

А. Н. ЗЛАТОПОЛЬСКИЙ,
И. М. ЗАВАДСКИЙ

ЭКОНОМИКА ПРОМЫШЛЕННОЙ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ

(ИЗДАНИЕ ВТОРОЕ,
ПЕРЕРАБОТАННОЕ
И ДОПОЛНЕННОЕ)

Допущено Министерством высшего и среднего специального образования СССР в качестве учебника для студентов вузов, обучающихся по специальности «Промышленная теплоэнергетика»



МОСКВА «ВЫСШАЯ ШКОЛА» 1975

338 : 6П
3-67

Рецензент —
кафедра экономики промышленности
и организации производства
Ивановского энергетического института
им. В. И. Ленина

*Арон Натанович Златопольский,
Иван Михайлович Завадский*

ЭКОНОМИКА ПРОМЫШЛЕННОЙ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ

Редактор О. А. Рябова. Художник В. М. Новоселова.
Художественный редактор В. П. Бабыкова.
Технический редактор Е. И. Герасимова.
Корректор Г. И. Кострикова

А-10345. Сдано в набор 7/X—74 г. Подп. к печати 29/IV—75 г.
Формат 84×108¹/₃₂. Бум. тип. № 2. Объем 10,25 печ. л.
Усл. п. л. 17,22. Уч.-изд. л. 16,69. Изд. № ЭК—290. Тираж 18 000 экз.
Зак. № 376. Цена 74 коп.

План выпуска литературы для вузов и техникумов
издательства «Высшая школа» на 1975 г. Позиция № 58.
Москва, К-51, Неглинная ул., д. 29/14,
Издательство «Высшая школа»

Владимирская типография Союзполиграфпрома
при Государственном комитете Совета Министров СССР
по делам издательств, полиграфии и книжной торговли.
Гор. Владимир, ул. Победы, д. 18-6.

Златопольский А. Н., Завадский И. М.

3-67 Экономика промышленной теплоэнергети-
ки. Учебник для вузов. Изд. 2-е, перераб., доп.
М., «Высш. школа», 1975.

328 с. с ил.

В книге изложены вопросы оценки экономической эффек-
тивности капиталовложений, прикладных научно-исследователь-
ских работ, выбора оптимальных энергоносителей, параметров
энергоустановок и схем энергоснабжения, пути повышения ис-
пользования производственных фондов, снижения себестоимо-
сти, повышения прибыли и рентабельности.

Изложены вопросы прогнозирования и планирования, при-
менения электронных вычислительных машин в технико-эконо-
мических расчетах.

Предназначается в качестве учебника для студентов, обу-
чающихся по специальности «Промышленная теплоэнергетика».

3 $\frac{10807-264}{001(01)-75}$ 58—75

338 : 6П

По сравнению с первым изданием, опубликованным издательством «Высшая школа» в 1968 г., книга существенно переработана и дополнена проф. Златопольским А. Н. Она написана в соответствии с типовой программой курса «Экономика энергетики».

При построении учебника автор исходил из знания студентами курсов политической экономии и ряда специальных дисциплин: котельные установки, паровые турбины и компрессоры, промышленные тепловые электростанции, промышленные печи, побочные (вторичные) энергоресурсы, сушильные, теплообменные и холодильные установки, криогенные установки и др. Учтена также связь с курсом организации, планирования и управления предприятием.

Для формирования курса экономики энергетики и создания данного учебника большое значение имели работы В. И. Вейца, И. В. Гофмана, Д. Г. Жимерина, С. А. Кукель-Краевского, Л. А. Мелентьева, С. Л. Прузнера, Е. А. Русаковского, М. А. Стыриковича, Е. О. Штейнгауза и других советских ученых.

В первом издании Завадским И. М. совместно с Златопольским А. Н. написаны § 1, 2, гл. II; § 2, 5, 8 гл. VI.

ЭНЕРГЕТИКА И ЭЛЕКТРИФИКАЦИЯ В СИСТЕМЕ НАРОДНОГО ХОЗЯЙСТВА. РОЛЬ ПРОМЫШЛЕННОЙ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ

§ 1-1. Энергетическое хозяйство СССР. Роль промышленной теплоэнергетики

Энергетическое хозяйство страны представляет собой комплекс взаимосвязанных непрерывно развивающихся систем, состоящих из энергетических объектов, предназначенных для обеспечения народного хозяйства топливом, электроэнергией, теплом, сжатым и кондиционированным воздухом, кислородом, водой и т. п. Наиболее крупными системами, выделенными в отдельные отрасли промышленности, являются электроэнергетическая, газоснабжающая, нефтеснабжающая, углеснабжающая. Остальные производственные системы входят в состав других отраслей народного хозяйства.

Энергетическое хозяйство неразрывно связано с другими отраслями промышленности, транспортом, сельским хозяйством, коммунально-бытовым обслуживанием.

Эти связи обусловлены практическим совпадением во времени процессов производства, передачи и потребления электроэнергии и тепла. Отсутствие возможности запасать энергию в промышленных масштабах приводит к необходимости создания резервов в генерирующих мощностях, топлива на тепловых электростанциях, воды на гидростанциях.

Энергетическое хозяйство можно рассматривать как энергетическую цепь от энергоресурсов до потребителей энергии включительно (рис. 1-1). Изменение в одном звене цепи может повлиять на остальные. Изучение каждого звена энергетического хозяйства должно проводиться не изолированно, а с учетом влияния рассматриваемых

технических решений на все элементы энергетической цепи. Причем оптимум целого, как правило, не совпадает с суммой оптимумов отдельных элементов.

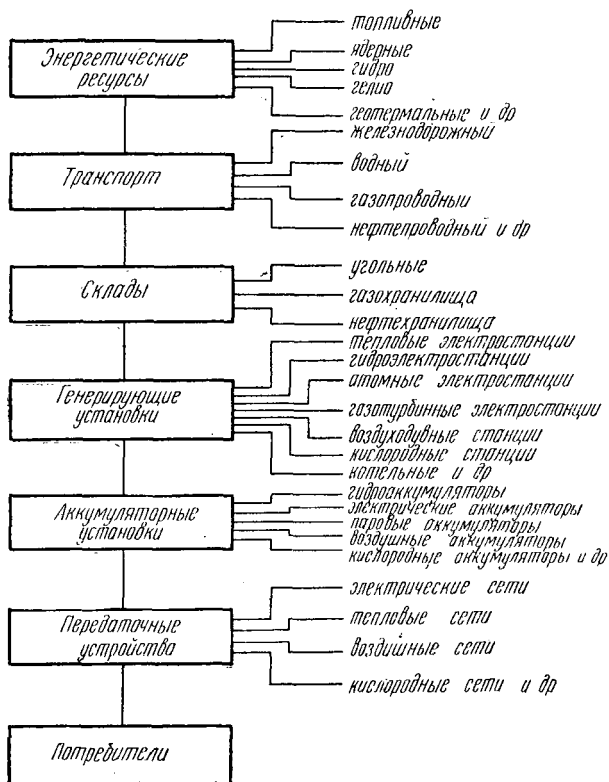


Рис. 1-1. Схема энергетической цепи

Например, сопоставляются варианты газовой печи и электропечи, выполняющие одинаковую техническую задачу. Вариант с электропечью приводит к увеличению передачи мощности по электрической сети, что вызывает необходимость усиления существующих сетей, строительства новых генерирующих мощностей, увеличения добычи и транспортировки топлива.

Вариант с печью на природном газе потребует затрат на добычу и транспорт топлива. При этом следует учитывать общий топливный баланс района.

Экономическая эффективность технического решения определяется с учетом изменений во всех взаимосвязанных звеньях энергетического хозяйства. Так, подача природного газа в доменные печи 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.

Исследование взаимосвязей между энергетикой и технологией производственных процессов позволяет выявить возможности совершенствования производственных процессов промышленности.

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.

Важность оптимизационных технико-экономических расчетов в энергетике особенно велика в связи с широкой взаимозаменяемостью отдельных энергетических установок и сравнительно высокой капиталоемкостью. Так, для производства электроэнергии могут быть использованы конденсационные электростанции (КЭС), теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), гидростанции (ГЭС), атомные электростанции (АЭС) и др. А для производства тепла используются ТЭЦ, котельные. На этих станциях и котельных могут быть установлены агрегаты различных типов, работающие на разных параметрах пара и использующие различные виды топлива. Многовариантность имеется и на стадиях транспорта энергии и использования ее у потребителей.

Высокая капиталоемкость энергетики подтверждается тем, что на энергетическое хозяйство приходится в настоящее время около $\frac{1}{3}$ всех капиталовложений в народное хозяйство при $\frac{1}{5}$ всех работников, занятых в общественном производстве [8].

Созданная по указанию В. И. Ленина авторитетная комиссия под председательством Г. М. Кржижановского

разработала конкретный Государственный план электрификации России, получивший название плана ГОЭЛРО. 22 декабря 1920 г. этот план был одобрен VIII Всероссийским съездом Советов. В плане ГОЭЛРО были реализованы ленинские идеи и принципы электрификации:

индустриализация страны на основе преимущественного развития тяжелой промышленности;

опережающее развитие энергетики для обеспечения высоких темпов технического прогресса;

строительство крупных районных электрических станций с агрегатами большой единичной мощности;

комплексное использование гидроресурсов;

развитие централизованного энергоснабжения на базе создания энергетических систем;

рациональное размещение промышленности по экономическим районам страны.

Начиная с ленинского плана ГОЭЛРО социалистическая энергетика развивается по единому государственному плану, охватывающему все народное хозяйство. Советская энергетика проделала большой и сложный путь, обеспечивший ей выход на передовые позиции мировой энергетики. По установленной мощности электростанций и выработке электроэнергии Советский Союз занимает первое место в Европе и второе в мире.

Основные направления и темпы развития отраслей народного хозяйства страны в девятой пятилетке определены XXIV съездом КПСС. Фундаментом экономического могущества страны, дальнейшего роста благосостояния народа является тяжелая индустрия. Ведущим отраслям тяжелой индустрии, в том числе топливно-энергетическим отраслям, установлены напряженные задания, которые успешно выполняются.

Советская энергетика развивается более быстрыми темпами, чем другие отрасли народного хозяйства. Динамика установленной мощности, выработки электроэнергии и удельных расходов топлива показана в табл. I-1.

Рост выработки электроэнергии с 1940 по 1975 г. в 22 раза сопровождается снижением удельных расходов топлива примерно в 2 раза.

Электроэнергетическая отрасль развивается за счет строительства крупных ТЭС, ГЭС и АЭС. Основной удельный вес в балансе генерирующих мощностей приходится в настоящее время на ТЭС (примерно 80—85%). Если в семилетку 1958—1965 гг. на КЭС вводились глав-

Таблица 1-1

Динамика установленной мощности, годовой выработки электроэнергии и удельного расхода топлива [2, 33, 50]

Годы	Установлен- ная мощность на 1/1, млн. кВт	Годовая выработка элек- троэнергии		Удельный расход топлива на отпушен- ный кВт·ч	
		млрд. кВт·ч	относит. един.	г/кВт·ч	относит. един.
1920	Около 1,2	Около 0,5	—	—	—
1940	11,2	48,3	1,00	645	1,00
1950	19,6	91,2	1,89	590	0,91
1960	66,7	292,3	6,10	468	0,72
1970	166,1	740,0	15,30	367	0,57
1973	195,6	915,0	18,90	348	0,54
1975 (план)	Около 230,0	1030—1070	Около 22,0	340—342	0,53

ным образом агрегаты в 200 МВт в единице и первые образцы по 300 МВт, в 1966—1970 гг. — агрегаты по 300 МВт и первые образцы по 500 и 800 МВт в единице, то в настоящее время вводятся агрегаты по 500 и 800 МВт и ведется подготовка к установке энергоблоков по 1200 МВт на Костромской ГРЭС. К концу 1975 г. число станций с установленной мощностью 1 млн. кВт и выше достигнет 43. Повышение единичных мощностей электростанций и отдельных агрегатов ведет к улучшению технико-экономических показателей энергетического производства и, что весьма важно, к снижению удельных расходов топлива.

Так, сооружение электростанций мощностью до 4 млн. кВт с энергоблоками 500—800 тыс. кВт позволяет снизить (сравнительно со станциями 2,4 млн. кВт с блоками 300 тыс. кВт) стоимость установленного киловатта на 8%, удельный расход топлива — на 2—3%, расход металла — на 16—18% и сократить штатный коэффициент (количество персонала, приходящегося на 1 тыс. кВт) на 40—50% [31].

Большое значение в снижении удельных расходов топлива имеет *теплофикация*, т. е. комбинированное производство тепла и электрической энергии на теплоэлектроцентралях (ТЭЦ). По масштабам теплофикации Советский Союз давно занимает первое место в мире. В настоящее время благодаря теплофикации ежегодно

экономится около 25 млн. т у.т. Удельный вес ТЭЦ по отношению к суммарной мощности тепловых электростанций составляет в настоящее время около 40%. Для ТЭЦ также является характерным повышение единичных мощностей агрегатов и электростанций. В настоящее время максимальная мощность единичного агрегата ТЭЦ составляет 250 МВт (в конденсационном режиме — 300 МВт), а установленная мощность ТЭЦ превышает 1 млн. кВт.

Широко развивается атомная энергетика. Первая в мире АЭС была пущена в СССР в 1954 г. Строящиеся в девятой пятилетке АЭС оборудуются реакторами мощностью 1 млн. кВт и турбоагрегатами в 500 МВт. Суммарный ввод мощности на АЭС в период 1971—1975 гг. составит 6—8 млн. кВт [50].

В СССР сооружены и строятся крупнейшие в мире гидростанции. На Волге построены ГЭС им. В. И. Ленина с установленной мощностью 2,3 млн. кВт и ГЭС им. XXII съезда КПСС — 2,5 млн. кВт. Вошли в строй Братская ГЭС на Ангаре с установленной мощностью 4,1 млн. кВт и крупнейшая в мире Красноярская ГЭС на Енисее 6,0 млн. кВт с гидроагрегатами по 500 МВт. В ближайшие годы войдут в эксплуатацию сверхмощные Саяно-Шушенская (6,4 млн. кВт), Усть-Илимская (4,3 млн. кВт), Нурекская ГЭС и др.

Непрерывно возрастают мощность, напряжение и протяженность линий электропередач. В настоящее время действуют линии электропередач напряжением до 750 кВ переменного тока и 800 кВ постоянного тока. Общая протяженность электрических сетей превышает 3,0 млн. км (включая сельские сети протяженностью 1,2 млн. км).

Средняя себестоимость производства электроэнергии в 1970 г. составила 0,943 коп./кВт·ч.

В настоящее время в стране имеется 94 энергосистемы. Большинство из них вошло в состав 11 объединений энергетических систем (ОЭС), вырабатывающих около 90% всей электроэнергии, производимой в стране.

Строительство мощных магистральных линий электропередачи высокого напряжения и создание объединенных энергетических систем привело к централизации электроснабжения практически всей обжитой территории страны, повышению надежности и экономичности энергоснабжения потребителей. Быстрыми темпами формируется единая энергетическая система Союза (ЕЭС).

В этом объединении, включающем 8 ОЭС, работают 700 электростанций с суммарной установленной мощностью 136 млн. кВт¹. В настоящее время действует международная объединенная энергосистема «Мир», включающая Народную Республику Болгарию, Венгерскую Народную Республику, Германскую Демократическую Республику, Польскую Народную Республику, Социалистическую Республику Румынию, Союз Советских Социалистических Республик и Чехословацкую Социалистическую Республику.

Промышленность является основным потребителем энергетических ресурсов. Она расходует около 50% всего добываемого в стране топлива, около 55% вырабатываемого тепла и около 70% вырабатываемой электроэнергии.

Энергетическое хозяйство промышленности включает:

1) собственно энергетические установки (ТЭЦ, котельные, компрессорные и кислородные станции, утилизационные и холодильные установки, систему водоснабжения и др.);

2) энергетические части многочисленных технологических установок;

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

Капитальные затраты в энергетическое хозяйство промышленных предприятий составляют 25—60% от общих капиталовложений в эти предприятия.

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

Промышленная теплоэнергетика, рассматривающая все вопросы энергетики промышленности, за исключением электрификации, занимает ведущее место в промышленности по потреблению энергетических ресурсов (около 65% общего расхода энергетических ресурсов).

Тепло, расходуемое на производственные и коммунально-бытовые нужды в виде пара и горячей воды, а также получаемое путем непосредственного сжигания топлива в печах, занимает в суммарном энергопотребле-

¹ См.: *Непорожний П. С.* Труженики электрического океана, «Наука и жизнь», 1974, № 5.

нии страны наиболее высокий удельный вес. На производство тепла затрачивается 40% всего топлива, расходуемого в настоящее время в СССР [50].

Большое значение в повышении экономичности теплоснабжения имеет централизация производства тепла, обеспечивающая экономию топлива, снижение численности обслуживающего персонала, уменьшение загрязнения воздушного бассейна, сокращение транспортных расходов, уменьшение капитальных затрат¹.

Динамика уровней теплоснабжения в стране и централизованного теплоснабжения характеризуется данными табл. I-2 [50].

