибыли предприятия, а некоторые мероприятия по снижению коммерческих потерь (например, установка более совершенных систем учета, периодическая проверка приборов учета и точки подключения потребителей) при высокой их эффективности позволяют учесть расходы на мероприятия в себестоимости электроэнергии, тем самым к частичной оплате расходов по снижению потерь потребителем.

Технические потери электроэнергии в элементе системы электроснабжения в общем виде при известных параметрах элемента определяются по формулам:

$$\Delta W = \Delta P_{\max} \cdot \tau, \quad (29.5)$$

$$\Delta W = \Delta P_{\text{cp}} \cdot T_{\text{r}} \cdot k_{\phi}^2, \quad (29.6)$$

где ΔP_{\max} – потери в элементе сети, кВт;
 τ – число часов наибольших потерь, час/год;
 T_{r} – число часов в году (8760), час/год;
 k_{ϕ} – коэффициент формы графика нагрузки.

Более подробно вопросы оценки потерь рассмотрены в источнике /3/, причем в указанной литературе рассматриваются вопросы оценки потерь в системах электроснабжения и при неполных параметрах системы электроснабжения.

Суммарные потери электроэнергии в системе электроснабжения определим по формуле:

$$\Delta W_{\Sigma} = \sum_{i=1}^N \Delta W_i, \quad (29.7)$$

где ΔW_i – потери в элементе системы электроснабжения (ВЛ, трансформаторе и компенсирующем устройстве и т.д.), кВт·ч;
 T – число элементов системы электроснабжения.

Сетевое планирование в инвестиционном проекте

Правила сетевого планирования

После принятия решения о начале работ над ИП или разработке графика ППР необходимо решить задачу окончания работ за заданное время с использованием выделенных ресурсов. Для решения этой задачи в 1956-1958 гг. были разработаны два метода. Один из которых – метод критического пути (МКП) впервые был применен компанией DuPont Co, который будет рассмотрен далее. Другой метод – метод оценки и пересмотра проектов (ПЕРТ) был разработан для министерства военно-морских США. Характерным для этих методов является изображение проекта в виде сети взаимосвязанных работ. В настоящее время большее распространение получили МКП, при этом сетевая диаграмма имеет тип «вершина – работа», используемый например, в программе Project фирмы Microsoft. В методе ПЕРТ используется другой тип сетевой диаграммы «вершина событие» (рис. 51). Рассмотрим далее основные принципы построения сетевого графика проекта.

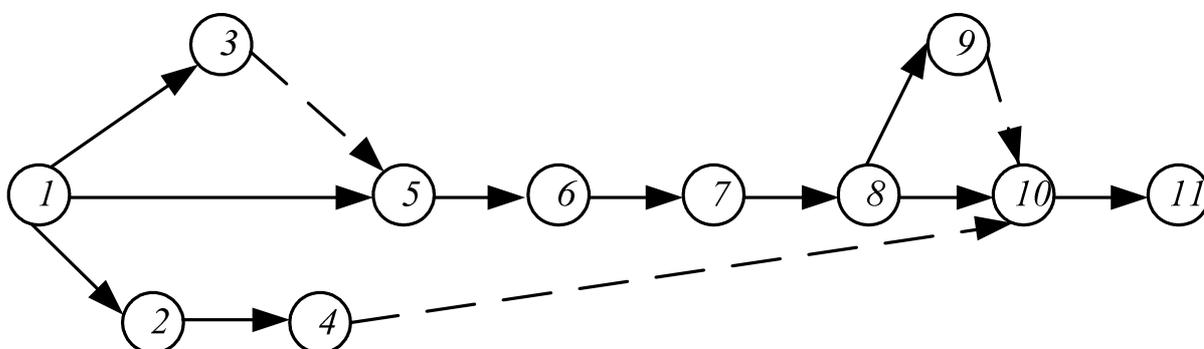


Рис. 51. Сетевой график ИП.

Сетевой график – это логическая последовательность работ, ведущих к поставленной цели. Сетевое планирование начинается с составления перечня работ и оценок их продолжительности. При этом работы изображаются стрелками, направление которых указывает продвижение работ по проекту (рис. 45). События, соответствующие

началу и завершению работ (или моменты времени), изображают в виде узлов сети, которые нумеруются соответствующим образом.

Рассмотрим основные правила построения сети:

1) никакие две работы не могут быть одновременно одними и теми же событиями. Это означает, что участок сети изображенной на рис. 52 неверно отображает две одновременно завершившиеся работы. В такой ситуации участок сети должен иметь вид изображенный на рис. 53.

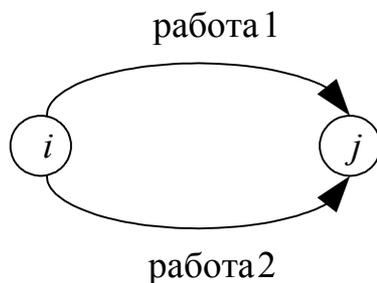


Рис. 52. Две одновременно завершившиеся работы не могут быть одними и теми же событиями.

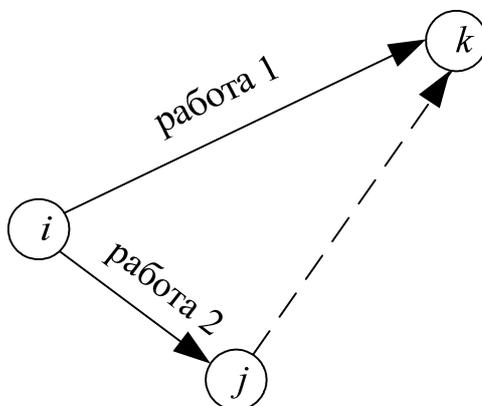


Рис. 53. Правильное отображение завершения двух одновременных работ.