Таблица I-2

**Динамика уровней теплоснабжения
и централизованного теплоснабжения**

Показатели	Ед. изм.	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1970 г. к 1965 г. %	1975 г. к 1965 г. %
Суммарное теплоснабжение	Млн. ГДж	5916	7955	10 466	134,5	176,9
В том числе промышленности	Млн. ГДж	3300	4476	6 029	135,6	182,7
Обеспечение от источников централизованного теплоснабжения	Млн. ГДж в % к суммарному теплоснабжению	3571 60,4	5426 68,2	7 620 72,8	151,9 112,9	213,3 120,5

В соответствии с решениями XXIV съезда КПСС предусматривается дальнейшая рациональная концентрация и централизация производства пара и горячей воды для технологических и отопительных нужд.

Динамика суммарного теплоснабжения учитывает совершенствование технологических процессов, улучшение ассортимента, повышение объема и качества продукции, производство новых прогрессивных материалов, улучшение санитарно-гигиенических условий труда, экономически целесообразное повышение уровня теплоизоляции, увеличение возврата конденсата, снижение (на 6—8%) температуры в промышленных и администра-

¹ Подробнее см. гл. II и X.

тивных зданиях в выходные дни с последующим повышением до нормы и другие мероприятия по экономии тепла.

На величину роста суммарного теплопотребления промышленности в девятой пятилетке основное влияние оказывают химическая, нефтеперерабатывающая, целлюлозно-бумажная отрасли промышленности, по которым предусмотрен рост выпуска продукции в 1,5 раза и более.

Характеристика использования различных видов энергоносителей может быть представлена системой нижеследующих показателей, относящихся к отрасли, предприятию или стране в целом.

Энерговооруженность труда

$$\beta_{\text{эн.в}} = \Sigma B / n_{\text{ср}} \text{ т у. т./год/чел.}, \quad (\text{I-1})$$

где ΣB — полное годовое потребление топлива и всех видов энергии в пересчете на топливо, т. у. т./год; $n_{\text{ср}}$ — среднесписочная численность промышленно-производственного персонала за год.

Электровооруженность труда

$$\beta_{\text{эл.в}}^{\text{э}} = \Sigma \mathcal{E} / n_{\text{ср}} \text{ кВт} \cdot \text{ч/год/чел.}, \quad (\text{I-2})$$

где $\Sigma \mathcal{E}$ — суммарное годовое потребление электроэнергии (включая потери в заводских сетях), кВт·ч/год;

$$\beta_{\text{эл.в}}^{\text{м}} = \Sigma N_{\text{у}} / n_{\text{ср}} \text{ кВт/чел.}, \quad (\text{I-3})$$

где $\Sigma N_{\text{у}}$ — суммарная установленная электрическая мощность используемых токоприемников в наиболее загруженную смену, кВт.

Механовооруженность труда

$$\beta_{\text{мв}}^{\text{м}} = \Sigma N_{\text{м}} / n_{\text{ср}} \text{ кВт/чел.}, \quad (\text{I-4})$$

где $\Sigma N_{\text{м}}$ — суммарная установленная мощность двигателей всех видов, используемых в наиболее загруженную смену, кВт.

Энергоемкость основных производственных фондов

$$\beta_{\text{эн.ф}} = \Sigma B / K_{\text{осн}}^{\text{ср}} \text{ т у. т./год/руб.}, \quad (\text{I-5})$$

где $K_{\text{осн}}^{\text{ср}}$ — средняя за год стоимость основных производственных фондов.

Електроємкiсть основних виробничих фондiв

$$\beta_{\text{эл.ф}} = \Sigma \mathcal{E} / K_{\text{осн}}^{\text{ср}} \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{год} / \text{руб.} \quad (\text{I-6})$$

Енергоємкiсть продукцiї

$$\beta_{\text{эн.п}} = \Sigma B / V \text{ т. у. т.} / \text{руб.} \text{ или т. у. т.} / \text{ед. прод.}, \quad (\text{I-7})$$

где V — годової об'єм продукцiї в натуральному, умовному або стоимостному вираженні, руб. або одиниць продукцiї.

Електроємкiсть продукцiї

$$\beta_{\text{эл.п}} = \Sigma \mathcal{E} / V \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{руб.} \text{ или кВт} \cdot \text{ч} / \text{ед. прод.} \quad (\text{I-8})$$

Теплоємкiсть продукцiї

$$\beta_{\text{т.п}} = \Sigma Q / V \text{ ГДж} / \text{руб} \text{ или ГДж} / \text{ед. прод.}, \quad (\text{I-9})$$

где ΣQ — суммарное годовое потребление тепла (в паре и горячей воде), ГДж.

Теплоелектрический коэффициент

$$\beta_{\text{т.э}} = \Sigma Q / \Sigma \mathcal{E} \text{ ГДж} / \text{тыс. кВт} \cdot \text{ч.} \quad (\text{I-10})$$

Електротопливный коэффициент

$$\beta_{\text{э.топ}} = \Sigma \mathcal{E} / B \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч} / \text{т у. т.}, \quad (\text{I-11})$$

где B — величина годового потребления топлива (непосредственно), т у. т.

Таблица I-3

Показатели теплоемкости продукции отдельных отраслей промышленности

Отрасль промышленности	Теплоемкость валовой продукции, ГДж/тыс. руб.
Химическая и нефтехимическая .	30,6
Топливная (включая нефтепереработку)	30,1
Стройматериалы	28,9
Лесная, целлюлозно-бумажная и деревообрабатывающая	18,4
Черная металлургия	12,6
Цветная металлургия	12,6
Машиностроение	10,0
Пищевая	6,7
Легкая	3,3

Ниже приводятся численные значения отдельных показателей.

Показатели теплоемкости продукции отдельных отраслей промышленности даны в табл. I-3 ([50], по данным на 1969 г.)

Теплоэлектрический и электротопливный коэффициенты отражают структуру энергопотребления. Значения этих коэффициентов для некоторых отраслей промышленности приведены в табл. I-4.

Таблица I-4

**Теплоэлектрический и электротопливный коэффициенты
отраслей промышленности**

Показатель	По промышленности в целом	В том числе по отраслям промышленности				
		черная метал- лургия	машиностроение	химическая	строительных материалов	пищевая
Теплоэлектрический коэффициент, ГДж/тыс. кВт·ч	9,29	5,98	9,84	13,94	6,70	32,20
Электротопливный коэффициент, тыс. кВт·ч/т у. т.	0,84	0,47	1,07	1,05	0,87	0,47

Опережающий рост потребления электроэнергии в промышленности по сравнению с потреблением тепла приводит к снижению теплоэлектрического коэффициента во времени (табл. I-5, [34]).

Таблица I-5

Динамика теплоэлектрического коэффициента в промышленности

Показатель	1960 г.	1965 г.	1970 г.
Теплоэлектрический коэффициент по промышленности, ГДж/тыс. кВт·ч	9,29	9,08	8,92

Рационализация энергопотребления промышленности оказывает существенное влияние на рост производительности труда, улучшение условий труда, повышение материального благосостояния жизни народа.

§ 1-2. Основы управления промышленной энергетикой

Социалистическое производство ведется в интересах всех трудящихся с целью наиболее полного удовлетворения материальных и культурных потребностей советских людей.

Управление производством заключается в целенаправленном воздействии на производственные коллективы и отдельных производственных работников, в организации и координации их деятельности.

«Всякий непосредственно общественный или совместный труд, осуществляемый в сравнительно крупном масштабе, — писал К. Маркс, — нуждается в большей или меньшей степени в управлении, которое устанавливает согласованность между индивидуальными работами и выполняет общие функции, возникающие из движения всего производственного организма в отличие от движения его самостоятельных органов».¹

Роль управления в условиях развитого социалистического общества существенно возрастает, так как увеличиваются масштабы и качественные сдвиги в экономике; расширяются возможности улучшения управления в связи с повышением уровня знаний и профессиональной подготовки кадров, с развитием науки управления, повышается заинтересованность коллективов в результатах работы, увеличивается участие трудящихся в решении вопросов экономики производства.

Важнейшим принципом управления является единство политического и хозяйственного руководства.

В основе организационного построения и деятельности хозяйственных органов находится принцип демократического централизма, который означает правильное сочетание централизованного государственного руководства хозяйством с максимальным развитием инициативы местных органов и коллективов трудящихся.

¹ Маркс К. и Энгельс Ф. Соч. Изд. 2, т. 23, с. 342.

Управление социалистическим хозяйством организуется с учетом специализации и территориального размещения производства. Государственное управление промышленностью построено по отраслевому принципу.

В руководстве социалистическим хозяйством сочетаются материальные и моральные стимулы.

Управление промышленностью, основанное на указанных выше принципах, осуществляется при всестороннем учете действующих факторов, системном подходе к управлению, когда управляемый объект рассматривается как элемент народного хозяйства.

В соответствии с Директивами XXIV съезда КПСС и последующими решениями ЦК КПСС и Совета Министров СССР осуществляется переход промышленности на двух- и трехзвенную системы управления.

При двухзвенной системе управления используются следующие схемы:

а) общесоюзное или союзно-республиканское министерство (ведомство) СССР — производственное объединение (комбинат, предприятие);

б) республиканское министерство (ведомство) союзной республики — производственное объединение (комбинат, предприятие).

При трехзвенной системе управления используются следующие схемы:

а) общесоюзное или союзно-республиканское министерство (ведомство) СССР — всесоюзное промышленное объединение — производственное объединение (комбинат, предприятие);

б) союзно-республиканское министерство (ведомство) СССР — союзно-республиканское министерство (ведомство) союзной республики — производственное объединение (комбинат, предприятие);

в) республиканское министерство (ведомство) союзной республики — республиканское промышленное объединение — производственное объединение (комбинат, предприятие);

г) республиканское министерство (ведомство) союзной республики — министерство автономной республики, управление исполкома областного (краевого) Совета депутатов трудящихся — производственное объединение (комбинат, предприятие).

В зависимости от особенностей отрасли (подотрасли) управление промышленностью может осуществляться ми-

нистерством (ведомством) одновременно по двух- и трехзвенной системам.

В виде исключения, с разрешения Совета Министров СССР, для некоторых отраслей промышленности может быть предусмотрена четырехзвенная система управления.

В состав производственных объединений могут входить фабрики, заводы, электростанции, научно-исследовательские, проектно-конструкторские и другие производственные единицы.

Производственные единицы не являются юридическими лицами и на них не распространяется действие Положения о социалистическом государственном производственном предприятии.

Для обеспечения четкого разграничения прав и обязанностей между различными уровнями управления определены задачи министерств (ведомств), разработаны специальные положения о промышленных объединениях, производственных объединениях (комбинатах), производственных единицах.

На *министерства* возлагается решение вопросов перспективного развития отрасли, повышения эффективности производства, совершенствования системы планирования и методов управления, проведения единой технической политики, обеспечения эффективности капитальных вложений, ускорения научно-технического прогресса, повышения качества выпускаемой продукции, лучшей расстановки и использования специалистов, роста производительности труда и наиболее полного удовлетворения потребности страны в продукции данной отрасли.

Для руководства энергетическим хозяйством в составе промышленных министерств могут быть специальные функциональные подразделения. В их задачу входит разработка перспективных планов развития промышленной энергетики, полностью обеспечивающей потребность отрасли в энергоносителях; внедрение новой техники; техническое руководство энергетическим хозяйством объединений; рассмотрение и утверждение инструкций, циркуляров и др.

Всесоюзное или республиканское промышленное объединение несет ответственность за состояние и развитие производства, научно-технический прогресс и технический уровень производства, качество выпускаемой продукции, наиболее полное удовлетворение потребностей народного хозяйства и населения в соответствующих ви-

дах продукции, эффективное использование капитальных вложений, своевременный ввод в действие и освоение производственных мощностей, соблюдение сметной стоимости строительства и финансовой дисциплины, а также за выполнение заданий государственного плана и обязательств перед бюджетом.

В составе всесоюзных промышленных объединений, имеющих развитое энергетическое хозяйство, могут быть энергетические подразделения, ведающие вопросами текущего, пятилетнего и перспективного планирования, ввода в действие новых энергетических объектов, полного обеспечения потребности в энергоносителях, разработки норм расхода топлива, электроэнергии, тепла и других энергоносителей на единицу продукции и др.

Главными задачами *производственного объединения* являются: развитие и совершенствование производства в целях наиболее полного удовлетворения потребностей народного хозяйства и населения в соответствующих видах продукции; разработка оптимальных планов и их выполнение; широкое использование достижений науки, техники и передового опыта; выпуск продукции высокого качества; всемерное повышение производительности труда и эффективности производства; рациональное использование и повышение эффективности капитальных вложений; всемерное развитие социалистического соревнования; обеспечение широкого участия трудящихся в управлении производством; осуществление мероприятий по социальному развитию коллектива; осуществление мероприятий по охране воздуха, почвы и водоемов от загрязнений и др.

Производственная единица распоряжается закрепленными за ней основными и оборотными средствами, трудовыми и материальными ресурсами, осуществляет свою деятельность на началах хозяйственного расчета в пределах прав, установленных законодательством, а также прав, переданных ей производственным объединением.

Энергетическая служба производственного объединения возглавляется отделом главного энергетика (ОГЭ) или отделом главного механика (ОГМ). Отдел главного энергетика обеспечивает снабжение предприятия электроэнергией, теплом; сжатым воздухом, водой, кислородом и др.; разрабатывает мероприятия по реконструкции энергетического хозяйства; проводит планирование эксплуатации и ремонтов энергетического оборудования;

разрабатывает мероприятия по очистке уходящих газов и промышленных сточных вод; разрабатывает нормы расхода энергоносителей и мероприятия по повышению эффективности энергохозяйства и др. (подробнее см. в [19]).

Двух- и трехзвенная система управления обеспечивает приближение органов хозяйственного руководства к производству, четкое разграничение прав и обязанностей между различными уровнями управления, что, в свою очередь, повышает оперативность, гибкость в работе аппарата управления, эффективность промышленного производства и его энергетического хозяйства.

§ 1-3. Технический прогресс и дальнейшее развитие энергетики

Технический прогресс и ввод новых промышленных предприятий связаны с ростом потребления различных видов топлива и энергии.

Прогнозные расчеты [34, 49] позволяют полагать, что в течение ближайших 15—20 лет удельное потребление электроэнергии значительно увеличится по сравнению с 1970 г. Возрастет также расход топливно-энергетических ресурсов внутри страны. Опережающий рост потребления электроэнергии в стране по сравнению с непосредственным потреблением топлива ведет к повышению электротопливного коэффициента [см. формулу (I-11)] во времени (табл. I-6 [34]).

Т а б л и ц а I-6

Динамика электротопливного коэффициента по стране

Показатель	1965 г.	1970 г.
Электротопливный коэффициент, тыс. кВт·ч/т у. т.	0,55	0,59

Электрификация на современном этапе обеспечивает до 50% роста производительности труда.

Рост суммарного потребления тепла будет сопровождаться дальнейшей централизацией теплоснабжения [34].

Технический прогресс в промышленной теплоэнергетике выражается в модернизации действующего оборудования, создании новых конструкций агрегатов, совершенствовании технологических процессов, расширении энергетического и энерготехнологического комбинирования, обеспечении наивыгоднейших режимов использования оборудования, оптимизации энергетических балансов предприятий, повышении надежности и экономичности энергоснабжения и др.

Увеличение единичной мощности (производительности) оборудования и предприятий в целом приводит к снижению удельных капитальных затрат, расходов топлива, энергии, себестоимости продукции, повышению производительности труда.

Совершенствование технологических процессов включает:

- переход от периодически действующих печных, сушильных и других установок к непрерывно действующим, полностью автоматизированным установкам;

- интенсификацию технологических процессов в сочетании с повышением длительности рабочих компаний;

- использование побочных (вторичных) энергоресурсов;

- использование в технологических процессах рациональных видов энергоносителей.

Существенное повышение экономичности энергоснабжения достигается за счет теплофикации, т. е. комбинированного производства электроэнергии, тепла, сжатого воздуха на промышленных ТЭЦ.

Использование энерготехнологического комбинирования при производстве черных и цветных металлов, химических продуктов, стройматериалов может обеспечить значительный экономический эффект комплексного производства технологической и энергетической продукции.

Самостоятельное важное значение имеет оптимизация энергетических балансов предприятий (в том числе баланса топлива) в увязке с районной энергетикой (см. § IX-6).

Технический прогресс на тепловых электростанциях проявляется в вводе в эксплуатацию мощных электро-

станций с крупными агрегатами, работающими на сверхвысоких и сверхкритических параметрах пара.

На строящихся Троицкой, Рефтинской и намеченной к строительству Экибастузской электростанциях предусмотрено установить 11 энергоблоков мощностью по 500 МВт. Энергоблоки, состоящие из одновальных турбоагрегатов мощностью по 800 МВт и котлов производительностью 2500 т/ч, предусматривается установить на Славянской, Углегорской и Запорожской электростанциях. На Костромской ГРЭС будут установлены одновальные энергоблоки мощностью по 1200 МВт.