2) фиктивная работа не требует ни времени, ни ресурсов, она вводится только для целей однозначности событий, связанных завершением работ. Такой прием используется в ситуациях, когда работы 3 и 4 должны следовать за работой 2, но работа 1 не обязательно должна предшествовать работе 4., как изображено на рис. 54

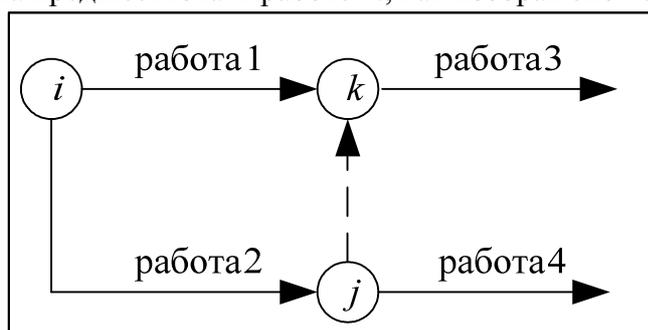


Рис. 54. Фиктивная работа, показывающая однозначность событий, связанных с завершением работ.

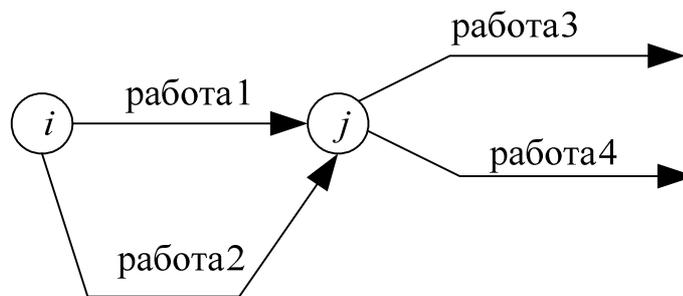
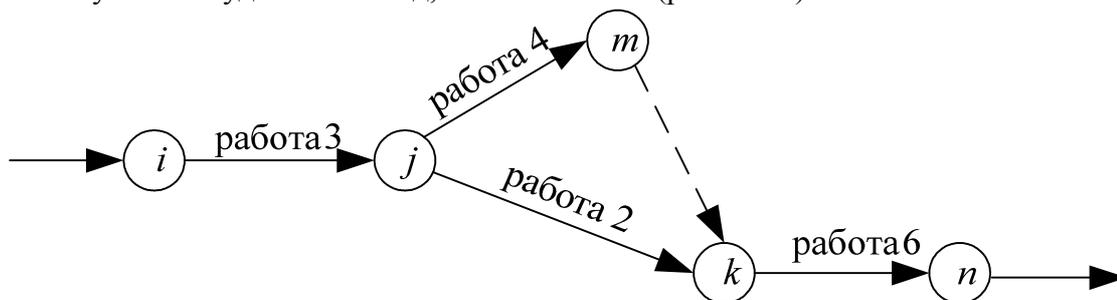


Рис. 55. Работы 1 и 2 имеют разное время окончания, но завершаются одновременно.

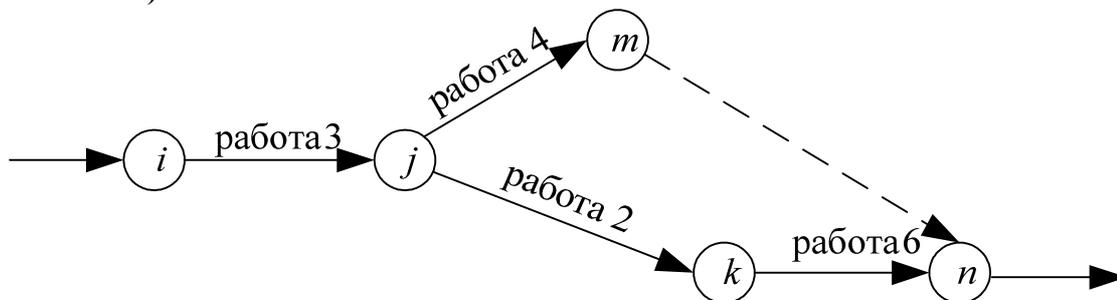
Из участка сети изображенной на рис. 55 следует, что в случае, когда работы 1 и 2 имеют различное время окончания, они обе должны завершиться прежде, чем смогут начаться работы 3 и 4.

3) Соотношение предшествования – следования должны соблюдаться на всем протяжении сети. Предположим, например, что работа 56 следует за работами 4 и 2, которые в свою очередь следуют за работой 3 (рис. 56. а).

Тогда участок сети является правильным только в том случае, если работа 4 будет завершена прежде, чем может начаться работа 6. Если же требование состоит лишь в том, что работ 4, и работа 6 заканчиваются прежде, чем может начаться последующая работа, то данный участок будет иметь вид, показанный на (рис. 56. б).



а)



б)

Рис. 56. Соотношение предшествования – следования должны соблюдаться на всем протяжении сети.

Работа 1-3 (общепринятым считается обозначение работы номерами событий, соответствующих ее началу и концу) должна закончиться прежде, чем работа 6-7, работа 1-2 должна закончиться прежде, чем работа 5-6. и т.д. Когда момент окончания предшествующей работы совпадает с моментом начала последующей, они считаются одним и тем же событием.

Сетевое планирование ремонтно-эксплуатационных и строительно-монтажных работ

Планирование ремонтно-эксплуатационных (строительно-монтажных) работ осуществляется с помощью сетевого графика. Исходными данными для сетевого планирования являются перечень необходимых работ, их продолжительности и количество занятых на данной работе. По ним определяется трудоемкость каждой работы. Результаты расчетов оформляются в виде табл. 55.

Перечень работ по реализации проекта

№	Наименование работы	Продолжительность, час.	Количество занятых, чел.	Трудоемкость, чел.час.
1	2	3	4	5

Основные элементы сетевого графика:

Основные элементы сетевого графика:

работа;

событие – начало или завершение работы;

начальное (нулевое) событие – начало всех работ, точка отсчета;

итоговое (завершающее) событие – завершение всех работ, сдача АИС в эксплуатацию;

путь – последовательность работ от начального события до итогового;

длина пути – сумма продолжительностей, лежащих на нем работ;

критический путь – путь наибольшей длины; указывает срок окончания всех работ.