Увеличиваются мощности отдельных агрегатов и на теплоэлектроцентралях, атомных электростанциях. Происходит укрупнение единичной мощности газовых турбин. (До 1970 г. единичная мощность газовой турбины составляла 25 МВт, а к концу 1975 г. будет установлено 6—7 газовых турбин мощностью по 100 МВт каждая.)

Увеличение мощностей отдельных агрегатов сопровождается концентрацией мощностей на отдельных электростанциях. Если до 1971 г. максимальная мощность тепловой электростанции составляла 2,4 млн. кВт, то к 1975 г. установленная мощность единичной электростанции увеличится до 3,0 млн. кВт [50].

В дальнейшем предполагается сооружение тепловых электростанций мощностью до 4—6 млн. кВт на одной или на близко расположенных площадках. Такие электростанции могут быть сооружены в восточных районах страны, учитывая невысокую сернистость топлива в этих районах, сравнительно низкую плотность населения и промышленных предприятий. В европейской части СССР тепловые электростанции будут сооружаться мощностью не выше, как правило, 2,4—3,6 млн. кВт¹.

Продолжится строительство крупнейших гидростанций — Саяно-Шушенской, Усть-Илимской и др.

Предусматривается ввести в строй в течение 10—12 лет атомные электростанции мощностью 30 млн. кВт² с крупными агрегатами. Проводятся работы по использованию нового способа прямого преобразования тепла в электроэнергию на базе магнитогидродинамического (МГД) генератора.

¹ См.: Дорожук В. Е., Мхитарян С. Г. Состояние и перспективы развития теплоэнергетики РСФСР. «Теплоэнергетика», 1971, № 12.

² См.: Непорозный П. С. Проблемы и перспективы научно-технического прогресса теплоэнергетики. «Теплоэнергетика», 1973, № 1.

Ведется разработка атомных промышленных ТЭЦ, обеспечивающих комбинированную выработку высокотемпературного тепла и электроэнергии.

В девятой пятилетке предусматривается создать комплекс нового высоковольтного и преобразовательного оборудования для линий электропередачи постоянного тока 1500 кВ и переменного тока 1150 кВ.

Ведутся работы, направленные на уменьшение загрязнения воздушного бассейна, рационализацию транспортировки, хранения и подготовки топлива, улучшение технического водоснабжения, использование золы и др.

Дальнейшее развитие электроэнергетической отрасли требует совершенствования средств и методов управления путем создания автоматизированной системы управления (АСУ), обеспечивающей наилучшее использование материальных и трудовых ресурсов, увеличение выпуска продукции, повышение производительности труда, снижение себестоимости, повышение прибыли и рентабельности.

АСУ включает оперативный сбор, передачу, переработку и выдачу управляющих воздействий или информации, необходимой для принятия решений.

В электроэнергетической отрасли создается отраслевая автоматизированная система управления (ОАСУ) «Энергия», состоящая из ряда подсистем:

производство, распределение и реализация энергии (баланс мощности и энергии; использование энергоресурсов; схемы и режимы; сбыт энергии; эксплуатация и ремонт оборудования, средств управления и сооружений; развитие производства);

строительство (подготовка строительства; производство работ; эксплуатация и ремонт строительных машин, механизмов и сооружений; развитие мощностей строительно-монтажных организаций);

производство и сбыт промышленной продукции (подготовка производства; производство продукции; сбыт продукции; использование и ремонт оборудования; развитие производства);

экономическая деятельность (производственные мощности и объем производства; объем продукции; себестоимость продукции; эффективность производства; фонд экономического стимулирования; капиталовложения);

научно-технический прогресс (научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы; проектные и

изыскательские работы; научно-техническая информация; внедрение новой техники и технологии; стандартизация, нормализация и унификация; изобретательство, рационализация и патентно-лицензионная работа; научно-техническое сотрудничество с зарубежными странами);

материально-техническое снабжение, комплектация и транспорт;

финансовая деятельность;

труд и кадры (подбор и использование кадров; подготовка кадров; труд; заработная плата; организация труда и социалистического соревнования; охрана труда);

общее управление.

Пятилетним планом на 1971—1975 гг. предусмотрен рост производительности труда в энергетике (эксплуатация) на 40,2% при росте производства электроэнергии на 46,9% и тепла на 49,8%. Это означает, что практически весь прирост производства продукции будет осуществлен без увеличения численности персонала.

Все эти работы направлены на создание надежной и экономичной Единой энергосистемы Советского Союза.

ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ФОНДЫ И ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ

§ II-1. Основные производственные фонды

Промышленное предприятие для ведения производственного процесса должно иметь кадры квалифицированных работников и фонды, т. е. материальные и денежные средства. Фонды разделяются на *фонды производства* и *фонды обращения*. *Фонды производства* обеспечивают бесперебойность процесса производства. *Фонды обращения* обслуживают процесс реализации продукции. По своей роли в процессе производства фонды производства разделяются на *основные* и *оборотные*.

Основные фонды народного хозяйства представляют собой совокупность материально-вещественных ценностей, действующих в неизменной натуральной форме в течение длительного времени и утрачивающих свою стоимость по частям.

В зависимости от характера участия основных фондов в процессе производства они подразделяются на *основные производственные* и *непроизводственные основные фонды*.

К *основным производственным фондам* относятся средства труда (машины, сооружения, здания производственного назначения и др.), с помощью которых изготавливается продукция. Основные производственные фонды служат длительный срок и, сохраняя в течение многих производственных циклов натуральную форму, постепенно переносят свою стоимость на вырабатываемую с их помощью продукцию.

Непроизводственные основные фонды (жилые дома, клубы, поликлиники, детские учреждения и т. п.) не участвуют в производственном процессе. Они необходимы для обслуживания бытовых и культурных потребностей работников предприятия.

К *оборотным фондам* относятся предметы труда, т. е. все то, из чего изготавливается продукция. Оборотные фонды изменяют в процессе производства натуральную форму, потребляются в каждом цикле производства и поэтому целиком переносят свою стоимость на получаемую продукцию.

К оборотным фондам принято также относить средства труда, функционирующие менее года, независимо от их стоимости, а также те, которые оцениваются менее 50 руб. независимо от срока службы.

Основные фонды составляют 70—97% всех фондов производства предприятия. Большая цифра характерна для энергосистем.

Отраслевая структура основных фондов народного хозяйства СССР (на 1. I. 1973 г.) приведена в табл. II-1¹.

Т а б л и ц а II-1

Отраслевая структура основных фондов народного хозяйства СССР

Виды фондов	%
А. Основные производственные фонды	62,1
В том числе:	
1. Промышленности	29,9
2. Сельского хозяйства	12,5
3. Транспорта, связи и строительства	15,9
4. Торговли и других отраслей материального производства	3,8
Б. Основные непроизводственные фонды . . .	37,9
В том числе:	
1. Жилищного хозяйства	23,3
2. Коммунального хозяйства, бытового обслуживания, здравоохранения и других	14,6
В. Итого основные фонды	100,0

Изменение стоимости основных фондов народного хозяйства СССР с 1960 по 1975 г. показано на рис. II-1² (в сопоставимых ценах).

Для учета, планирования и составления отчетов по основным производственным фондам важное значение имеет их единообразная группировка.

¹ См.: Народное хозяйство СССР в 1972 г. М., 1973.

² См.: «Экономическая газета», 1972, № 8.

По действующей в СССР классификации основные производственные фонды промышленности разделяются на 12 групп.

1. Здания.

2. Сооружения (шахты, нефтяные и газовые скважины, дороги, туннели, плотины, эстакады, дымовые трубы, градирни, очистные сооружения и др.).

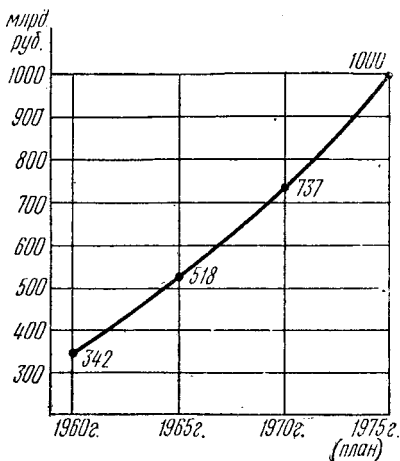


Рис. II-1. Изменение стоимости основных фондов народного хозяйства СССР

3. Передаточные устройства (паропроводы, газопроводы, нефтепроводы, электрические сети, тепловые сети и др.).

4. Машины и оборудование.

В том числе:

а) Силовые машины и оборудование (котлы, атомные реакторы, турбины, генераторы, двигатели и др.).

б) Рабочие машины и оборудование (печи, сушилки, станки, насосы, теплообменная аппаратура, рабочие аппараты и др.).

в) Измерительные и регулирующие приборы и устройства и лабораторное оборудование (дозаторы, барометры, водомеры, вакуумметры, ваттметры, регулирующие устройства, газоанализаторы и др.).

г) Вычислительная техника (электронно-вычислительные, управляющие и аналоговые машины, перфорационные машины и др.).

д) Прочие машины и оборудование.

5. Транспортные средства (тепловозы, электровозы, автомобили, вагоны, электрокары и др.).

6. Инструменты (к этой группе относятся инструменты со сроком службы более одного года или стоимость единицы которых независимо от срока службы превышает 50 руб.).

7. Производственный инвентарь и принадлежности (верстаки, чаны, стеллажи, баки и др.).

8. Хозяйственный инвентарь (шкафы, столы, пишущие машинки, множительные аппараты, предметы противопожарного назначения и др.).

Остальные 4 группы включают: многолетние насаждения, рабочий и продуктивный скот, капитальные затраты по улучшению земель (без сооружений), прочие основные фонды.

Доля стоимости отдельных групп основных фондов в общей сумме этих фондов представляет собой *структуру основных фондов* (табл. II-2).

Структура основных производственных фондов зависит от отрасли промышленности, а для предприятий

Таблица II-2

Структура основных производственных фондов в промышленности
(в % к итогу)*

Наименование групп фондов и их составляющих	Промышленность в целом	Черная металлургия	Топливная	Химическая	Электроэнергетика	Тепловая электростанция	Компрессорная станция
Здания	30,3	27,9	9,4	32,0	12,8	20,0	17,0
Сооружения	19,5	19,9	53,7	15,4	17,0	16,0	—
Передаточные устройства	11,6	6,7	11,6	13,2	34,5	8,0	—
Машины и оборудование	35,8	41,9	22,7	37,1	35,2	~ 54,0	—
В том числе:							
силовые машины и оборудование	7,9	3,8	2,1	3,0	32,7	47,0	67,0 .
рабочие машины и оборудование	26,2	37,3	19,7	31,8	0,9	7,0	—
Транспортные устройства	2,1	3,4	2,3	1,8	0,4	} ~ 2,0	16,0**
Остальные	0,7	0,2	0,3	0,5	0,1		
Итого	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

* Народное хозяйство СССР в 1972 году. М., 1973. По тепловой и компрессорной станциям по данным [4, 33].

** В эту величину включена стоимость фондов по всем группам, не оцененным в этом столбце.

данной отрасли — от масштаба производств, их технических характеристик.

В добывающей промышленности удельный вес сооружений значительно выше, чем в обрабатывающей и по промышленности в целом. Для электроэнергетики характерен высокий процент силовых машин и оборудования. Причем среди различных типов тепловых электростанций наибольший удельный вес силовых машин и

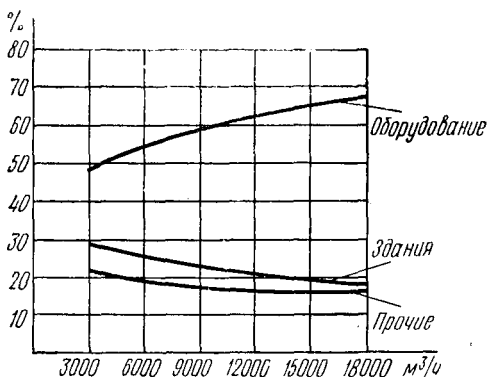


Рис. II-2. Влияние номинальной производительности компрессорной станции на структуру основных фондов

оборудования в структуре основных производственных фондов принадлежит теплоэлектроцентралям (ТЭЦ).

Увеличение масштаба данного типа производства при неизменных технических характеристиках ведет к росту удельного веса оборудования за счет снижения доли затрат на здания и сооружения. На рис. II-2 показано влияние номинальной производительности компрессорной станции на структуру основных фондов.

Оценка основных фондов проводится в *натуральной* и *денежной* формах. Оценка в натуральной форме позволяет судить о мощности предприятия, цеха, техническом составе и состоянии основных фондов. Денежная форма оценки определяет стоимость этих фондов. Она проводится в двух формах, по первоначальной стоимости и восстановительной.

Оценка по *первоначальной* стоимости отражает фак-

тические затраты на основные фонды с учетом их доставки и монтажа на момент ввода в работу. При такой оценке основные фонды числятся на балансах предприятий в ценах разных лет. Это затрудняет анализ динамики объема основных фондов, сопоставление себестоимости продукции и рентабельности аналогичных предприятий, введенных в различные годы.

Восстановительная стоимость отражает затраты, которые должны быть произведены в настоящее время для создания существующих фондов. Обеспечивая единообразие в оценке основных фондов, созданных в разное время, эта форма требует частой переоценки основных фондов. Ввиду трудностей ежегодной переоценки основных фондов она производится периодически. Последняя переоценка основных фондов хозрасчетных государственных, кооперативных и общественных организаций проводилась по состоянию на 1 января 1972 г.

Основными задачами переоценки основных фондов являются:

1) получение полных и точных данных о наличии и структуре основных фондов, их восстановительной стоимости и степени износа, необходимых для дальнейшего совершенствования народнохозяйственного планирования и повышения эффективности общественного производства;

2) создание для всех хозрасчетных предприятий и организаций экономически обоснованных условий для определения издержек производства (себестоимости) продукции, уровня рентабельности производства, размеров платы за основные фонды и образования фондов экономического стимулирования;

3) создание экономически обоснованной базы для уточнения действующих норм амортизационных отчислений с учетом технического прогресса;

4) обеспечение необходимых условий для своевременного воспроизводства, сохранности и лучшего использования основных фондов.

Особенно большое значение приобретает оценка основных фондов по восстановительной стоимости в условиях новой системы планирования и экономического стимулирования, поскольку в настоящее время плата за фонды и уровень рентабельности находятся в непосредственной зависимости от размера производственных фондов.

На балансах предприятий фонды числятся по восстановительной и первоначальной стоимости: фонды, введенные до переоценки, — по восстановительной, а фонды, введенные в период между переоценками, — по первоначальной стоимости. Поэтому балансовая стоимость основных фондов основывается на сочетании двух форм оценки.

Величина балансовой стоимости основных фондов меняется в течение года вследствие выбытия части фондов и ввода новых. Среднегодовая балансовая стоимость определяется из выражения

$$K_6 = K_{6.0} + K_n \cdot T_n / T_r - K_v \cdot (T_r - T_v) / T_r \text{ руб.}, \quad (\text{II-1})$$

где $K_{6.0}$ — балансовая стоимость основных фондов на начало рассматриваемого года, руб.; K_n — балансовая стоимость вновь вводимых основных фондов, руб.; K_v — балансовая стоимость выбывших основных фондов, руб.; T_r — время годовой эксплуатации, месяцы; T_n — время эксплуатации вводимых фондов, месяцы; T_v — время эксплуатации выбывших основных фондов, месяцы.

Восстановительная стоимость основных фондов определяется по сборникам или ценникам. Оценка основных фондов по первоначальной или восстановительной стоимости может производиться: а) по полной стоимости объекта, т.е. по его стоимости в новом состоянии; б) по стоимости с учетом износа.

Процент износа основных фондов I рекомендуется устанавливать исходя из нормы амортизации на полное восстановление

$$I = \alpha_{\text{рен}} K_6 T_{\text{ф}} \%, \quad (\text{II-2})$$

где $\alpha_{\text{рен}}$ — норма отчислений на полное восстановление или реновацию, определяемая на основе нормативного срока службы $T_{\text{сл}}$ (см. формулы II-8 и II-9), %;

$T_{\text{сл}}$ — нормативный срок службы, год (мес.).

Тогда стоимость объекта с учетом износа составит

$$K = K_n (1 - I \cdot 10^{-2}) \text{ руб.}, \quad (\text{II-3})$$

где K_n — величина полной (первоначальной или восстановительной) стоимости объекта, руб.

Если фактический срок службы равен или больше нормативного, но имеется возможность и экономическая целесообразность его дальнейшего использования, то используется понятие — полный срок службы T_{Π} :

$$T_{\Pi} = T_{\Phi} + T_{\Delta}, \quad (\text{II-4})$$

где T_{Δ} — возможный дополнительный срок службы, мес. (дн.)

Однако при определении размера износа, если фактический срок службы больше нормативного, то он принимается равным нормативному.

Для объекта, состоящего из n элементов, имеющих различные сроки службы, средний процент износа $I_{\text{ср}}$ устанавливается по формуле

$$I_{\text{ср}} = \sum_{i=1}^n I_i \alpha_i \%, \quad (\text{II-5})$$

где I_i — процент износа i -го элемента объекта, %; α_i — удельный вес i -го элемента в общей стоимости объекта, доли.

Износ основных фондов может быть *физический* и *моральный*.