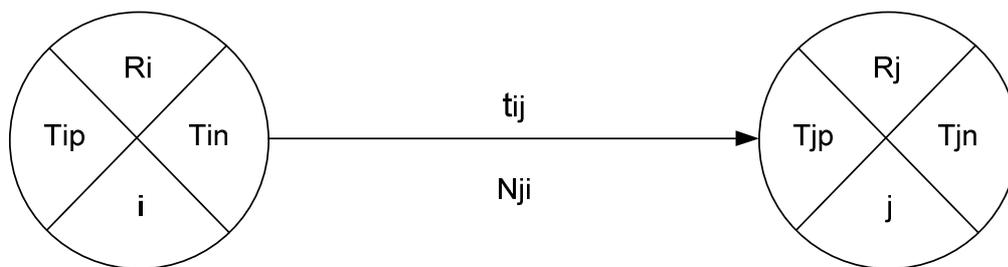


Рис. 57. Изображение элементов сетевого графика работ:

i, j – номер события;

T_{ip}, T_{jp} – наиболее ранний срок свершения события;

T_{in}, T_{jn} – наиболее поздний срок свершения события;

R_i, R_j – резерв времени по событию;

t_{ij} – продолжительность работы;

N_{ij} – число занятых на данной работе.

Обычно в проекте требуется составить сетевой график ремонтно-эксплуатационных и строительно-монтажных работ по системе электроснабжения в целом или ее отдельным элементам. Затем определяются вышеперечисленные параметры, а также критический путь, рассчитываются резервы времени по событиям. При этом часто выполняется несколько этапов оптимизации с целью уменьшения времени выполнения всех работ и сокращения числа, занятых на этих работах. По последнему, оптимизированному варианту сетевого графика делается заключение об уровне организации строительно-монтажных работ и определяется количество и состав бригад ведущих работы на объекте, а также определяется срок окончания проекта работ.

Формулы расчета временных параметров сетевых моделей представлены ниже.

Ранний срок начала работы – суммарная продолжительность работ, лежащих на максимальном из путей, ведущих к данной работе от исходного события:

$$\tau_{i-j}^{PH} = \max(\tau_{h-i}), \quad (29.8)$$

где h – исходное событие;

i – начальное событие;

j – конечное событие.

Ранний срок окончания работы – сумма раннего срока начала и продолжительности работы:

$$\tau_{i-j}^{PO} = \tau_{i-j}^{PH} + \tau_{i-j}, \quad (29.9)$$

где τ_{i-j} -продолжительность работы – оценка времени выполнения работы, полученная расчетным путем.

Поздний срок начала работы – разность позднего срока окончания и продолжительности работы:

$$\tau_{i-j}^{ПН} = \tau_{KP} - (\tau_{i-j} + \max(\tau_{i-k})), \quad (29.10)$$

Поздний срок окончания работы – разность между продолжительностью критического пути и суммарной продолжительностью работ, лежащих на максимальном из путей, ведущих от данного события (конца работы) к завершающему событию:

$$\tau_{i-j}^{PO} = \tau_{i-j}^{PO} + \tau_{i-j}, \quad (29.11)$$

Полный резерв времени работы – величина резерва времени максимального из путей, проходящих через данную работу:

$$R_{i-j} = \tau_{i-j}^{ПН} - \tau_{i-j}^{PH} = \tau_{i-j}^{ПО} - \tau_{i-j}^{PO}, \quad (29.12)$$

Свободный резерв времени работы – максимальное время, на которое можно увеличить продолжительность работы, не изменяя при этом ранних сроков начала последующих работ при условии, что непосредственно предшествующее событие поступило в свой ранний срок:

$$\Gamma_{i-j} = \tau_{i-k}^{PH} - \tau_{i-j}^{PH} - \tau_{i-j}, \quad (29.13)$$

Важнейшим этапом при использовании метода сетевого планирования и управления является построение сетевого графика, когда необходимо учесть последовательность событий, а так же все логические связи между ними.

Способы ремонтного обслуживания

Используют три способа ремонтного обслуживания: хозяйственный, подрядный и смешанный.

«Хозяйственный способ. При этой форме ремонта обслуживание осуществляется силами и средствами самих станций. Может быть использована цеховая (децентрализованная) форма ремонтного обслуживания, централизованная внутри станции (применительно к тепловым станциям) или в пределах каскада (применительно к ГЭС), а также смешанная.

При **цеховой форме** ремонтного обслуживания капитальные и текущие виды ремонта оборудования рассредоточены по основным цехам станции и производятся ремонтным персоналом соответствующего цеха на закрепленном за ним оборудовании. В обязанности ремонтного персонала цехов входит также межремонтное обслуживание оборудования. Изготовление необходимых для ремонта запасных частей и приспособлений сосредотачивается в этом случае в мастерских станции.

Цеховая форма имеет как преимущества, так и недостатки. С одной стороны, очень удобно, когда в распоряжении каждого начальника цеха станции имеется ремонтный персонал, который может быть использован для проведения плановых, внеплановых и аварийных видов ремонта. Высокая ответственность, квалификация ремонтного персонала и повторяемость работ не требуют особого контроля при ремонте со стороны руководящего инженерно-технического персонала. Высокая производительность труда относительно низкие затраты на содержание цехового ремонтного персонала приводят к тому, что ремонт обходится относительно недорого (по сравнению с подрядным способом). С другой стороны, цеховая форма не всегда экономически целесообразна. Эта форма экономически оправдана только для крупных станций, имеющих сравнительно большой объем ремонтных работ, в противном случае ремонтный персонал не может быть загружен полностью в течение года.

При **централизованной форме** ремонта внутри предприятия (например, тепловой станции) ремонтный персонал объединяется в подразделения централизованного ремонта и выполняет в основном все работы по ремонту теплосилового и сантехнического оборудования. Капитальный ремонт электротехнического и турбинного оборудования, устройств автоматики выполняют соответственно цеха (электроцех, турбинный цех и т.д.) или службы ремонта, которые ведут, как правило, только капитальный ремонт оборудования станции. Централизация ремонта дает возможность лучше использовать персонал, а также ремонтное оборудование и приспособления.

При **смешанной форме** ремонта часть работы выполняется соответствующими цехами станции, а часть – общестанционным персоналом тепловой станции или общекаскадным персоналом при объединении ГЭС в каскады.

Подрядный способ. При этом способе основная часть работ выполняется централизованно, но уже не своими силами, а специализированными организациями – предприятиями энергосистемы, или независимыми ремонтными и строительно-монтажными организациями на основе конкурса. Центральные ремонтные предприятия энергообъединения – самостоятельные организации, которые, так же как и специализированные предприятия энергоремонта, выполняют ремонт оборудования по договорам со станциями. Они выполняют заказы по изготовлению запасных частей, приспособлений и инструмента для ремонта некоторых видов нестандартного оборудования, разрабатывают технологическую документацию по ремонту, реконструкции и модернизации оборудования, а также по механизации ремонтных работ.