Физический износ происходит в процессе производства и под влиянием сил природы (истирание отдельных частей, коррозия, эрозия и т. д.).

Моральный износ — это обесценение фондов вследствие удешевления в настоящее время их воспроизводства (1-я форма) или появления более совершенных машин (2-я форма).

Срок службы энергетического оборудования, определяемый моральным износом, обычно ниже, чем по условиям физического износа.

В решениях XXIV съезда КПСС указывалось на необходимость быстрого внедрения в производство новых технических решений, не ориентируясь на полный физический износ основных фондов, если это тормозит техническое развитие, мешает научно-техническому прогрессу.

Затраты на возмещение изношенных основных фондов входят в себестоимость продукции в виде амортизационных отчислений.

Амортизационные отчисления представляют собой

денежное выражение размера постепенного износа основных фондов, соответствующего переносимой части их потребительной стоимости на изготавливаемую продукцию.

Возмещение изношенных основных фондов производится путем строительства новых фондов, а также капитального ремонта и модернизации действующих основных фондов. В соответствии с этим амортизационные отчисления $S_{ам}$ разделяются на две части: отчисления на полное восстановление или реновацию $S_{рен}$ и отчисления на капитальный ремонт и модернизацию $S_{к.р.}$:

$$S_{ам} = S_{рен} + S_{к.р.} \quad (II-6)$$

Амортизационные отчисления, обеспечивая главным образом простое воспроизводство, содержат и элементы расширенного воспроизводства¹. Это вызывается тем, что вследствие повышения производительности труда, улучшения технологических процессов амортизационный фонд по прошествии срока службы оказывается большим, чем это необходимо для простого воспроизводства, и позволяет создать основные фонды, более совершенные и производительные, чем старые.

Величина годовых амортизационных отчислений определяется как произведение нормы амортизационных отчислений $\alpha_{ам}$, выраженной в процентах, на балансовую стоимость $K_б$:

$$S_{ам} = \alpha_{ам} K_б \cdot 10^{-2} \text{ руб./год.} \quad (II-7)$$

Нормы амортизационных отчислений утверждаются постановлением Совета Министров СССР.

Факторы, определяющие величину нормы амортизационных отчислений для данного вида основных фондов, видны из уравнения

$$\alpha_{ам} = \frac{K_б + \Sigma S_{к.р.} + K_д - K_л}{K_б T_{сл}} 100\%, \quad (II-8)$$

где $K_б$ — балансовая стоимость; $\Sigma S_{к.р.}$ — суммарные затраты на капитальный ремонт и модернизацию за весь срок службы $T_{сл}$; $K_д$ — затраты на демонтаж, транспортировку изношенных фондов после истечения их срока

¹ Основным источником средств для расширенного воспроизводства являются социалистические накопления.

службы; $K_{\text{л}}$ — ликвидационная стоимость основных фондов на период их демонтажа.

Норма амортизационных отчислений складывается из нормы на реновацию $\alpha_{\text{рен}}$ и нормы на капитальный ремонт $\alpha_{\text{к.р.}}$:

$$\alpha_{\text{ам}} = \alpha_{\text{рен}} + \alpha_{\text{к.р.}} \quad (\text{II-9})$$

При разработке норм в каждом отдельном случае устанавливается наимыгоднейшее (оптимальное) соотношение между затратами на капитальный ремонт и реновацию, учитывающее срок службы по условиям морального износа.

Снижение срока службы под влиянием морального износа ведет к изменению структуры и нормы амортизационных отчислений: увеличению составляющей на реновацию и снижению составляющей на капитальный ремонт.

Нормы разрабатываются по отдельным видам и группам основных фондов. Для учета различий в условиях эксплуатации в дополнение к нормам установлены поправочные коэффициенты. Так, нормы на амортизацию котельных агрегатов, работающих на малозольном твердом топливе¹ при числе часов работы в году 3500 ч и более, составляют 8,5%, в том числе на реновацию 3,5% и на капитальный ремонт 5,0%.

При меньшем числе часов работы в году к норме отчислений на капитальный ремонт применяется поправочный коэффициент 0,7. Если котельный агрегат работает на газе, то норма отчислений на капитальный ремонт умножается на понижающий коэффициент 0,8, а при работе на высокозольном и сернистом топливе — на повышающий коэффициент 1,4.

Для энергетического оборудования, установленного в технологических цехах промышленных предприятий, нормы амортизационных отчислений на капитальный ремонт установлены исходя из определенного режима работы. Если нормы установлены для двухсменной работы, то при односменной работе применяются коэффициенты меньше единицы, при трехсменной — больше единицы (например, для вагранок при односменной работе применяется коэффициент 0,8, а при трехсменной — 1,2).

¹ При зольности на 4186,8 кДж/кг (1000 ккал/кг) не выше 5% и содержании серы не выше 0,3%.

В новых условиях хозяйствования часть отчислений на реновацию (до 45%) оставляется в распоряжении данного предприятия и направляется в фонд развития производства. Остальные средства вносятся предприятием в Стройбанк и используются в централизованном порядке для капитального строительства по общему государственному плану.

Отчисления на капитальный ремонт почти полностью вносятся предприятием в Госбанк на его текущий счет и расходуются в соответствии с планом капитального ремонта. Часть отчислений на капитальный ремонт передается в распоряжение вышестоящей организации, которая перераспределяет их между предприятиями.

Совершенствование формирования, распределения и использования фонда амортизации будет способствовать ускорению темпов экономического развития, росту эффективности общественного производства.

§ II-2. Капитальное строительство ¹

Коммунистическая партия уделяет большое внимание вопросам роста, технического совершенствования и обновления основных фондов.

В девятой пятилетке объем капитальных вложений составляет около 500 млрд. руб. Основным источником капитальных вложений является национальный доход (фонд накоплений). Ежегодно на капитальные вложения направляется примерно 20% национального дохода.

План капитального строительства рассматривается как составная часть общегосударственного плана. Комплексное решение вопросов капитального строительства новых предприятий, расширения, реконструкции и эксплуатации действующих предприятий, энергоснабжения, транспорта, распределения рабочей силы, финансирования и других позволяет создать единый рациональный план развития всего народного хозяйства.

Строительные и монтажные работы осуществляются в нашей стране двумя способами: *подрядным* и *хозяйственным*.

При *подрядном* способе работы ведутся государст-

¹ Здесь излагаются лишь некоторые вопросы экономики строительства, имеющие отношение к выбору оптимальных вариантов. В целом вопросы экономики и организации строительства являются предметом самостоятельного курса.

венными постоянно действующими хозрасчетными строительными организациями по договорам с заказчиками (предприятиями, организациями, ведомствами). Это создает условия для широкого внедрения механизации и автоматизации, передовой технологии и организации строительного производства, повышения производительности труда и квалификации кадров, снижения себестоимости и сроков выполнения строительно-монтажных работ.

При *хозяйственном способе* предприятие (объединение) осуществляет строительно-монтажные работы своими силами. Для этого на период строительства создается собственная строительная организация.

Основным способом ведения строительных и монтажных работ в нашей стране является подрядный. В решениях XXIII, XXIV съездов КПСС указывалось на необходимость повышения уровня индустриализации и механизации строительства, широкого применения подрядного способа выполнения строительно-монтажных работ.

Для социалистической промышленности характерным является высокий уровень обновления и использования основных фондов. К концу девятой пятилетки доля производственных фондов, вводимых в действие в 1971—1975 гг., достигнет в промышленности 46%.

Уровень обновления основных фондов характеризуется коэффициентом обновления $\beta_{обн}$ (отношение стоимости новых основных фондов K_n , введенных в действие в течение данного периода, к стоимости основных фондов на конец этого периода ΣK^k):

$$\beta_{обн} = \frac{K_n}{\Sigma K^k} 100\%. \quad (II-10)$$

Выбытие устаревших, изношенных фондов характеризуется коэффициентом выбытия $\beta_{выб}$:

$$\beta_{выб} = \frac{K_v}{\Sigma K^h} 100\%, \quad (II-11)$$

где K_v — стоимость основных фондов, выбывших в течение данного периода; ΣK^h — стоимость основных фондов на начало рассматриваемого периода.

Средства на строительство или реконструкцию объектов отвлекаются из хозяйственного оборота, не прино-

ся экономического эффекта до момента ввода их в эксплуатацию. Поэтому необходимо соблюдать правильные соотношения между средствами, используемыми для строительства новых объектов и вкладываемыми в действующие предприятия, а также направляемыми на завершение начатых строек и строительство новых объектов.

В настоящее время в структуре капитальных вложений все больше возрастает доля затрат на научно-промышленные комплексы, включающие промышленные предприятия, опытные заводы, научно-исследовательские организации, лаборатории, проектно-конструкторские бюро, вычислительные центры.

В решениях XXIV съезда КПСС обращалось внимание на недопустимость чрезмерного распыления средств по многочисленным стройкам. Такое распыление средств приводит к удлинению сроков строительства, снижению объемов выпускаемой продукции, удорожанию в ряде случаев строительно-монтажных работ. Каждая новая стройка должна полностью обеспечиваться всеми необходимыми материалами, финансированием, рабочей силой для завершения ее в наиболее рациональные сроки.

Важнейшим документом капитального строительства является титульный список. В нем указывается: наименование стройки, район строительства, год (месяц) начала и окончания строительства, сметная стоимость и проектная мощность объекта. На основе титульных списков осуществляется заключение договоров с подрядными организациями, выделяются фонды на материально-технические ресурсы, производится финансирование и кредитование.

Капитальное строительство ведется на основе проектов. Начиная с 1971 г. решения о проектировании и строительстве предприятий и сооружений принимаются на основе схем развития и размещения соответствующих отраслей народного хозяйства, а по крупным и сложным предприятиям требуется также разработка специальных технико-экономических обоснований (ТЭО), подтверждающих экономическую целесообразность и хозяйственную необходимость проектирования предприятия и сооружения.

ТЭО представляют собой предпроектный документ, уточняющий и дополняющий схемы развития и размещения отраслей промышленности в части: размещения

намеченного к проектированию и строительству предприятия; обоснования его мощности, номенклатуры продукции; обеспечения сырьем, топливом, электроэнергией, теплом, водой и др.; обоснования важнейших технико-экономических показателей производства и строительства предприятия.

Разработка ТЭО должна базироваться на новейших достижениях науки и техники и использовании передового опыта, с тем чтобы строящиеся, реконструируемые и расширяющиеся предприятия ко времени их ввода в эксплуатацию были передовыми в техническом отношении, имели высокие показатели по производительности труда и качеству продукции, низкую себестоимость и обеспечивали бы нормальные условия труда и его безопасность.

ТЭО разрабатываются, как правило, головной проектной организацией отрасли при обязательном участии организации, разработавшей схему развития и размещения данной отрасли. Утверждаются ТЭО министерствами и ведомствами СССР и советами министров союзных республик по согласованию с Госпланом СССР и Госстроем СССР.

Проектирование промышленных объектов производится на основании задания на проектирование, которое составляется заказчиком. Работа над проектом осуществляется в одну или две стадии. При проектировании в две стадии на первой стадии разрабатывается технический проект, а на второй — рабочие чертежи. При одностадийном проектировании разрабатывается технорабочий проект, т. е. технический проект, совмещенный с рабочими чертежами.

Проектирование в одну стадию ведется по объектам, строительство которых предполагается осуществить по типовым проектам или по повторно применяемым экономичным индивидуальным проектам, а также по технически несложным объектам.

При двухстадийном проектировании на первой стадии устанавливается мощность предприятия, выбираются состав оборудования, площадка, устанавливается потребность в материалах, механизмах, кадрах. Разрабатывается генеральный план предприятия с размещением основных объектов, транспортных связей, электрических, тепловых, газовых сетей. Составляется сметно-финансовый расчет на строительство. Разрабатываются

основные технико-экономические показатели предприятия.

На второй стадии проектирования разрабатываются рабочие чертежи, по которым ведутся строительно-монтажные работы. Уточняется сметно-финансовый расчет главным образом в части стоимости строительно-монтажных работ. Для сокращения количества рабочих чертежей ряду министерств, в том числе и Минэнерго, разрешено установить в виде опыта разработку рабочих чертежей по заказу строительных подрядных организаций. Экономия, полученная подрядными организациями от сокращения объема рабочих чертежей, остается в распоряжении подрядных организаций, и часть ее используется для премирования работников подрядных организаций.

Руководящими документами для проектирования являются:

а) общесоюзные строительные нормы и правила (СНиП), содержащие нормативные данные о параметрах и областях применения материалов, изделий, конструкций и оборудования для строительства (ч. I), нормы строительного проектирования (ч. II), организацию и технологию строительного производства (ч. III), сметные нормы по всем видам строительных и монтажных работ (ч. IV);

б) нормы технологического проектирования, в которых содержатся рекомендации по важнейшим вопросам проектирования объектов с учетом особенностей устанавливаемого технологического оборудования;

в) стандарты на технологическое оборудование и строительные материалы.

Нормы и стандарты периодически пересматриваются для учета достижений науки и техники и передового производственного опыта.

Планирование капитальных вложений и объемов строительно-монтажных работ производится на основе смет.

Смета является основным документом, по которому производятся расчеты между заказчиком и подрядчиком. Смета должна предварительно согласовываться с подрядными организациями. После принятия подрядными организациями смет утвержденные стоимости строительства объектов считаются окончательными. Экономия, получаемая подрядными организациями по

сравнению со сметами после завершения строительства в соответствии с проектом и принятием готового объекта заказчиком, остается у подрядных организаций. Это создает заинтересованность строительно-монтажных организаций в снижении стоимости строительно-монтажных работ.

Сметы бывают объектные и сводные. Последние составляются на основе объектных смет.

Сводный сметно-финансовый расчет (СФР) содержит 12 глав, которые разделены на две части. Первая часть включает затраты на подготовку территории строительства; объекты основного и подсобного производственного назначения; объекты энергетического хозяйства; объекты транспортного хозяйства и связи; внешние сети и сооружения водоснабжения, теплофикации, кондиционирования воздуха, газификации, канализации; благоустройство промышленной площадки; создание строительного хозяйства на площадке и пр. Вторая часть включает затраты на содержание дирекции строящегося предприятия, подготовку эксплуатационных кадров, проектные и изыскательские работы.

Затраты на создание фондов непроизводственного назначения (жилищное и культурно-бытовое строительство), связанные со строительством данного предприятия, выделяются в отдельную смету.

Смета на отдельные объекты включает затраты на строительные работы, оборудование и его монтаж, приспособления и пр.

Исходным материалом для составления смет служат:

а) данные проекта по составу оборудования, объему строительных и монтажных работ; б) ценники на оборудование и материалы; в) ценники на строительные и монтажные работы; г) тарифы на перевозку грузов; д) наценки сбытовых организаций и др.

Стоимость проектных и изыскательских работ устанавливается по сборнику цен на эти работы. Затраты на научно-исследовательские работы определяются сметой на эти работы. Уточнение сметы по рабочим чертежам производится по ценникам главным образом в части строительно-монтажных работ.

В сметную стоимость строительно-монтажных работ входят:

прямые затраты (основная заработная плата рабочих, стоимость материалов с учетом их доставки, расхо-

ды по эксплуатации строительных и монтажных машин, механизмов и средств транспорта);

накладные расходы (административно-хозяйственные, дополнительная заработная плата рабочих, жилищно-коммунальные услуги и др.);

прибыль строительно-монтажной организации.

В Директивах XXIV съезда КПСС указывается на необходимость снижения сметной стоимости строительства не менее чем на 3—5% за счет более рациональных проектных решений.

Проектные организации несут ответственность за качество проектов, правильное определение сметной стоимости и осуществляют авторский надзор.

Сметой на строительство данного объекта определяется объем финансирования (сметные затраты $K_{см}$). Величина капитальных затрат отличается от объема финансирования. Различие между ними заключается в том, что в объем финансирования входят все средства, нужные для строительства объекта, а в капитальные затраты — только средства, полностью относящиеся к данному объекту.

Так, средства на организацию строительной базы, приобретение строительных материалов и т. п. по окончании строительства данного предприятия частично могут быть использованы на других стройках (возвратные суммы $K_{возвр}$). Кроме того, отдельные объекты, входящие в общий комплекс сооружений, используются не только данным предприятием, но и служат для других целей (водохранилища, железные и шоссейные дороги и др.). Поэтому часть затрат по этим объектам (смежные затраты $\alpha_{смеж} K_{смеж}$) не должна входить в капитальные затраты по данному предприятию.

Средства на жилищные и культурно-бытовые объекты для персонала, занятого на строительстве, входящие в смету финансирования строительства, учитываются в капитальных затратах по данному предприятию только в той мере, в какой они отклоняются от средних по стране показателей:

$$\Delta K_{ж} = n (\bar{K}_{ж} - \bar{K}_{ж}^{ср}) \text{ руб.}, \quad (\text{II-12})$$

где n — количество персонала, не обеспеченного жильем и занятого на строительстве, чел.; $\bar{K}_{ж}$ — удельные капитальные затраты на жилищное и культурно-бытовое стро-

ительство с учетом коэффициента семейности, руб./чел.; $\bar{K}_{ж}^{ср}$ — то же, в среднем по стране, руб./чел.

В то же время в сметы на строительство не входят *затраты будущих лет* $K_{буд}$ и *предшествующие затраты* $K_{пред}$, которые должны учитываться при определении капитальных затрат.

Затраты будущих лет могут потребоваться спустя несколько лет после ввода данного предприятия в эксплуатацию для поддержания проектной мощности объекта. Такие дополнительные затраты могут иметь место, например, при сооружении угольных шахт для углубления шахты до проектной отметки, удлинения внутришахтного транспорта и т. п.

Предшествующие затраты могут потребоваться перед проектированием на геологическую разведку и должны учитываться только в части, непосредственно относящейся к рассматриваемому объекту.

Кроме того, к капитальным затратам относится *минимальная величина оборотных средств* $S_{об.ср.мин}$, постоянно находящаяся в распоряжении предприятия.

Таким образом, капитальные затраты на проектируемое предприятие составят

$$K = K_{см} - K_{возвр} - \alpha_{смеж} K_{смеж} - K_{ж} + \\ + \Delta K_{ж} + K_{буд} + K_{пред} + S_{об.ср.мин} \text{ руб.} \quad (\text{II.13})$$

Анализ структуры капиталовложений производится по двум частям: *активной* и *пассивной*.

К *активной* части относятся капиталовложения в объекты, определяющие мощность данного предприятия, его техническое совершенство (технологическое оборудование, включая монтаж и фундаменты, контрольно-измерительные приборы и автоматика, цеховые и общезаводские сети, проектно-изыскательские работы, научно-исследовательские работы и др.).

К *пассивной* части относятся капиталовложения, обеспечивающие нормальные условия ведения процесса производства. Это затраты на здания, освоение площадки предприятия, дороги, очистные сооружения, электроосвещение, отопление, кондиционирование воздуха, хозяйственно-противопожарный водопровод и др.

Приближенные расчеты капитальных затрат в строительстве объектов производятся по укрупненным пока-

зателям стоимости (УПС)¹, которые разрабатываются проектными организациями по материалам конкретных проектов.

Рассмотрим методы определения капитальных затрат в отдельные объекты энергохозяйства предприятия при использовании укрупненных показателей.

1. Промышленная ТЭЦ, промышленная котельная, компрессорная станция. Капитальные затраты в рассматриваемые объекты зависят от большого количества факторов. Из них наибольшее влияние оказывают: а) общая установленная мощность и мощности отдельных агрегатов; б) начальные параметры пара; в) вид используемого топлива; г) район сооружения. Капитальные затраты могут быть подсчитаны по формуле

$$K = [K_1^k + K_1^r + K_n^k(n_k - 1) + K_n^r(n_r - 1)] v_m v_v \text{ руб.}, \quad (\text{II-14})$$

где K_1^k — капитальные затраты в первый котельный агрегат данного объекта, руб.; K_1^r — капитальные затраты в первый турбоагрегат (компрессор) данного объекта руб.; K_n^k — капитальные затраты в каждый последующий котельный агрегат, руб.; K_n^r — капитальные затраты в каждый последующий турбоагрегат (компрессор), руб.; n_k — количество однотипных котельных агрегатов; n_r — количество однотипных турбоагрегатов (компрессоров); v_m — коэффициент, учитывающий местные условия строительства (географический район, гидрогеологические условия, рельеф строительной площадки); v_v — коэффициент, учитывающий вид сжигаемого топлива.

Затраты, связанные с установкой первого агрегата, выше, чем затраты на каждый последующий агрегат, так как они включают определенные общие затраты для всех последующих агрегатов.

Коэффициенты v_m и v_v вносят поправку в капитальные затраты под влиянием местных условий строительства или вида используемого топлива по сравнению с теми условиями, для которых даны остальные показатели формулы (II-14). Так, например, для ТЭЦ основные показатели даются для Центра европейской части СССР и использования газо-мазутного топлива. В этих

¹ Укрупненные показатели даются на 1 м³ здания, 1 м водопровода, 1 ГДж/ч мощности котельной, один агрегат, на единицу веса теплообменника и т. п.

условиях коэффициент ν_m для Нижнего Поволжья составляет 0,99, а для Хабаровского края (южнее 55-й параллели) — 1,23. При использовании углей коэффициент ν_b составляет $1,16 \div 1,25$, а торфа — $1,28 \div 1,45$.

Отнеся капитальные затраты к установленной мощности объекта N , получим удельные капитальные затраты:

$$\bar{K} = K/N \text{ руб.ед. мощности.} \quad (\text{II-15})$$

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

$$K = K_{\text{п}} + \bar{K}_{\text{пер}} N \text{ руб.,} \quad (\text{II-16})$$

где $K_{\text{п}}$ — постоянная часть капитальных затрат, не зависящая от установленной мощности объекта, руб; $K_{\text{пер}}$ — удельная переменная составляющая капиталовложений, руб./ед. мощности.

Тогда удельные капитальные затраты

$$\bar{K} = \frac{K_{\text{п}}}{N} + \bar{K}_{\text{пер}} \text{ руб./ед. мощности.} \quad (\text{II-17})$$

Увеличение единичных мощностей агрегатов приводит, как правило, к снижению удельных капитальных затрат. Причем переход ко все большим единичным мощностям ведет к относительно меньшим снижениям удельных капитальных затрат. Это является результатом воздействия двух факторов, действующих в противоположных направлениях: а) уменьшение доли постоянных затрат, приходящихся на единицу мощности; б) увеличение затрат, определяемых усложнением конструкции, переходом к более высоким начальным параметрам пар и использованию более качественных материалов (рис. II-3).

Влияние увеличения числа однотипных агрегатов на удельные капитальные затраты показано на рис. II-4. Вначале с увеличением числа агрегатов удельные капитальные затраты снижаются. С дальнейшим ростом количества устанавливаемых однотипных агрегатов наблюдается повышение удельных капитальных затрат, связанное главным образом с удорожанием транспортных связей.

2. Теплообменные аппараты. Затраты на изготовление и монтаж теплообменного аппарата зависят от ти-

па аппарата и его веса, материала, диаметра труб и толщины стенок [6].

Приближенно капитальные затраты на теплообменные аппараты могут быть подсчитаны по формулам:

для кожухотрубчатых теплообменников

$$K = [\beta_1 + \beta_2 (m_1 - 20) + \beta_3] G \text{ руб.}; \quad (\text{II-18})$$

для секционных теплообменников («труба в трубе»)

$$K = (\beta_4 \gamma + \beta_3) G \text{ руб.} \quad (\text{II-19})$$

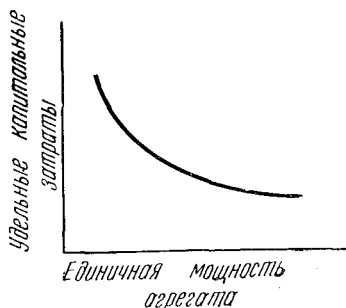


Рис. II-3. Влияние увеличения единичных мощностей агрегатов на удельные капитальные затраты

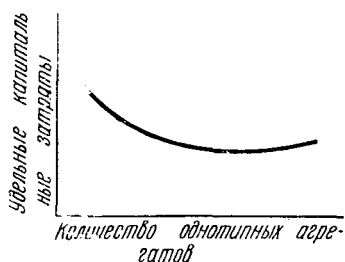


Рис. II-4. Влияние увеличения количества однотипных агрегатов на станции на удельные капитальные затраты

Здесь β_1 и β_2 — коэффициенты, зависящие от веса, материала и диаметра труб; β_3 — коэффициент, учитывающий затраты на монтаж и зависящий от веса теплообменника; β_4 — коэффициент, зависящий от веса изделия и материала; m_1 — отношение веса труб к весу аппарата, %; γ — поправка на диаметр труб и толщину стенки; G — вес теплообменного аппарата, т.

3. Установки кондиционирования воздуха. Капитальные затраты в установки кондиционирования воздуха приближенно определяются по формуле [32]

$$K = K_{зд} + K_{с.к} + K_a + K_x + K_T \text{ руб.}, \quad (\text{II-20})$$

где $K_{зд}$ — затраты на здание, руб.; $K_{с.к}$ — затраты на систему кондиционирования (кондиционеры, система воздухопроводов и трубопроводов, вентиляционные и насосные установки, вспомогательные конструкции и др.), руб.; K_a — затраты на приборы, аппаратуру и армату-

ру для автоматического регулирования, контроля и управления работой кондиционеров и вспомогательного оборудования, руб.; K_x — затраты на холодильные машины и наружные холодопроводы, связывающие центральную холодильную станцию с кондиционерами, руб.; K_t — затраты на оборудование для теплоснабжения, водоснабжения, электроснабжения, руб.

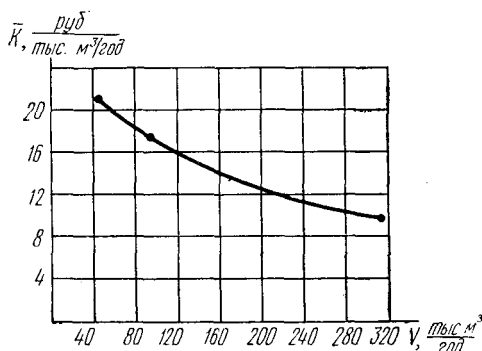


Рис. II-5. Влияние годовой производительности цеха разделения воздуха на удельные капитальные затраты (при использовании одной установки без резервных агрегатов; по данным института «Гипрокислород»)

Составляющие этого уравнения могут быть установлены исходя из удельных капитальных затрат на 1 м³ здания, на 1 м³/ч производительности кондиционера, на 1 тыс. кДж/ч производительности по холоду и т. п.

4. Установки разделения воздуха. Капитальные затраты в установки разделения воздуха зависят от большого количества факторов. Из них наибольшее влияние оказывают степень полноты получения продуктов разделения воздуха, их чистота, агрегатное состояние, давление, наличие резервных агрегатов.

Приблизительно капитальные затраты могут быть определены как

$$K = \bar{K}V \text{ руб.}, \quad (\text{II-21})$$

где $\bar{K}$ — удельные капитальные затраты руб./тыс. м³/год;
 V — годовая производительность установки, приведен-

ная по эксергии к 95 %-ному технологическому кислороду, тыс. м³/год.

В структуре капитальных затрат по цеху разделения воздуха преобладают затраты на технологическое оборудование и трубопроводы более 50 %; около 25 % приходится на строительные работы (цифры относятся к установке

БР-1А). Остальные затраты относятся на силовое электрооборудование, контрольно - измерительные приборы и др. Производительность цеха оказывает влияние на структуру и величину удельных капитальных затрат.

С увеличением годовой производительности (приведенной по эксергии к 95 %-ному технологическому кислороду) удельные капитальные затраты снижаются (рис. II-5). На рис. II-5 показана зависимость, когда в цехе нахо-

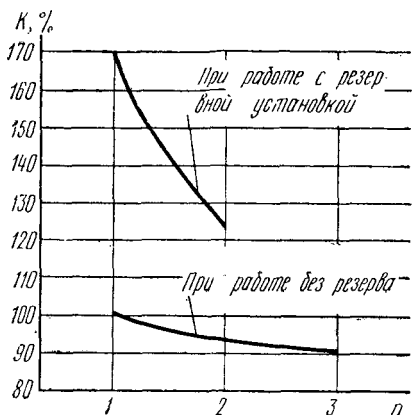


Рис. II-6. Влияние числа установок разделения воздуха на удельные капитальные затраты (за 100% приняты удельные капитальные затраты при использовании одной установки без резерва; по данным института «Гипрокислород» для установки БР-5М)

дится одна установка без резервной. Влияние увеличения количества рабочих установок n и использования резервной установки показано на рис. II-6.

При работе без резерва снижение удельных капитальных затрат происходит главным образом за счет строительных работ. Использование резервной установки позволяет увеличить число часов работы основного блока разделения воздуха (до 8760 ч/год) при повышении удельных капитальных затрат до 170% при одной рабочей установке и до 123% при двух рабочих установках.

Основными путями повышения эффективности капиталовложений являются:

1) обеспечение согласованности срока ввода в эксплуатацию предприятий-изготовителей и предприятий-

потребителей продукции, а также объектов жилищно-коммунального и культурно-бытового назначения;

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

3) сокращение числа одновременно строящихся предприятий и объектов;

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

5) использование рациональных видов топлива, побочных (вторичных) энергоресурсов и энергоносителей;

6) типизация отдельных элементов и сооружений в целом;

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

8) улучшение экономического стимулирования работников строек;

9) улучшение качества проектов и сокращение сроков их разработки.

§ II-3. Оборотные фонды и оборотные средства

Для производства продукции и ее реализации наряду с основными фондами необходимы оборотные средства.

Оборотные средства состоят из *оборотных фондов* и *фондов обращения*. К *оборотным фондам* относятся производственные запасы, незавершенное производство, расходы будущих периодов. Изготовленная и находящаяся в процессе реализации готовая продукция и имеющиеся в распоряжении предприятия денежные средства, необходимые для приобретения оборотных фондов и выплаты заработной платы, составляют *фонды обращения*.

Оборотные средства в СССР на начало 1970 г. составили примерно 190 млрд. руб.¹

В социалистической промышленности на долю оборотных производственных фондов приходится около

¹ Без оборотных средств колхозов.

70%, а на фонды обращения—30% всех оборотных средств.

Для энергетических предприятий и энергетических цехов процессы производства продукции и ее потребления практически совпадают. Поэтому в фонды обращения энергетических предприятий или цехов входят только денежные средства.

Оборотные средства совершают кругооборот, переходя из сферы обращения в сферу производства и обратно.

Время производства $T_{пр}$ состоит из следующих частей:

1) рабочего периода $T_{раб}$, т. е. времени, в течение которого оборотные фонды находятся в процессе обработки, преобразования;

2) перерывов $T_{пер}$, в течение которых предметы труда подвергаются естественным изменениям (физическим, химическим, биологическим);

3) времени, в течение которого предметы труда находятся в производственных запасах, $T_{зап}$:

$$T_{пр} = T_{раб} + T_{пер} + T_{зап}. \quad (II-22)$$

Для энергетической продукции время производства совпадает с рабочим периодом.

Время обращения $T_{обр}$ включает:

а) время реализации готовой продукции T_p ;

б) время заготовки сырья, топлива, материалов $T_{заг}$:

$$T_{обр} = T_p + T_{заг}. \quad (II-23)$$

Время производства и время обращения составляют период оборота оборотных средств $T_{об}$:

$$T_{об} = T_{пр} + T_{обр}. \quad (II-24)$$

Классификация оборотных средств. 1. Оборотные средства подразделяются на *нормируемые и ненормируемые*. К нормируемым оборотным средствам относятся оборотные фонды и готовая продукция, находящаяся на складах предприятия. Нормирование производится как в натуральных показателях, так и в денежных. Не нормируются денежные средства предприятия, отгруженная продукция, средства в расчетах и т. п., увеличение которых свидетельствует об улучшении работы предприятия.

Преобладающую часть оборотных средств составляют нормируемые оборотные средства. На машиностроительных и металлургических предприятиях нормируемые оборотные средства составляют 80—90%.

2. Оборотные средства предприятия делятся на *собственные* и *заемные*. Собственные оборотные средства соответствуют минимально необходимому для обеспечения выполнения плана по выпуску продукции. Заемные оборотные средства предоставляются предприятию Госбанком СССР в форме краткосрочных кредитов для покрытия временной дополнительной потребности в оборотных средствах. Эти ссуды являются возвратными и выдаются на определенный срок и цели. Деление оборотных средств на собственные и заемные содействует лучшему использованию денежных средств в народном хозяйстве, так как позволяет Госбанку возвращаемые

Таблица II-3

Ориентировочная структура оборотных фондов, %

Наименование элементов	Промышленность в целом	Черная метал- лургия	Химическая про- мышленность	Машинострое- ние	Тепловая элект- ростанция
Производственные за- пасы:	71,0	66,5	79,4	57,0	99,7
топливо и горючее .	2,4	2,6	1,1	0,7	66,2
сырье, основные мате- риалы и покупные полу- фабрикаты	45,3	23,9	44,2	38,8	—
запасные части для ре- монта	3,7	11,2	5,5	1,9	17,8
вспомогательные мате- риалы	6,6	11,5	12,1	2,4	9,4
малоценный и быстро- изнашиваемый инвен- тарь	13,0	17,3	16,5	13,2	6,3
Незавершенное произ- водство	24,4	18,0	12,2	40,9	} 0,3
Расходы будущих пе- риодов (по освоению но- вой продукции и др.) и пр.	4,6	15,5	8,3	2,1	
Итого	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

заемные средства (ссуды) одних предприятий направить в форме кредита другим.

Структура оборотных фондов зависит от типа производства (табл. II-3).

На энергетических производствах почти все оборотные фонды сосредоточены в производственных запасах, так как нет незавершенного производства по основному производству и малы расходы будущих периодов. В то же время по промышленности в целом в производственных запасах находится 71 % оборотных фондов.

Сравнительно большой удельный вес запасных частей и вспомогательных материалов на тепловой электростанции вызывается условиями надежности и необходимостью иметь аварийный запас запасных частей, а также несовпадением времени их доставки с периодами текущих и капитальных ремонтов.