Для ремонта транспортабельного оборудования в заводских условиях и изготовления запасных частей в них организуются специальные цеха: механический, ремонтный, тепломеханического оборудования, ремонта контрольно-измерительной аппаратуры и автоматики, электроремонтный. Наиболее развитая форма централизации – **комплексный ремонт**, при котором предприятия выполняют все работы по капитальному ремонту основного и вспомогательного оборудования электростанции. В некоторых случаях ремонтная организация ограничивается только техническим руководством ремонтными работами, проводимыми станционным персоналом.

На предприятиях организуют выездные бригады (линейный персонал), которые последовательно проводят все необходимые ремонтные работы на отдельных станциях или организуют участки централизованного ремонта на обслуживаемых станциях с постоянным персоналом и местом проживания.

При централизованном ремонте появляется возможность:

- применять более квалифицированный труд, т. е. содержать специалистов высокой квалификации по отдельным видам работ (наладке, центровке узлов, устранению вибрации и т.д.);

- лучше использовать ремонтный персонал и снижать его численность в целом по энергообъединению;

- применять более совершенное оборудование для ремонтных работ и улучшать их организацию и технологию;

- повышать качество запасных частей и снижать их себестоимость.

Централизованный ремонт имеет следующие недостатки:

- осложняется планирование работы ремонтного персонала;
- завышается стоимость работ по сравнению с ремонтом, выполненным хозяйственным способом;
- в некоторых случаях возможно снижение ответственности ремонтного персонала за качество работ;
- небольшой срок гарантии (один месяц).

Смешанный способ. В этом случае часть работ проводится силами и средствами предприятия, а часть – подрядной организацией. Вопрос о выборе рациональной формы ремонтного обслуживания в каждом конкретном случае должен решаться с учетом специфики энергосистемы, энергопредприятия и местных условий района.

5. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К ЛАБОРАТОРНЫМ ЗАНЯТИЯМ

Для решения лабораторных задач рекомендуем воспользоваться методической литературой:

Судаков Г.В. «Экономическая оценка проектов по строительству, реконструкции и модернизации объектов теплоэнергетики». (Издание планируется в 2008 г, I семестр).

Судаков Г.В. «Экономическая эффективность внедрения автоматизированных информационных систем и продуктов». – Благовещенск: АмГУ, 2006.

дополнительно: Судаков Г.В., Галушко Т.А. «Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов. – Благовещенск: АмГУ, 2006.

Так как в указанной литературе имеются примеры расчета по каждой из ниже приведенной задачи, то ниже приводится решение только первой задачи.

1. Расчет себестоимости тепловой и электрической энергии на ТЭЦ. Расчет экономической эффективности и финансовой состоятельности строительства ТЭЦ.

ТЕМА 1. КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ В ЭНЕРГЕТИКУ.

Вопросы, рассматриваемые на практике

1. Капитальные вложения.
2. Укрупненные показатели стоимости (УПС).
3. Смета на строительство энергетического объекта.
4. Зональные повышающие коэффициенты, увеличивающие стоимость строительства.
5. Повышающие коэффициенты, учитывающие особенности строительства.

Теоретическая часть. Рассмотрена в лекции «Капитальные вложения в энергетику».

Контрольное задание.

Требуется определить объем капитальных вложений в электрическую станцию мощностью 1200 МВт и составом оборудования 4×Т-250/300-240. Район строительства Амурская область. Вид топлива: высокозольный уголь. Усложняющие условия отсутствуют.

Решение.

Капиталовложения в строительство ТЭС определяется по формуле:

$$K_{ТЭЦ} = [K_1 + K_2 \cdot (n_{\text{бл}} - 1)] \cdot k_p \cdot k_m \cdot k_{\text{инф}}$$

где K_1, K_2 – капитальные вложения соответственно в первый и последующий агрегаты, определенные по нормативам на уровне стоимости базового года (справочные данные для турбины $K_1 = 94,4$ млн. руб., $K_2 = 69,4$ млн. руб. [7];

$k_p, k_m, k_{\text{инф}}$ – коэффициенты, учитывавшие район сооружения, вид топлива и уровень инфляции основным фондам соответственно в рассматриваемом или прогнозируемом году.

$$k_p = 1,39, k_m = 1,25,$$

Определяем капиталовложения в ценах 2006 г. (I квартал): коэффициент переоценки $k_{\text{инф}} = 42$

$K_{ТЭЦ} = [K_1 + K_2 \cdot (n_{\text{бл}} - 1)] \cdot k_p \cdot k_m \cdot k_{\text{инф}} = 94,4 + 69,4 \cdot (4 - 1) \cdot 1,39 \cdot 1,25 \cdot 42 = 15287,80$ млн. руб.

Распределим капитальные вложения на турбину. Для этого определим ее стоимость аналогично расчету капитальных вложений в ТЭЦ:

$K_{\text{турб}} = [K_{1\text{турб}} + K_{2\text{турб}} \cdot (n_{\text{бл}} - 1)] \cdot k_p \cdot k_m \cdot k_{\text{инф}} = 59,6 + 45,2 \cdot (4 - 1) \cdot 1,39 \cdot 1,25 \cdot 42 = 9955,01$ млн. руб.

Капиталовложения в здания и сооружения составляю приблизительно 20% от общей стоимости станции:

$$K_{\text{зд.соор}} = K_{ТЭЦ} \cdot 0,20 = 3057,56 \text{ млн. руб.}$$

Капитальные вложения в котельную установку:

$$K_{\text{котел}} = K_{\text{ТЭЦ}} - K_{\text{турб}} - K_{\text{зд.соор}} = 15287,80 - 9955,01 - 3057,56 = 2275,23 \text{ млн. руб.}$$

Для удобства последующих расчетов распределим капитальные вложения по годам строительства.