Производственные запасы оборотных фондов должны обеспечивать бесперебойное снабжение производства (или строительства). Однако создание избыточных запасов приводит к ухудшению экономических показателей предприятия, замедлению темпов расширенного социального воспроизводства.

Величина производственных запасов может быть выражена натуральными (абсолютными), относительными и денежными показателями.

Абсолютные показатели запасов учитываются в натуральных единицах (килограммах, тоннах, метрах, штуках и т. д.) и используются для расчета складских площадей, при планировании материально-технического снабжения, определении количества завозимых материалов и для других целей.

Относительные показатели запасов выражаются в днях или месяцах потребности в данном материале, сырье, топливе и т. п. Эти показатели используются при нормировании запасов.

Денежное выражение запасов необходимо при планировании оборотных фондов, составлении финансовых планов, определении оборачиваемости оборотных средств и т. д.

Производственные запасы для энергетических установок разделяются на *текущие*, *страховые* (аварийные) и *подготовительные* (для капитальных ремонтов).

Величина запасов должна быть технически и экономически обоснована.

Нормативный оперативный запас топлива на складе для промышленной ТЭЦ определяется по формуле

$$B_n = (\mathcal{E}_c b_{\mathcal{E}} + Q_c b_T) T_n \frac{Q_{p.y}^n}{Q_p^n} \text{ т топлива,} \quad (\text{II-25})$$

где $\mathcal{E}_c$ — среднесуточная выработка электроэнергии на ТЭЦ, МВт·ч; Q_c — среднесуточный отпуск тепла, ГДж; $b_{\mathcal{E}}$, b_T — удельные расходы топлива на выработку электроэнергии и отпуск тепла, т/МВт·ч и т/ГДж; T_n — норматив запаса топлива, сутки¹; Q_p^n — низшая теплота сгорания натурального топлива, ГДж/т; $Q_{p.y}^n$ — теплота сгорания 1 т условного топлива, ГДж/т.

В денежном выражении этот нормативный запас топлива составит

$$S_n = B_n \bar{\Pi}_T \text{ руб.,} \quad (\text{II-26})$$

где $\bar{\Pi}_T$ — цена за тонну топлива, руб./т.

Регламентируются также нормы запаса масел, вспомогательных материалов, запасных частей и др.

§ II-4. Анализ и пути улучшения использования производственных фондов

Курс партии на интенсификацию производства требует улучшения использования производственных фондов. Новая система планирования и экономического стимулирования побуждает предприятия лучше использовать имеющиеся производственные фонды.

До хозяйственной реформы, осуществленной по решению сентябрьского (1965 г.) Пленума ЦК КПСС и XXIII съезда КПСС, величина части прибыли предприятия, поступавшей в государственный бюджет, не определялась непосредственно производственными фондами. Поэтому увеличение производственных фондов (за счет средств государства) и их недостаточное использование не отражались на отчислениях от прибыли в бюджет.

В настоящее время предприятия вносят часть прибыли в государственный бюджет в виде платы за пользова-

¹ На ТЭЦ принимается обычно месячный оперативный запас топлива. На резервных (аварийных) складах хранятся запасы топлива для обеспечения электростанции топливом при длительной задержке его доставки.

ние основными производственными фондами и нормируемыми оборотными средствами по определенным нормативам, стабильным на ряд лет¹. Это создает заинтересованность предприятий в лучшем использовании имеющихся производственных фондов.

Характер использования производственных фондов может быть отражен системой показателей.

Показатели использования основных фондов. Обобщающим показателем, характеризующим использование предприятием основных фондов, является *фондоотдача*, т. е. выпуск готовой продукции $S_{\text{пр}}$ (в стоимостном или натуральном выражении), приходящийся на 1000 руб. среднегодовой стоимости основных фондов $K_{\text{осн}}^{\text{ср}}$:

$$- \quad \beta_{\text{ф}} = S_{\text{пр}} / K_{\text{осн}}^{\text{ср}} \text{ ед. прод./тыс. руб.} \quad (\text{II.27})$$

Расчет фондоотдачи по выпуску готовой продукции в натуральном выражении может быть произведен в основном на предприятиях, изготавливающих один вид продукции (например, на предприятиях добывающей промышленности и др.). На предприятиях, производящих разнородную продукцию, выпуск готовой продукции в стоимостном выражении, приходящийся на 1000 руб. среднегодовой стоимости основных фондов, может правильно отражать использование основных фондов, если в сопоставляемых периодах не меняется структура выпуска продукции, не происходит значительных изменений в производственном кооперировании предприятия.

Для полной характеристики использования основных фондов применяется система показателей. Показателем использования производственной площади, например, для литейного цеха является выпуск литья, приходящийся на 1 м² этой площади.

Показателем использования производственного объема доменной печи является коэффициент использования полезного объема, равный $V_{\text{дп}}/V_{\text{с}}$ (здесь $V_{\text{дп}}$ — полезный объем печи, м³; $V_{\text{с}}$ — суточная производительность по передельному чугуно, т/сутки). Если этот коэффициент снизился, например, с 0,70 до 0,65, то, следовательно, производительность доменной печи повысилась на 7,5%

$$\left(\frac{0,7}{0,65} \cdot 100 = 107,5\% \right).$$

¹ Подробнее см. гл. VI.

Показателем использования производственной мощности оборудования является (например, для котельной или ТЭЦ) годовое число часов использования установленной мощности, представляющее собой число часов работы оборудования с полной установленной мощностью, при котором обеспечивается та же годовая выработка продукции, что и при работе по действительному графику.

Основными путями улучшения использования машин, оборудования в данный период времени (месяц, квартал, год) являются:

- 1) приближение количества фактически работающих машин, оборудования к наличному;
- 2) удлинение времени использования машин, оборудования за счет снижения простоев (экстенсивный путь);
- 3) улучшение использования машин, оборудования в единицу времени путем повышения его загрузки (интенсивный путь).

Производственное оборудование можно разделить на наличное, установленное и фактически работающее. К наличному оборудованию относится все оборудование, включенное в инвентарь независимо от его состояния и местонахождения в данное время. Оборудование несмонтированное, находящееся на складе и т. п., является наличным, но не установленным. Та часть наличного оборудования, которая сдана в эксплуатацию, называется установленной. К установленному относится и оборудование, находящееся в данное время в ремонте или модернизации. К фактически работающему оборудованию относится такое, которое в рассматриваемый период находилось в работе.

Сокращение сроков освоения проектных мощностей, ускорение ввода оборудования в эксплуатацию, снижение продолжительности его нахождения в ремонте увеличивают количество фактически работающего оборудования, улучшают его использование.

Одним из резервов повышения использования оборудования является сокращение его простоев по причинам технической неисправности, некомплектности и др.

Показателем, характеризующим использование основных фондов во времени, является *коэффициент экстенсивности* β_3 , который можно определить по формуле

$$\beta_3 = \frac{T_o}{T} 100\%, \quad (\text{II-28})$$

где T_0 — продолжительность отработанного времени в рассматриваемый период T (за величину T может приниматься календарный или действительный фонд времени, учитывающий количество смен в сутки, их продолжительность, выходные дни).

Повышение величины β_3 может быть достигнуто путем увеличения коэффициента сменности $\beta_{см}$, уменьшения длительности простоев оборудования в ремонте, резерве.

Коэффициент сменности показывает среднее количество смен в сутки, которое работает каждый агрегат:

$$\beta_{см} = \frac{n_I + n_{II} + n_{III}}{n_I}, \quad (II-29)$$

где n_I — количество агрегатов, работающих в первой смене (максимальное количество); n_{II} — то же, во второй смене; n_{III} — то же, в третьей смене.

На необходимость повышения коэффициента сменности, особенно в машиностроении, указывалось на XXIV съезде КПСС.

Коэффициент экстенсивного использования подсчитывается по отдельным видам оборудования. Исходной информацией для таких подсчетов является сменный рапорт мастера о простое оборудования, в котором по каждому агрегату указываются продолжительность и причина простоя (плановый ремонт, внеплановый ремонт, отсутствие электроэнергии, отсутствие пара, отсутствие сжатого воздуха, отсутствие материалов или инструментов и т. п.). На ряде предприятий простои и их причины фиксируют сами рабочие. Могут быть также использованы специальные приборы, регистрирующие простои оборудования.

При выявлении резервов необходимо учитывать не только простои, но и время непроизводительной работы, вызывающей брак продукции и удлинение в технологическом процессе.

Коэффициент экстенсивности использования основных фондов не отражает степени загрузки оборудования. Эту характеристику обеспечивает коэффициент интенсивности $\beta_{ин}$, определяемый по формуле

$$\beta_{ин} = \frac{V_{ф(п)}}{V_T} 100\%, \quad (II-30)$$

где $V_{\phi(n)}$ — фактический (планируемый) объем продукции за рассматриваемый календарный период (в натуральных измерителях); V_T — теоретически возможный объем продукции за тот же период времени при непрерывной работе с полной загрузкой оборудования.

Значение V_{ϕ} может быть представлено как произведение средней нагрузки оборудования $P_{\text{ср}}$ на продолжительность рассматриваемого календарного периода T_K :

$$V_{\phi} = P_{\text{ср}} T_K.$$

Аналогично,

$$V_T = N_y T_K,$$

где N_y — величина установленной мощности.

Тогда

$$\beta_n = \frac{P_{\text{ср}}}{N_y} 100\%. \quad (\text{II-31})$$

Этот коэффициент носит еще название коэффициента нагрузки.

Рост коэффициента интенсивности происходит под влиянием улучшения организации производства, внедрения новой техники и передовой технологии, совершенствования существующей технологии (сокращение длительности плавов, химических процессов и др.), внедрения комплексной механизации и автоматизации производства, ликвидации «узких» мест на предприятии.

На энергогенерирующих предприятиях (в цехах) процессы производства, передачи и потребления жестко связаны по времени. Поэтому величина производства продукции зависит от режима ее потребления, который определяется технологическими, организационными, природными (изменение естественной освещенности, температуры наружного воздуха и т. п.) и другими факторами.

Годовое число часов использования установленной мощности h_y и коэффициент β_n , выраженный в долях, взаимосвязаны:

$$h_y = V_{\phi}/N_y = P_{\text{ср}} T_K/N_y = \beta_n T_K. \quad (\text{II-32})$$

Годовое число часов использования установленной электрической мощности промышленной ТЭЦ, как правило, выше при наличии связи с энергосистемой. Это определяется повышением загрузки агрегатов ТЭЦ (по элек-

трической мощности) и снижением величины необходимых резервов, размещаемых на этой ТЭЦ.

На величину h_y влияет также характер тепловой нагрузки промышленной ТЭЦ. Повышение доли производственной тепловой нагрузки ведет к росту использования установленной мощности вследствие большей равномерности тепловой производственной нагрузки сравнительно с сезонной отопительной.

Улучшение использования установленных мощностей путем повышения коэффициентов экстенсивности и интенсивности, увеличения количества фактически работающего оборудования позволяет полнее использовать резервы производства, повысить использование производственных мощностей и в результате получить больше продукции на каждый рубль производственных фондов.

Степень использования оборотных средств характеризуется продолжительностью одного оборота и числом оборотов за данный период времени.

Число оборотов оборотных средств $n_{об}$ определяется как отношение стоимости реализованной продукции $S_{пр}$ за определенный период (год, месяц) к среднему остатку оборотных средств за то же время $S_{об.ср}^{cp}$. Число оборотов показывает, на какую сумму реализовано готовой продукции за счет каждого рубля оборотных средств в данный период времени:

$$n_{об} = S_{пр} / S_{об.ср}^{cp}. \quad (II-33)$$

Расчет числа оборотов по среднему остатку оборотных средств вызван тем, что величина оборотных средств непрерывно меняется во времени.

Среднегодовая стоимость оборотных средств определяется как полусумма средств на 1 января текущего года и 1 января последующего года плюс сумма средств на каждое первое число остальных месяцев года, деленная на 12.

Продолжительность одного оборота $T_{об}$ определяется путем деления числа дней в рассматриваемом периоде T_n на количество оборотов за тот же период:

$$T_{об} = T_n / n_{об} = T_n S_{об.ср}^{cp} / S_{пр}. \quad (II-34)$$

Ускорение оборачиваемости оборотных средств означает возможность при данном их количестве выработать

больше продукции либо при данном выпуске продукции высвободить часть средств.

Пусть, например, в предыдущем году стоимость выпуска готовой продукции составила 6 млн. руб. при среднем остатке оборотных средств 1,82 млн. руб. В последующем году стоимость выпуска продукции составила 7 млн. руб., а средний остаток оборотных средств — 2 млн. руб. Тогда число оборотов и их продолжительность для рассматриваемых лет примут следующие значения:

Предыдущий год		Последующий год	
$n_{об}$	$\frac{\text{обороты}}{\text{год}}$. . . 3,3		3,5
$T_{об}$	$\frac{\text{дни}}{\text{оборот}}$. . . 110		104

Количество оборотных средств, высвобожденных в последующем году за счет повышения числа оборотов на 0,2 оборота в год, составило

$$S_{об.ср}^{ср} = \frac{7,0}{3,3} - 2,0 = 0,12 \text{ млн. руб.}$$

В ускорении оборачиваемости оборотных средств важнейшая роль принадлежит увеличению выпуска продукции и ускорению ее реализации. Это может быть достигнуто за счет улучшения использования основных фондов, сокращения времени ремонта оборудования, недопущения аварийного выхода оборудования и др.

Централизация наиболее дефицитных и дорогостоящих запасов на общих складах позволяет не только уменьшить суммарную величину запасов, но и значительно увеличить гарантии непрерывности процесса производства.

Существенное значение имеет своевременная поставка запасных частей и материалов, увязанная с графиком ремонта, что позволяет сократить запасы запасных частей на складах.

Ускорению оборачиваемости оборотных средств содействуют экономичные режимы работы оборудования, механизация и автоматизация технологических процессов, уменьшение расходов на заработную плату путем более рациональной организации труда.

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ И ЭКОНОМИКА ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ¹

§ III-1. Общая характеристика природных топливных ресурсов

Энергетический ресурс представляет собой носитель энергии, который при данном уровне техники или в предвидимой перспективе ее развития используется или может быть использован в народном хозяйстве [51].

Энергетические ресурсы разделяются на природные энергетические ресурсы и побочные (вторичные) энергетические ресурсы.

К *природным* энергетическим ресурсам относятся ресурсы, которые образовались в результате геологического развития Земли и других природных процессов.

К *побочным* (вторичным) энергетическим ресурсам относятся ресурсы, получаемые в качестве побочного продукта или отхода основного производства.

Природные энергетические ресурсы разделяются на невозобновляемые (уголь, нефть, природный газ, ядерное горючее, сланцы, торф, геотермальное тепло и др.) и возобновляемые (энергия воды, энергия ветра, лучистая энергия Солнца, ежегодный прирост древесины и др.).

Энергетические ресурсы можно также разделить на топливные и нетопливные. К *топливным* ресурсам относятся уголь, природный газ, торф, сланцы, горючие газы топливных печей, отходы переработки сырья и др. К *нетопливным* ресурсам относятся энергия воды, энергия ветра, лучистая энергия Солнца, энергия сжатых газов и др.

Потенциальные запасы различных видов топлива не

¹ В данной главе рассматриваются природные топливные ресурсы и побочные энергетические ресурсы, используемые в тепло-энергетическом хозяйстве промышленности.

являются постоянной величиной. Они зависят от степени изученности недр Земли, от уровня техники, позволяющей определять наличие ресурсов и вести добычу их до какой-то глубины от земной поверхности.

Прирост мировых разведанных запасов основных видов топливных ресурсов за последние 25—30 лет был большим, чем прирост их потребления.

Примерная структура мирового потребления топливно-энергетических ресурсов на 1965 г. и 2000 г. показана в табл. III-1. При росте общего уровня энергопотребле-

Таблица III-1

Приближенная структура мирового потребления топливно-энергетических ресурсов [34]

Наименование	Единица измерения	1965 г.	2000 г.
Общий уровень мирового энергопотребления .	Млрд. т у. т.	5,86	22,0—25,0
Удельный расход на 1 чел.	Т у.т./год·чел.	1,79	3,5—4,0
Структура мирового потребления энергоресурсов:	%		
каменный и бурый уголь	»	39,9	18,0—22,0
нефть	»	33,5	25,0—30,0
природный и попутный газ	»	16,3	20,0—25,0
ядерная энергия . . .	»	Мало	~25,0
торф и дрова	»	4,4	1,5—2,0
гидроэлектроэнергия .	»	5,9	3,5—4,0
прочие источники энергии	»	Мало	0,3

ния за рассматриваемый период примерно в 4 раза в структуре потребления энергоресурсов увеличится удельный вес природного и попутного газа, ядерной энергии при снижении потребления главным образом каменного и бурого угля. Ожидается, что через ряд лет наступит стабилизация или постепенное сокращение удельного веса нефти в общем потреблении топливно-энергетических ресурсов.

Советский Союз по разведанным запасам топливно-энергетических ресурсов является одной из богатейших

стран мира. На долю СССР приходится примерно 3/4 мировых геологических запасов угля [14]. Советский Союз занимает первое место в мире по разведанным запасам угля, природного газа¹.