Таблица 56

Распределения апитальных вложений по годам строительства

Годы строительства и эксплуатации	Капиталовложения, %	Капиталовложения, млн, руб	Освоение мощности, %
1	15	2293,17	-
2	29	4433,46	-
3	35	5350,73	-
4	19	2904,68	40
5	2	305,76	60
6	-	-	80
7	-	-	100

ТЕМА 2. РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАТРАТ

Нормы амортизации. Физически износ. Амортизационные отчисления. Эксплуатационные издержки. Годовой расход топлива. Издержки на топливо. Цена топлива.

Теоретическая часть. Рассмотрена в лекции «Себестоимость в энергетике» и №12 «Производственные структуры управления ТЭС. Численность персонала».

Контрольное задание

Контрольное задание. Для предыдущей задачи требуется определить эксплуатационные затраты, амортизационные отчисления. Ежегодный расход топлива. Затраты на топливо.

ТЕМА 3. РАСЧЕТ ЧИСЛЕННОСТИ ПЕРСОНАЛА ТЭС И ЗАРАБОТНОЙ ПЛАТЫ

Нормы численности персонала. организационная структура ТЭС (ТЭЦ). Расхода на социальные нужды. Премия. Оклад. Районные повышающие коэффициенты.

Теоретическая часть. Рассмотрена в лекции «Производственные структуры управления ТЭС. Численность персонала».

Контрольное задание

Для предыдущей задачи требуется определить численность управленческого, ремонтного и оперативного персонала ТЭС (ТЭЦ), заработную плату.

ТЕМА 4. РАСЧЕТ ПРОЧИХ ЗАТРАТ И ОБЩЕЙ СЕБЕСТОИМОСТИ ПРОИЗВОДСТВА.

Норматив прочих затрат. Распределение себестоимости по фазам производства.

Теоретическая часть. Рассмотрена в лекции «Себестоимость в энергетике» и №12 «Производственные структуры управления ТЭС. Численность персонала».

Контрольное задание

Для предыдущей задачи требуется определить: прочие затраты, общую себестоимость производства электрической и тепловой энергии. Распределить себестоимость по группам затрат в виде таблицы.

ТЕМА 5. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ СЕБЕСТОИМОСТИ ПО ПРОИЗВОДСТВЕННЫМ ПОДРАЗДЕЛЕНИЯМ. РАСЧЕТ УДЕЛЬНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СЕБЕСТОИМОСТИ ТЕПЛОВОЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Распределение себестоимости по калькуляционным статьям и экономическим элементам. Определение точки безубыточности и некоторых показателей производительности. тепловой энергии на производство и теплоснабжения кДж (Гкал), Объем производства электрической энергии (кВт·ч)

Теоретическая часть. Рассмотрена в лекции «Себестоимость в энергетике»

Контрольное задание

Для предыдущей задачи требуется определить: общую себестоимость производства электрической и тепловой энергии. Распределить себестоимость по группам затрат в виде таблицы.

ТЕМА 6. ТАРИФЫ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ И ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ.

Понятие цена и тариф. Одноставочные, двухставочные и дифференцированные по зонам (времени) суток тарифы. Штрафные и льготные тарифы. Нормативная прибыль. Преимущества и недостатки различных тарифных систем. Органы регулирующие тарифы: Федеральная служба по тарифам (ФСТ) и ее региональные отделения. Состав ФСТ. Тарифы по диапазонам напряжения. Средний тариф энергоснабжающей организации.

Теоретическая часть. Рассмотрена в лекции «Формирование тарифов на электрическую энергию»

Контрольное задание

Для вышеприведенной задаче рассчитать тариф на тепловую и электрическую энергию при заданной норме прибыли 15%. Определить выручку от реализации продукции ТЭС (ТЭЦ) исходя из графика нагрузки.

ТЕМА 7. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИНВЕСТИЦИЙ

Экономическая и финансовая оценка. Простая норма прибыли. простой срок окупаемости. Чистый дисконтированный доход. Внутренняя норма доходности (ВНД). Пороговые значения ВНД. Дисконтированный срок окупаемости. Преимущества и недостатки различных методов расчета. Эквивалентный аннуитет. Дисконтированный срок окупаемости. Расчетный период проекта.

Теоретическая часть. Рассмотрена в лекции «Описания разделов бизнес-плана проекта: разработка и внедрение автоматизированной информационной системы АИС»

Контрольное задание

Рассчитать по ранее приведенной задаче ЧДД, ВНД и дисконтированный срок окупаемости. Построить график зависимости ЧДД от времени. Сделать вывод.

2. Анализ бизнес-идеи АИС. Экономическая и финансовая оценка разработки и внедрения АИС. Бизнес-план.

ТЕМА 8. ФУНКЦИОНАЛЬНОЕ ОБСЛЕДОВАНИЯ ОБЪЕКТА УПРАВЛЕНИЯ

Методологии функционального и информационного моделирования: IDEF0, IDEF1 (функциональный юлок, интерфейсная дуга, декомпозиция, глоссарий) и DFD (поток данных, процесс, накопитель данных, внешняя сущность.). Описание бизнес-процессов на предприятии.

Теоретическая часть. Рассмотрена в лекции «Качественная оценка бизнес-идеи АИС»

Контрольное задание

Для заданного объекта автоматизации провести функционально и информационное обследование, используя базовую методологию DFD. Для одной подсистемы сформировать спецификацию бизнес-процессов.

ТЕМА 9. ТРУДОЕМКОСТЬ РАЗРАБОТКИ АИС. ЧИСЛЕННОСТЬ РАЗРАБОТЧИКОВ АИС

Расчет численности персонала разработчиков. Эффективный и календарный фонд рабочего времени. Расчет трудоемкости разработки АИС.

Теоретическая часть. Рассмотрена в лекции «Планирование производства и расчет затрат на создание и внедрени АИС»

Контрольное задание

Для вышеприведенной задаче рассчитать трудоемкость разработки подсистемы АИС и численность персонала разработчиков.

ТЕМА 10. РАСЧЕТ КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ В АИС. РАСЧЕТ ЗАТРАТ НА ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ.

Капитальные вложения. Смета проекта. Строительно-монтажные и прочие услуги. Амортизационные отчисления и эксплуатационные затраты.