Выявленные запасы топливных ресурсов размещены по территории страны весьма неравномерно [34]. Около 90% общих геологических запасов углей размещены в восточных районах РСФСР, около 7% — в европейских районах РСФСР и Украинской ССР, около 2% — в республиках Средней Азии. Наибольшие запасы природного газа (61, 2%) также приходятся на азиатскую часть СССР. Основными бассейнами и месторождениями углей являются Кузнецкий, Итатский, Канско-Ачинский, Иркутский, Ленский, Львовско-Волынский и др. Советский Союз занимает первое место в мире по добыче угля.

В девятой пятилетке наибольшее развитие получил открытый способ добычи угля в крупных карьерах. Этим способом получено около 1/3 всей добычи угля.

Значительная часть известных промышленных запасов природного газа сосредоточена в месторождениях Дашавском, Ставропольском, Шебелинском, Газлинском, Тюменском, Мангышлакском, в Оренбургской области, Коми АССР и др.

Месторождения нефти сосредоточены в районе между Волгой и Уралом (Татарская и Башкирская АССР, Куйбышевская область), в Азербайджанской ССР, на Северном Кавказе, в Казахстане, Узбекистане и Туркмении, на севере Западной Сибири (Тюменская и Томская области) и др.

Нефть в сыром виде не может считаться топливным ресурсом для сжигания под котлами или в промышленных печах. В качестве топлива может быть использован топочный мазут — остаток после переработки нефти и извлечения из нее легких погонов (бензин, керосин, масла и пр.).

С точки зрения обеспеченности топливными ресурсами территорию нашей страны можно разделить на три группы районов.

I. Районы, топливные ресурсы которых достаточны не только для полного удовлетворения потребности этих районов, но и для передачи (вывоза) топлива в другие

¹ См.: Косыгин А. Н. Социально-экономическое развитие советского государства. «Коммунист», 1972, № 17.

районы. К таким районам относятся Западная и Восточная Сибирь, Средняя Азия.

II. Районы, топливные ресурсы которых достаточны для полного удовлетворения своих потребностей и имеются ограниченные возможности для дальнейшего расширения передачи (вывоза) их в другие районы. К ним относится Юг европейской части СССР.

III. Районы, не обеспеченные полностью своими топливными ресурсами. Это Северо-Запад и Центр европейской части СССР, Урал.

Структура добычи отдельных видов топлива в нашей стране претерпела за последние пятилетки существенные изменения (табл. III-2).

Таблица III-2

Структура топливного баланса (в % к итогу)

Вид топлива	1958 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г. (план)
Уголь	58,8	53,9	43,5	35,9	29,5
Нефть	26,2	30,8	36,7	41,0	44,1
Природный газ	5,5	7,6	15,6	19,4	23,3
Торф, сланцы, дрова	9,5	7,7	5,2	3,7	3,1

Примечание. При составлении табл. III-2 использовались материалы [48, 15] «Экономическая газета», 1972, № 27.

Причиной повышения удельного веса нефти и газа (с 31,7% в 1958 г. до 67,4% в 1975 г.) и снижения удельного веса угля и других видов топлива явилось:

1) резкое увеличение разведанных промышленных запасов нефти и газа;

2) освоение новых методов разведки и добычи нефти и газа, обеспечивающих улучшение в несколько раз технико-экономических показателей добычи нефти и газа;

3) освоение передачи нефти и газа по трубопроводам и резкое снижение затрат на транспорт нефти.

В структуре топливно-энергетического баланса промышленности удельный вес потребления угля также снижается, оставаясь, однако, более высоким, чем в балансе народного хозяйства в целом.

Динамика объемов добычи угля, нефти и газа в нашей стране (табл. III-3) указывает, что в период

с 1950 по 1975 г. добыча нефти возрастает в 12,7—13,2 раза, природного газа — в 48,4—51,6 раза, а угля — лишь в 2,6 раза.

Т а б л и ц а III-3¹

Динамика добычи угля, нефти и газа

Вид топлива	Единица измерения	1950 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г. (план)
Уголь . . .	Млн. т	261,1	509,6	578,0	624,0	685—695
Нефть . . .	Млн. т	37,9	147,9	242,0	349,0	480—500
Газ . . .	Млрд. м ³	6,2	47,2	128,0	198,0	300—320

Прогрессивные изменения в структуре топливного баланса приводят не только к снижению затрат за добычу и транспорт топлива, но и к существенному повышению коэффициента полезного действия топливоиспользующих установок, снижению капитальных затрат и годовых эксплуатационных расходов по топливоприготавливающим и топливосжигающим установкам. За девятую пятилетку величина экономии трудовых и материальных затрат составит около 3 млрд. руб.²

§ III-2. Общая характеристика побочных (вторичных) энергетических ресурсов

Анализ схем использования энергетических ресурсов технологическими агрегатами показывает, что определенное количество этих ресурсов не может быть ими полезно использовано.

Экономия энергетических ресурсов в промышленности может осуществляться путем повышения к. п. д. технологических агрегатов, а также за счет использования экономически целесообразных побочных (вторичных) энергоресурсов (ПЭР) для удовлетворения потребности в топливе, тепле, электрической и механической энергии других агрегатов и процессов. Поэтому наряду с первичными топливными ресурсами заметную роль в промышленности играют ПЭР, получаемые из продукции, отходов, побочных или промежуточных продуктов технологических процессов.

¹ См.: Материалы XXIV съезда КПСС. М., 1971, с. 147 и [14].

² См.: Экономическая газета, 1972, № 27.

ПЭР по техническим характеристикам могут быть разделены на три группы [20]¹.

Горючие (топливные) ПЭР, к которым относятся побочные горючие газы плавильных печей (доменный, колосниковый, шахтных печей и вагранок, конверторный и т. д.), горючие отходы процессов химической и термохимической переработки сырья, не используемые (непригодные) для дальнейшей технологической переработки отходы деревообработки и др.

Тепловые ПЭР, к которым относятся физическое тепло отходящих газов технологических агрегатов, физическое тепло основной и побочной продукции, тепло рабочих тел систем принудительного охлаждения технологических агрегатов и установок, тепло горячей воды и пара, отработавших в технологических и силовых установках.

ПЭР избыточного давления, к которым относится потенциальная энергия газов и жидкостей, покидающих технологические агрегаты с избыточным давлением, которое необходимо снижать перед последующей ступенью использования этих жидкостей (газов) или при выбросе их в атмосферу.

Побочные энергетические ресурсы могут использоваться либо непосредственно для удовлетворения потребности в тепле, топливе, либо использоваться в утилизационных установках для производства тепла, электроэнергии, холода, механической работы.

С народнохозяйственной точки зрения необходимо стремиться к максимальному сокращению выхода побочных энергоресурсов путем лучшего использования первичного энергетического топлива в самом технологическом агрегате, установления рациональных режимов его работы.

Однако особенности ряда технологических процессов приводят к образованию побочных энергетических ресурсов [37]. Это вызывает необходимость установления рациональных направлений их использования.

Возможны четыре основных направления использования побочных энергоресурсов.

Топливное — непосредственное использование горючих побочных энергоресурсов.

¹ См.: «Методика определения выхода и экономической эффективности использования побочных (вторичных) энергетических ресурсов». М., 1972.

Тепловое — непосредственное использование тепла или использование потребителями тепла (холода), получаемого за счет ПЭР в утилизационных установках.

Силовое — использование потребителями механической или электрической энергии, вырабатываемых в утилизационных установках.

Комбинированное — использование потребителями тепла и электрической (или механической) энергии, одновременно вырабатываемых в утилизационных установках (утилизационных ТЭЦ).

Основное количество побочных энергетических ресурсов получается на тех предприятиях, где производится пирогазетическая переработка топлив и высокотемпературная обработка металлов и сырья. Такие процессы имеют место в металлургии, тяжелом машиностроении, химической промышленности, промышленности строительных материалов.

На металлургических комбинатах с полным циклом выход побочных энергетических ресурсов настолько велик, что за их счет может быть удовлетворена большая часть потребности в энергетическом топливе.

На нефтеперерабатывающих заводах с глубокой переработкой нефти и выходом масел за счет использования побочных энергетических ресурсов расход энергетического топлива может быть сокращен примерно на 80—85%.

Использование побочных энергоресурсов на заводах тяжелого машиностроения позволит сократить расход энергетического топлива примерно на 30%. Приведенные величины возможной экономии топлива указывают на большое народнохозяйственное значение использования побочных энергоресурсов. Для предприятий с большим выходом побочных энергоресурсов схемы энергоснабжения должны разрабатываться с учетом всего энерготехнологического комплекса (см. гл. X).

§ III-3. Экономика использования топливных ресурсов

Огромные потенциальные ресурсы различных видов топлива в СССР выдвигают важную народнохозяйственную задачу разработки рациональной структуры топливного баланса.

Среди факторов, определяющих рациональную

структуру топливного баланса, важное значение имеют: 1) потребность народного хозяйства в различных видах топлива; 2) показатели топливоиспользующих установок при различных видах топлива и режим топливопотребления; 3) технически возможные масштабы добычи отдельных видов топлива; 4) сравнительная экономичность добычи отдельных видов топлива; 5) затраты на транспорт топлива к потребителям, хранение топлива.

С точки зрения потребности народного хозяйства в разных видах топлива все потребители могут быть разделены на две группы:

А. Потребители, использующие топливо строго определенной технической характеристики. К ним, например, относятся силовые установки с двигателями внутреннего сгорания; установки, преобразующие естественные виды топлива в другие виды топлива или сырье для химических производств (нефтеперерабатывающие заводы, коксовые печи).

Б. Потребители, которые используют несколько видов топлива, обладающих определенной технической характеристикой. К ним, например, относятся основные виды промышленных печей, отопительные и промышленные котельные, котельные крупных электростанций.

Потребители этой группы в свою очередь могут быть разделены на две части с точки зрения влияния вида используемого топлива на их экономичность:

потребители, у которых вид используемого топлива резко сказывается на их экономичности. К ним относятся некоторые печи, небольшие котельные и др.;

потребители, которые могут использовать различные виды топлива при незначительном изменении их эконо-

Таблица III-4

Относительный прирост к. п. д. при работе на природном газе по сравнению с твердым топливом

Вид потребителя	Коэффициент γ , %
Печи	5,0—15,0
Мелкие промышленные и районные котельные	15,0
Крупные промышленные и районные котельные	5,0
Котельные крупных тепловых электростанций	2,0—3,0

мичности. К ним относятся крупные промышленные и районные котельные, электростанции большой и средней мощности и др.

В табл. III-4 приведены значения коэффициента γ , учитывающего относительный прирост к. п. д. при работе на природном газе по сравнению с твердым топливом¹.

Замена донецкого угля природным газом или мазутом вызывает на крупных электростанциях сравнительно небольшую экономию приведенных затрат² (2,0—2,3 руб./т у. т.), а в промышленных печах — существенную экономию (8—15 руб./т у. т.). Примерно аналогичный эффект складывается при замене донецкого угля мазутом: 1,6—1,8 руб./т у. т. для крупных электростанций и 5,5—8,0 руб./т у. т. для промышленных печей.

Этот эффект определяется повышением к. п. д. установок, а также снижением капиталовложений и расходов по обслуживанию.

Для мощных топливоиспользующих установок механизация и автоматизация процесса сжигания необходимы при любом виде используемого топлива. Поэтому использование ими более качественного топлива не приводит к существенному снижению трудоемкости обслуживания. Эти обстоятельства предопределили различие эффекта у потребителей от использования более качественных видов топлива.

Важное влияние на экономические показатели оказывает режим топливопотребления.

Режим потребления топлива в пределах года неравномерен главным образом вследствие изменения отопительной нагрузки. Например, в Москве и Ленинграде расход топлива на отопление в январе выше в 3—5 раз, чем в летний месяц, а в отдельные сутки января расходуется в 5—6 раз больше топлива, чем в летние сутки.

Годовой режим топливодобычи практически равномерен во времени. Поэтому требуется согласование режимов топливодобычи и топливопотребления.

Основными путями согласования режимов являются: использование сезонных и внутрисуточных избытков га-

¹ По материалам статьи Шнеерова Г. В. в сборнике «Вопросы повышения эффективности использования топливно-энергетических ресурсов в промышленности». М., 1966.

² Приведенные затраты учитывают капитальные затраты и годовые эксплуатационные расходы (см. гл. VII).

зообразного топлива для сжигания на мощных КЭС; создание подземных хранилищ газа; создание хранилищ мазута; создание угольных складов; установка специальных пиковых компрессорных станций для повышения производительности газопроводов в зимние холодные дни; переход с газа на мазут или твердое топливо на ТЭЦ и крупных котельных в дни с относительно большими расходами природного газа.

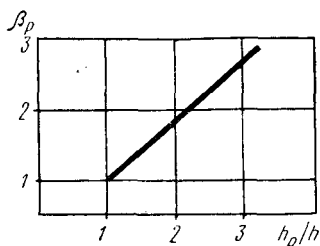


Рис. III-1. Влияние режимного фактора на величину приведенных затрат на природный газ

Практически используется сочетание различных путей согласования режимов.

Влияние режимного фактора на величину расчетных затрат на природный газ отражается коэффициентом β_p :

$$\beta_p = 1 + \psi \left(\frac{h_p}{h} - 1 \right), \quad (\text{III-1})$$

где ψ — доля условно-постоянных приведенных затрат на топливо, приходящаяся на единицу его годовой производительности. При протяженных газопроводах (более 1000 км) и отсутствии крупных газохранилищ величина ψ принимается равной 0,85; h_p — наибольшее расчетное годовое число часов использования пропускной способности газопровода; h — фактическое годовое число часов использования пропускной способности газопровода.

Изменение коэффициента β_p в зависимости от отношения h_p/h показано на рис. III-1. При $h=0,5h_p$ коэффициент возрастает до 1,85.

Следовательно, для потребителя с переменным характером топливопотребления приведенные затраты на природный газ будут возрастать.

Использование мазута для покрытия пиков в потреблении топлива также приводит к повышению приведен-

ных затрат на него из-за дополнительных затрат на ма-
зутохранилища.

Приведенные затраты на твердое топливо повыша-
ются при его использовании в качестве «пикового» топ-
лива ввиду дополнительных затрат на склады и пере-
грузки.

Рациональное сочетание «базового» и «пикового»
топлива может быть найдено в каждом отдельном слу-
чае на основе технико-экономических расчетов (см. гл.
VII).

Огромные топливные ресурсы СССР характеризуют-
ся весьма различными технико-экономическими пока-
зателями их добычи. Себестоимость добычи угля колеблет-
ся по отдельным районам от 1,0 до 7,0 руб. за 1 т у.т.,
а удельные капитальные затраты — от 5,0 до
27,0 руб./т у.т./год. Первая цифра относится к Канско-
Ачинским углям открытой добычи, а вторая — к Ворку-
тинским углям при шахтной добыче [45].

Это различие вызвано геологическими условиями до-
бычи (открытая или шахтная, глубина залегания, тол-
щина и угол наклона пластов и др.), теплотой сгорания
топлива, географическим районом размещения место-
рождения угля.

Основными тенденциями развития угольной промыш-
ленности являются концентрация производства при опе-
режающем развитии добычи угля открытым способом;
совершенствование технологии и улучшение организации
труда; комплексная механизация и автоматизация про-
изводства.

Технико-экономические показатели добычи нефти и
газа в значительной мере зависят от их запасов (дебита
скважин), геологических характеристик (глубина зале-
гания, пластовое давление) и колеблются в широких
пределах. Так, себестоимость на месторождениях Став-
ропольского края, Узбекской ССР составляла 0,14—
0,19 руб./1000 м³, в то время как в Куйбышевской обла-
сти, Коми АССР и Киргизской ССР — 2,2—
3,92 руб./1000 м³ (на 1964 г. [34]).

Внедрение передовой техники и технологии, концен-
трация добычи в основном на крупных месторождениях,
автоматизация и телемеханизация объектов добычи неф-
ти и газа ведут к снижению себестоимости и удельных
капитальных затрат, повышению производительности
труда.

В условиях отсутствия ограничений по топливному балансу, рассматриваемых в гл. VII, сравнительная экономичность различных видов топлив, которые могут быть использованы данной установкой, определяется суммарными величинами приведенных затрат на добычу, транспорт и его сжигание. Затраты на последующие технологические установки, использующие полученное тепло топлива, не зависят от вида сжигаемого топлива. Поэтому для определения сравнительной экономичности по каждому рассматриваемому виду топлива по уравнению (III-2) подсчитываются удельные суммарные приведенные затраты, отнесенные к полезному 1 ГДж тепла:

$$\Sigma \bar{Z} = \frac{1}{Q_{p.y}^n \eta} [(\bar{Z}_{д.т} + \bar{Z}_{тран} + \bar{Z}_{р.тран}) \beta_p + \bar{Z}_{сж} \text{ руб./ГДж}, \quad (\text{III-2})$$

где $\bar{Z}_{д.т.}$, $\bar{Z}_{тран}$ — удельные приведенные затраты на добычу¹ и магистральный транспорт топлива, руб./т у.т.; $\bar{Z}_{р.тран}$ — удельные приведенные затраты на распределительный транспорт топлива, погрузочно-разгрузочные работы, руб./т у.т.; $\bar{Z}_{сж}$ — удельные приведенные затраты на топливоиспользующие установки, руб./т у.т.; β_p — коэффициент, учитывающий режим потребления топлива; η — к. п.д. топливоиспользующей установки, доли; $Q_{p.y}^n$ — теплота сгорания 1 т условного топлива, ГДж/т у.т.