Теоретическая часть. Рассмотрена в лекции «Планирование производства и расчет затрат на создание и внедрение АИС»

Контрольное задание

Для вышеприведенной задачи рассчитать капитальные вложения в проекта разработки АИС. Определить амортизационные отчисления и затраты на техническое обслуживание и ремонт

ТЕМА 11. РАСЧЕТ СЕБЕСТОИМОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ АИС

Классификация экономических элементов: заработная плата, отчисления на социальные нужды, затраты на ремонт и техническое обслуживание, амортизационные отчисления, канцелярские расходы и расходные материалы, коммунальные расходы, транспорт, связь, аренда, затраты на электроэнергию, прочие расходы.

Теоретическая часть. Рассмотрена в лекции «Калькуляция себестоимости и стоимостная оценка результатов деятельности АИС»

Контрольное задание

Для вышеприведенной задачи рассчитать себестоимость по группам затрат.

ТЕМА 12. СТОИМОСТНАЯ ОЦЕНКА РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ АИС

Оценка финансовых результатов деятельности АИС в энергетике и бизнесе. Расчетные коэффициенты эффективности. Внешний и внутренний эффект от автоматизации

Теоретическая часть. Рассмотрена в лекции «Калькуляция себестоимости и стоимостная оценка результатов деятельности АИС»

Контрольное задание

Для вышеприведенной задачи выручку от реализации (внедрения) АИС.

ТЕМА 13. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ И ФИНАНСОВАЯ ОЦЕНКА ИП ВНЕДРЕНИЯ АИС

Расчет потребности в основном и оборотном капитале. Капиталовложения: капитал и заемный капитал. Производственные запасы. Дебиторская задолженность. Оборотный капитал. Кредиторская задолженность. Инвестиции. Отчет о прибыли. Отчет о движении денежных средств. Баланс инвестиционного проекта. Коэффициенты финансовой оценки проекта: показатели рентабельности, показатели оборачиваемости, показатели финансового состояния, коэффициенты ликвидности, коэффициент автономии. Экономическая оценка ИП. Простая норма прибыли, простой срок окупаемости. Чистый дисконтированный доход. Внутренняя норма доходности (ВНД).

Теоретическая часть. Рассмотрена в лекции «Оценка финансовой состоятельности инвестиционного проекта»

Контрольное задание

Для вышеприведенной задачи оценить экономическую эффективность методом ЧДД и рассчитать дисконтированный срок окупаемости АИС. Оценить финансовую состоятельности ИП внедрения АИС

ТЕМА 14. ОЦЕНКА ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ РАЗРАБОТЧИКОВ АИС

Объект интеллектуальной собственности. Методы оценки: доходный и рыночный. Коэффициенты: достигнутого результата, сложности технической задачи, новизны. Проблема защиты объектов интеллектуальной собственности.

Теоретическая часть. Рассмотрена в лекции «оценка интеллектуальной собственности»

Контрольное задание

Для вышеприведенной задачи определить доходным методом величину интеллектуальную собственности в денежном выражении.

6 МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ОРГАНИЗАЦИИ МЕЖСЕССИОННОГО И ЭКЗАМЕНАЦИОННОГО КОНТРОЛЯ ЗНАНИЙ

Промежуточный контроль знаний оценивается по выполненным работам.

Критерии оценки знаний студентов на зачете:

Итоговая оценка знаний студента оценивается по двухбалльной системе. При этом учитываются: выполнение самостоятельной работы, и подготовка работ. На зачете студент должен раскрыть поставленные перед ним вопросы по теме дисциплины и решить предложенную задачу.

При отсутствии выполненных контрольных заданий, отсутствии подготовленных и защищенных работ, а также при нераскрытии поставленных перед студентом вопросов по темам дисциплины зачет считается не выполненным и студенту выставляется оценка «неудовлетворительно»

Итоговая экзаменационная оценка знаний студента оценивается по пятибалльной системе. При этом учитываются: выполнение самостоятельной работы, участие студента в обсуждении тем лабораторных занятий, качество подготовки контрольных работ и раскрытие вопросов экзаменационного билета. Если студент не выполнил самостоятельную работу, то экзаменационная оценка понижается на один балл.

Оценка «отлично» - материал усвоен в полном объеме, изложен логично, сделаны выводы, самостоятельная работа выполнена.

Оценка «хорошо» - в усвоении материала имеются некоторые пробелы, ответы на дополнительные вопросы недостаточно четкие.

Оценки «удовлетворительно» - не полные ответы на вопросы билета, затрудняется отвечать на дополнительные вопросы.

Оценка «неудовлетворительно» - самостоятельная работа не выполнена, ответы не раскрывают вопросы экзаменационных билетов.

ТЕКУЩИЙ КОНТРОЛЬ

Темы докладов.

1 Проблемы развития производственного комплекса электроэнергетики России: электроэнергетика и ее основные функции.

2. Особенности производственного процесса в энергетике и их влияние на организационно-производственную структуру энергокомпаний. Организационно-производственные структуры энергокомпаний, создаваемых в процессе реформирования отрасли.

3. Управление производственными запасами энергетической компании. Определение оптимального размера заказа и запаса топлива. Системы управления запасами (виды запасов). Управление дебиторской задолженностью энергетической компании.

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

5. Показатели эффективности использования трудовых ресурсов в энергетике.

6. Производственная мощность энергетических компаний. Показатели использования производственной мощности.

7. Расход электроэнергии и мощности на собственные нужды электростанций. Потери мощности и электроэнергии в электрических сетях. Графики электрической нагрузки.

8. Влияние особенностей энергетического производства на себестоимость электроэнергии и тепла. Классификация затрат: по экономическому назначению (основные и

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

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

10. Основные формы разделения труда в энергетике: технологическое, функциональное, квалификационное, профессиональное. Трудовой Кодекс РФ.

11. Назначение, структура и содержание бизнес-плана энергокомпании.

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

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

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

15. Методы оценки эффективности инвестиций.

16. Проблема внедрения автоматизированных систем на энергетических предприятиях.

ПРОМЕЖУТОЧНЫЙ КОНТРОЛЬ

Перечень и темы промежуточных форм контроля знаний.

К промежуточным формам контроля знаний относятся:

- блиц-опрос на лекциях;
- контрольные работы на практических занятиях
- выполнение индивидуальных домашних заданий с последующей их защитой.

Темы блиц-опросов.

7. основной и оборотный капитал энергокомпаний;
8. производственная программа;
9. себестоимость производства и передачи электроэнергии;
10. налоги;
11. прибыль, рентабельность;
12. инвестиции и капиталовложения в энергетические объекты.

Примеры контрольных заданий.

1. Требуется определить объем капитальных вложений в электрическую станцию мощностью 1200 МВт и составом оборудования 4×Т-250/300-240. Район строительства Амурская область. Вид топлива: высокозольный уголь. Усложняющие условия отсутствуют.

8. Для предыдущей задачи требуется определить эксплуатационные затраты, амортизационные отчисления. Ежегодный расход топлива. Затраты на топливо.

9. Для предыдущей задачи требуется определить численность управленческого, ремонтного и оперативного персонала ТЭС (ТЭЦ), заработную плату.

10. Для предыдущей задачи требуется определить: прочие затраты, общую себестоимость производства электрической и тепловой энергии. Распределить себестоимость по группам затрат в виде таблицы.

11. Для предыдущей задачи требуется определить: общую себестоимость производства электрической и тепловой энергии. Распределить себестоимость по группам затрат в виде таблицы.

12. Для вышеприведенной задаче рассчитать тариф на тепловую и электрическую энергию при заданной норме прибыли 15%. Определить выручку от реализации продукции ТЭС (ТЭЦ) исходя из графика нагрузки.

13. Рассчитать по ранее приведенной задаче ЧДД, ВНД и дисконтированный срок окупаемости. Построить график зависимости ЧДД от времени. Сделать вывод.

Вопросы к зачету.

1. Дайте общую характеристику энергетического баланса.
2. Каким образом рассчитывается расходная часть баланса?
3. Что отображает приходная часть баланса электроэнергии?
4. Объясните в чем сущность баланса мощности?
5. Расскажите, какие виды графиков нагрузки Вы знаете, сформулируйте основные показатели.
6. Какова структура капиталовложений в различные типы электростанций?
7. Какие источники финансирования капиталовложений вы знаете.
8. Какие стадии проектирования вам известны? В чем состоят их особенности?
9. Поясните состав показателей сметы.
10. Чем отличаются сметные затраты от капитальных вложений?
11. С какой целью используются укрупненные стоимостные показатели.
12. Каковы особенности структуры основных средств на энергопредприятиях?
13. Поясните понятия первоначальной, восстановительной и балансовой стоимостей.
14. Что означает термин ликвидационная стоимость?
15. За счет, каких источников можно пополнить оборотные средства.
16. Какие показатели используются для нормирования оборотных средств?
17. Каким образом можно повысить эффективность использования оборотных средств.
18. Какие факторы оказывают влияние на себестоимость продукции?
19. С какой целью формируется ремонтный фонд?
20. Какие условно-постоянные затраты вы знаете?
21. Объясните, чем занимается ФСТ?
22. Объясните понятия установленной и располагаемой мощности. Что понимается под расходом электроэнергии на собственные нужды?
23. Объясните, в чем заключается Парето- оптимальность, какие условия нужны для ее достижения.
24. Поясните достоинства и недостатки монополистического рынка. Что понимается под естественной монополией.
25. Дайте определение четырем основным моделям рынка. В чем вы видите их достоинства и недостатки?
26. Что понимается под сегментом рынка. Приведите примеры.
27. Поясните, что понимается под прямым, косвенным и смешанным каналом товародвижения.
28. В чем вы видите отличие подходов к ценообразованию в России и США?
29. Поясните, что понимается под моральным износом первого и второго рода?
30. Объясните, чем различаются понятия цена и тариф?
31. Что понимается под энергосберегающей политикой государства?
32. Поясните, что понимается под показателем энергоэффективности? Приведите примеры оценки энергоэффективности.
33. Каким образом определяется численность персонала ТЭС или ТЭЦ?
34. Поясните, что понимается, под инвестиционным тарифом?
35. Поясните сущность коэффициентов экстенсивного и интенсивного развития на примерах?

Вопросы к экзамену.

1. Дайте общую характеристику энергетического баланса.

2. Каким образом рассчитывается расходная часть баланса?
3. Что отображает приходная часть баланса электроэнергии?
4. Объясните в чем сущность баланса мощности?
5. Расскажите, какие виды графиков нагрузки Вы знаете, сформулируйте основные показатели.
6. Какова структура капиталовложений в различные типы электростанций?
7. Какие источники финансирования капиталовложений вы знаете.
8. Какие стадии проектирования вам известны? В чем состоят их особенности?
9. Поясните состав показателей сметы.
10. Чем отличаются сметные затраты от капитальных вложений?
11. С какой целью используются укрупненные стоимостные показатели.
12. Каковы особенности структуры основных средств на энергопредприятиях?
13. Поясните понятия первоначальной, восстановительной и балансовой стоимостей.
14. Что означает термин ликвидационная стоимость?
15. За счет, каких источников можно пополнить оборотные средства.
16. Какие показатели используются для нормирования оборотных средств?
17. Каким образом можно повысить эффективность использования оборотных средств.
18. Опишите основные разделы бизнес-плана. Для чего он составляется?
19. Дайте определение себестоимости продукции. Поясните в чем отличие расчета себестоимости по статьям калькуляции и по экономическим элементам?
20. Поясните, в чем вы видите преимущества и недостатки различных тарифных систем.
21. Охарактеризуйте существующую систему управления холдингом РАО «ЕЭС России». Какие цели преследует реформа электроэнергетики?
22. Поясните в чем сущность функционально-стоимостного анализа.
23. Поясните, в чем вы видите отличие двух методов функционального и информационного описания систем DFD и IDEF?
24. Поясните сущность расчета трудоемкости разработки программного продукта с использованием методики Rational Software.
25. Объясните, почему с течением времени появляется необходимость создания более совершенных АИС, и почему существуют АИС практически не меняющиеся с течением времени?
26. Поясните, что показывает Н-распределение?
27. Какие факторы оказывают влияние на себестоимость продукции?
28. С какой целью формируется ремонтный фонд?
29. Какие условно-постоянные затраты вы знаете?
30. Объясните, чем занимается ФСТ?
31. Объясните понятия установленной и располагаемой мощности. Что понимается под расходом электроэнергии на собственные нужды?
32. Объясните, в чем заключается Парето- оптимальность, какие условия нужны для ее достижения.
33. Поясните достоинства и недостатки монополистического рынка. Что понимается под естественной монополией.
34. Дайте определение четырем основным моделям рынка. В чем вы видите их достоинства и недостатки?
35. Что понимается под сегментом рынка. Приведите примеры.
36. Поясните, что понимается под прямым, косвенным и смешанным каналом товародвижения.
37. В чем вы видите отличие подходов к ценообразованию в России и США?

38. Что понимается под инвестиционным проектом. Выделите основные стадии инвестиционного проекта.
39. Поясните, чем различаются статические и динамические методы экономической оценки? Приведите пример расчета рентабельности и простого срока окупаемости.
40. Перечислите преимущества и недостатки различных методов экономической оценки.
41. В чем вы видите различие понятий основные средства и основные фонды, капитальные вложения.
42. Что понимается под коэффициентом оборачиваемости оборотных средств и нормой оборотных средств в днях?
43. Объясните, в чем вы видите преимущества и недостатки различных тарифных систем для потребителя и энергоснабжающей организации?
44. Чем отличается расчет себестоимости по статьям калькуляции и по экономическим элементам?
45. Какие основные методы определения тарифов вы знаете.
46. В чем вы видите различие органических структур управления от иерархических? Приведите пример проектной организационной структуры. К какому типу структур она относится?
47. Дайте понятие информации. Что понимается под достоверной и недостоверной информацией?
48. Что понимается под автоматизированной системой управления? Перечислите основные виды обеспечений АСУ.
49. Объясните, в чем вы видите смысл резюме бизнес-плана? Перечислите его основные разделы.
50. Приведите основные критерии качества АИС. Чем отличаются критерии качества от показателей качества.
51. Дайте определение основным видам эффектов от внедрения АИС.
52. Для чего проводится системный финансовый анализ. Поясните сущность динамического норматива финансовой устойчивости.
53. Для чего составляется сетевой график работ. Что понимается под событием и критическим путем.
54. Объясните, для чего осуществляется расчет потребности в основном и оборотном капитале.
55. Какую цель преследует оценка интеллектуальной собственности. Перечислите основные методы оценки.
56. Для чего составляются при разработке бизнес-плана: отчет о прибыли, отчет о движении денежных средств и баланс.
57. Как влияет квалификация разработчиков АИС на трудоемкость разработки?
58. Какова роль бюджетирования в управлении финансами холдинга РАО «ЕЭС России»?
59. Каковы цели бюджетирования?
60. В чем суть разработки бюджета?
61. Поясните, в чем вы видите сущность понятий безотказность и ремонтпригодность?
62. Каким образом составляется график ремонтов. Что понимается под ремонтным циклом, межремонтным и межосмотровым периодом.
63. Что вы понимаете под управлением в энергетике?
64. Перечислите этапы управленческого цикла. Какие основные пути совершенствования управления?

65. Назовите функции управления. Какие из них, на Ваш взгляд являются важнейшими?
66. Дайте определение и перечислите способы измерения объемов информации.
67. Приведите классификацию информации в системе управления.
68. Какие способы кодирования информации применяются при внедрении ЭВМ в управление производством?
69. Какие основные задачи бизнес плана?
70. Назовите основные требования к бизнес - плану.
71. Какие разделы должен включать в себя бизнес-план?
72. В чем заключается стратегия финансирования?
73. Как определяется ставка норма дисконта в экономических расчетах? Объясните, почему внутренняя норма доходности должна быть выше ставки дисконта?
74. Объясните, как может оцениваться эффективность управления?
75. Как влияет источник финансирования на эффективность проекта? В чем заключается эффект «рычага»?
76. Что характеризует предельный срок возврата инвестиций?
77. Каким образом учитывается риск при определении эффективности проекта?

7. УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ И ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ «ЭКОНОМИКА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ»

а) основная литература:

1. Бардовский В.П. Экономика [Текст]: учеб.: рек. УМО / В.П. Бардовский, О.В. Рудакова, Е.М. Самородова. - М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2009. - 672 с.
2. Степанов И.С. Экономика строительства [Текст]: учеб. : доп. Мин. обр. РФ / под ред. И. С. Степанова. - 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Высш. шк., 2009. - 621 с.
3. Москвитина Н.М. Управление персоналом [Текст]: учеб.-метод. пособие / Н. М. Москвитина; АмГУ, Эк.ф. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2009. - 54 с.

б) дополнительная литература:

1. Судаков Г.В. Бизнес-планирование инвестиционных проектов по строительству ТЭС, котельных и тепловых сетей [Текст]: учеб. пособие : в 2 ч / Г. В. Судаков. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2009. (Учеб.-метод. комплекс дисциплины) Ч. 1. - 2009. - 80 с.
2. Судаков Г.В. Бизнес-планирование инвестиционных проектов по строительству ТЭС, котельных и тепловых сетей [Текст]: учеб. пособие: в 2 ч. / Г. В. Судаков. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2009. (Учеб.-метод. комплекс дисциплины) Ч. 2. - 2009. - 96 с.
3. Кафидов В.В. Управление персоналом [Текст]: учеб. пособие / В. В. Кафидов. - СПб.: Питер, 2009. - 240 с.

в) периодические издания (профессиональные журналы):

1. «Электрика»;
2. «Электричество»;
3. «Электрические станции»;
4. «Известия РАН. Энергетика»;

г) программное обеспечение и Интернет-ресурсы

В процессе изучения дисциплины «Экономика энергетических предприятий» студент при подготовке к практическим, к лекционным курсам использует программные продукты.

На кафедре имеется программное обеспечение. Оно представляет собой программы необходимые для учебного процесса и которое может каждый студент установить себе, для освоения учебного материала на собственных персональных компьютерах.

Программное обеспечение для студентов:

7. MS Visio – графический редактор;
8. MathCad – система математических расчетов;
9. MatLab – система моделирования;
10. Delphi-6.0 – система быстрой разработки программ.
11. Правовая информационная система «Кодекс».
12. Правовая информационная система «Гарант».

Интернет – ресурсы:

№	Наименование ресурса	Краткая характеристика
1	http://www.iglib.ru	Интернет-библиотека образовательных изданий, в которой собраны электронные учебники, справочные и учебные пособия. Удобный поиск по ключевым словам, отдельным темам и отраслям знаний.