Критерием сравнительной экономической эффективности при прочих равных условиях является минимум приведенных затрат (см. гл. VII). Следовательно, наиболее экономичным будет вид топлива, которому соответствуют минимальные удельные суммарные приведенные затраты.

§ III-4. Экономика использования побочных (вторичных) энергетических ресурсов

Для проектируемых предприятий со значительным выходом побочных энергоресурсов рациональная схема энергоснабжения должна разрабатываться с учетом побочных энергоресурсов.

¹ Включая переработку, хранение (как на месте добычи, так и на месте его переработки и потребления).

В условиях действующего предприятия рациональная доля и направление использования побочных энергоресурсов зависят от сложившейся схемы энергоснабжения предприятия.

При раздельном централизованном энергоснабжении (электроснабжение из энергосистемы и теплоснабжение от котельной предприятия) и использовании побочных энергетических ресурсов для производства тепла получаем экономию топлива в котельной, а при их использовании для производства электроэнергии — экономию топлива в энергосистеме.

При энергоснабжении предприятия от ТЭЦ (основной случай для теплоемких производств) использование побочных энергоресурсов для производства тепла приводит в первый период к сокращению отпуска тепла из отборов турбин ТЭЦ и, следовательно, к уменьшению выработки электроэнергии по теплофикационному режиму. Это уменьшение компенсируется дополнительной выработкой электроэнергии в энергосистеме по конденсационному циклу с большим расходом топлива. Поэтому достигаемая в этом случае экономия топлива от использования вторичных энергоресурсов будет ниже, чем при раздельной схеме.

В дальнейшем с ростом тепловой нагрузки района теплоснабжения перерасход топлива, связанный с использованием побочных энергоресурсов, будет снижаться.

Величина экономии тепла топлива при использовании побочных энергоресурсов ΔQ , приводящих к снижению отпуска тепла из промышленной котельной ΔQ_k , составит

$$\Delta Q = \Delta Q_k \lambda_{\pi} \text{ ГДж}, \quad (\text{III-3})$$

где λ_{π} — коэффициент, учитывающий среднее снижение потерь тепла в котлах, соответствующее диапазону их разгрузки.

Величина λ_{π} определяется из выражения вида

$$\lambda_{\pi} = \frac{Q_1 \eta_2 - Q_2 \eta_1}{(Q_1 - Q_2) \eta_1 \eta_2}, \quad (\text{III-4})$$

где η_1, η_2 — к. п. д. котельной при нагрузках Q_1 и Q_2 .

Если использование побочных энергоресурсов приводит к остановке части котлов или уменьшению количест-

ва котлов в котельной (в условиях проектирования), тогда $\lambda_{\text{п}}$ представляет собой обратную величину среднего значения к.п.д. котлов, которые не будут участвовать в работе ($\lambda_{\text{п}} > 1$).

Таким образом, количество сэкономленного тепла в исходном топливе котельной будет больше, чем тепла, получаемого от утилизационной установки.

Если использование побочных энергоресурсов приводит к сокращению отпуска тепла из отборов турбин ТЭЦ $\Delta Q_{\text{отб}}$, тогда величина экономии тепла топлива составит

$$\Delta Q = \Delta Q_{\text{отб}} (\lambda_{\text{п.т}} - \rho) - \Delta Q_{\text{п.с}} \text{ ГДж}, \quad (\text{III-5})$$

где ρ — коэффициент, учитывающий снижение выработки электроэнергии на ТЭЦ по теплофикационному режиму и соответствующее повышение выработки электроэнергии по конденсационному циклу в энергосистеме в первый период эксплуатации.

Величина ρ определяется из выражения

$$\rho = Y_{\text{э}} (q_{\text{к}} \lambda_{\text{п.к}} - q_{\text{т}} \lambda_{\text{п.т}}), \quad (\text{III-6})$$

где $Y_{\text{э}}$ — величина снижения выработки электроэнергии по теплофикационному циклу, приходящаяся на 1 ГДж снижаемого отпуска тепла от турбины, тыс. кВт·ч/ГДж; $\lambda_{\text{п.к}}$ — коэффициент, аналогичный величине $\lambda_{\text{п}}$ [см. формулу (III-4)] применительно к котлам конденсационных электростанций; $\lambda_{\text{п.т}}$ — то же, применительно к котлам промышленной ТЭЦ; $\Delta Q_{\text{п.с}}$ — дополнительный расход тепла, вызываемый изменением потерь в электрических и тепловых сетях, ГДж; $q_{\text{к}}$ — средний относительный прирост расхода тепла на производство электроэнергии в энергосистеме по конденсационному режиму агрегатами, нагрузка которых повышается в связи с использованием побочных энергоресурсов и снижением мощности ТЭЦ по теплофикационному режиму, ГДж/тыс. кВт·ч; $q_{\text{т}}$ — средний относительный прирост расхода тепла на производство электроэнергии по теплофикационному режиму (см. гл. X), ГДж/тыс. кВт·ч.

По расчетам академика Мелентьева Л. А., в рассматриваемом случае использования побочных энергоресурсов экономия исходного топлива составляет не более 0,4—0,7 ГДж на 1 ГДж фактически использованного

тепла побочного энергоресурса. Кроме того, сезонный характер ряда потребителей тепла (отопление, вентиляция) значительно снижает возможную долю использования побочных энергоресурсов в годовом разрезе. Поэтому тепловая экономичность использования побочных энергоресурсов при комбинированной схеме энергоснабжения предприятия ниже, чем при раздельной¹, и зависит от темпов роста тепловой нагрузки рассматриваемого района. Экономия топлива будет тем ниже, чем ниже параметры заменяемого теплового потребления и чем выше начальные параметры пара на ТЭЦ.

При повышении параметров заменяемого отбора пара экономия топлива будет возрастать в большей мере, чем при раздельной схеме. Эффективность использования низкопотенциального тепла значительно выше при раздельной схеме.

При использовании побочных энергоресурсов для производства электроэнергии в конденсационных утилизационных паротурбинных установках экономия топлива в энергосистеме составит

$$\Delta B = (\mathcal{E}_{y.t} \pm \Delta \mathcal{E}_{п.с}) r_c \text{ т у. т.}, \quad (\text{III-7})$$

где $\mathcal{E}_{y.t}$ — количество электроэнергии, отпущенное утилизационной установкой, тыс. кВт·ч; r_c — средний относительный прирост расхода топлива в энергосистеме, соответствующий ее разгрузке при использовании утилизационной установки, т у. т./МВт·ч; $\Delta \mathcal{E}_{п.с}$ — изменение потерь электроэнергии в электрических сетях, тыс. кВт·ч.

Если использование утилизационной установки приводит к остановке конденсационного агрегата, тогда величина r_c в формуле (III-7) заменяется на средний удельный расход топлива остановленного агрегата.

При определении экономии топлива в энергосистеме необходимо также учитывать изменение потерь в электрических сетях. Если при использовании утилизационной установки, установленной на предприятии, сокраща-

¹ Из этого, конечно, не следует, что раздельная схема энергоснабжения предпочтительнее комбинированной. Методика выбора экономически целесообразной схемы энергоснабжения рассматривается в гл. X.

ются потери электроэнергии в электрических сетях, то энергосистема разгрузится на величину $\mathcal{E}_{y.t} + \Delta Q_{п.с.}$. При возрастании потерь электроэнергии разгрузка энергосистемы произойдет только на величину $\mathcal{E}_{y.t} - \Delta Q_{п.с.}$.

Использование пара утилизационных установок для комбинированного производства тепла и электрической энергии приводит к меньшей экономии топлива, чем при использовании пара только для электроснабжения, если получаемый при этом отборный пар вызывает снижение величин отборов пара теплофикационных турбин.

При одинаковом количестве утилизированных побочных энергоресурсов в течение года их использование для производства тепла обеспечивает часто большую экономию топлива, нежели использование для производства электроэнергии. Это связано с тем, что выработка электроэнергии утилизационными установками обычно вызывает разгрузку сравнительно более экономичных агрегатов энергосистемы, чем утилизационные установки. В противном случае или если годовая потребность в тепле данного предприятия с прилегающей коммунально-бытовой нагрузкой ниже, чем возможная отдача при использовании побочных энергоресурсов, при определенных соотношениях указанная выше сравнительная экономичность может изменяться.

Иногда комбинированное использование побочных (вторичных) энергоресурсов может быть только зимой, в период большой тепловой нагрузки. В летний период пар утилизационных установок может использоваться лишь для производства электроэнергии.

Суточный и годовой режим работы утилизационной установки определяется технологическим процессом и может не совпадать с режимом теплопотребления. Поэтому при использовании побочных энергоресурсов возможно их неполное использование.

Снижение годового числа часов использования установленной мощности утилизационной установки ведет к уменьшению экономии топлива, увеличению удельных капитальных затрат и годовых эксплуатационных расходов, приходящихся на единицу отпущенного тепла.

При использовании побочных энергоресурсов для производства электроэнергии ограничения в их исполь-

зовании практически отсутствуют. Однако часто может потребоваться дублирование части мощности утилизационных установок мощностями электростанций энергосистемы вследствие неравномерности режима производства электроэнергии, определяемой технологическими режимами выхода побочных энергоресурсов.

При «пиковом» характере графика выхода побочных энергоресурсов может оказаться нецелесообразным сооружение утилизационной установки, позволяющей использовать их максимальный выход.

Экономичность и рациональное направление использования побочных энергоресурсов зависит от большого количества динамичных во времени факторов, связанных с характеристиками технологических процессов, технико-экономическими показателями утилизационных установок, схемой энергоснабжения предприятия, технико-экономическими показателями замещаемого топлива, замещаемых установок и т. п.

Выбор наивыгоднейшего направления и степени использования побочных энергоресурсов производится на основе технико-экономических расчетов, излагаемых в гл. VII.

КАДРЫ, ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ ТРУДА И ЗАРАБОТНАЯ ПЛАТА¹

§ IV-1. Кадры и производительность труда

Кадрам принадлежит решающая роль в неуклонном росте производства, повышении его эффективности и производительности труда.

Все работники социалистического производственного предприятия образуют его производственный коллектив.

Производственный коллектив выполняет две взаимосвязанные функции: хозяйственную и социальную. Хозяйственная функция коллектива выражается в его производственной деятельности, направленной на выполнение конкретных планов предприятия. Социальная функция коллектива заключается в всемерном развитии общественно полезных способностей работников, их воспитании в духе коллективизма.

Производственный коллектив разделяется на *промышленно-производственный и непромышленный*. К промышленно-производственному персоналу предприятия относятся работники основных и вспомогательных производственных цехов, работники заводоуправления, отделов, лабораторий, складов и др. В непромышленный персонал входят работники жилищного хозяйства предприятия, его культурных, медицинских, оздоровительных, детских и других организаций. Промышленно-производственный персонал разделяется на *эксплуатационный и ремонтный*. Эксплуатационный персонал состоит из рабочих, учеников, инженерно-технических работников (ИТР), служащих, младшего обслуживающего персонала (МОП), работников охраны. Ремонтный персонал разделяется на *собственный* ремонтный персонал и *привлекаемый* со стороны (ремонтный персонал подрядных организаций) и состоит из рабочих, ИТР, служащих, МОП и др.

¹ В данной главе излагаются вопросы в соответствии с программой курса. Другие вопросы см. в учебнике [19].

К *категории рабочих* относятся лица, занятые непосредственно в производственном процессе по изготовлению выпускаемой продукции, а также по обслуживанию данного процесса.

Рабочие подразделяются на *производственных* и *вспомогательных*. К производственным относятся рабочие основных цехов, непосредственно занятые на выполнении операций по изготовлению продукции. К вспомогательным относятся рабочие основных цехов, занятые обслуживанием процесса изготовления продукции, а также рабочие вспомогательных цехов (теплосилового, ремонтного и т. д.).

К категории *инженерно-технических работников* относятся лица, осуществляющие техническое и экономическое руководство производственно-хозяйственной деятельностью предприятия.

К категории *служащих* относятся лица, занимающие канцелярские, некоторые административно-хозяйственные должности.

Младший обслуживающий персонал — лица, осуществляющие уборку дворов и непроизводственных помещений на предприятиях.

Учениками считаются лица, обучающиеся на предприятии производственным процессам в порядке индивидуального и бригадного обучения.

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

Профессия характеризует определенный вид работы в одной из областей производства, требующий особого комплекса знаний и практических навыков, необходимых для ее выполнения (например, машинист слесарь).

Внутри профессии различают *специальности*, требующие дополнительных знаний и навыков для выполнения работы на определенном участке данной отрасли производства. Например, профессия слесаря делится на специальности слесарь-инструментальщик, слесарь-сборщик и т. п. В связи с техническим прогрессом возникают новые профессии, внутри них — специальности, а некоторые старые ликвидируются (например, водосмотра, кочегара на промышленной ТЭЦ).

Под *квалификацией* понимается совокупность знаний и умение выполнять работы разной сложности на от-

дельных участках производства. Чем выше технический уровень производства, тем выше требования к квалификации персонала, который должен не только уметь выполнить определенную работу, но и знать основы технологии, экономики, организации и управления данного производства.

Положительные сдвиги, происходящие в структуре производственных коллективов под влиянием научно-технического прогресса, иллюстрируются данными табл. IV-1.

Таблица IV-1

**Структура промышленно-производственного персонала
в промышленности (в %)***

Группа персонала	1940 г.	1971 г.
Рабочие	76,2	81,5
Инженерно-технические работники	7,8	11,6
Служащие	7,2	3,9
Ученики	3,0	1,5
Младший обслуживающий персонал и др.	5,8	1,5
Итого	100	100

* Экономика социалистической промышленности. Под ред. Итина Л. И. М., 1974.

Повышение удельного веса рабочих сопровождается значительным ростом их квалификации. В настоящее время типичными профессиями во многих отраслях промышленности становятся машинисты, управляющие сложными энергетическими и технологическими агрегатами, аппаратчики, операторы и т. д. Удельный вес неквалифицированных рабочих значительно снизился. Так, в черной металлургии он составляет около 8%, в машиностроении — 8—12, в текстильных отраслях — около 15%.

Выступая на XVII съезде ВЛКСМ, Л. И. Брежнев указывал, что «еще 10—15 лет назад такие специалисты, как операторы лазерной технологической установки, были героями разве что научно-фантастических романов. Но то, что вчера было фантастикой, становится теперь

рсаальностью. В жизнь пришло самое образованное за всю историю поколение рабочего класса. Примерно 85 процентов рабочей молодежи в возрасте до 30 лет имеют высшее, незаконченное высшее, среднее и неполное среднее образование. Это большое достижение»¹.

Рост удельного веса инженерно-технических работников отражает технический прогресс в промышленности, требующий инженерного управления отдельными функциями работы предприятия.

Необходимая численность рабочих определяется исходя из производственной программы предприятия, нормы времени или нормы обслуживания.

Под *нормой времени* понимается определенное количество времени (по профессиям и разрядам), которое необходимо для изготовления данного изделия. *Норма обслуживания* представляет собой определенное время, необходимое для обслуживания агрегата (или группы агрегатов) в смену².

Численность рабочих (списочный состав)³, занятых на работах, для которых существуют нормы времени, определяется по формуле

$$n = \frac{\sum_{i=1}^m V_i H_{вр i} + \Delta T_{н.п}}{T_{ф} \alpha_{в.н}} \text{ чел.}, \quad (IV-1)$$

где V_i — годовой объем продукции i -го вида, ед. прод./год; $H_{вр i}$ — норма времени на i -й вид продукции, ч/ед. прод.; m — количество видов продукции; $T_{ф}$ — годовой фонд времени, приходящийся на одного рабочего, ч/год·чел.; $\alpha_{в.н}$ — коэффициент, характеризующий выполнение нормы; $\Delta T_{н.п}$ — затраты времени на увеличение остатков незавершенного производства, ч/год⁴.

Годовой фонд времени $T_{ф}$, приходящийся на одного рабочего, составит

¹ Брежнев Л. И. Речь на XVII съезде ВЛКСМ 23 апреля 1974 г. М., 1974, с. 8.

² Вопросы нормирования подробнее рассматриваются в [19].

³ В списочный состав включаются не только лица, работающие в данный момент (явочный состав), но и находящиеся в отпуске, не работающие по болезни и т. п.

⁴ Эти затраты определяются по трудоемкости, проценту незавершенного производства, объему производственной программы, приведенной к основной продукции.

$$T_{\phi} = [T_{\text{год}} - (T_{\text{вых}} + T_{\text{пр}} + T_{\text{отп}} + T_{\text{н.у}})] T_{\text{д}} \text{ ч/год}, \quad (\text{IV-2})$$

где $T_{\text{год}}$ — число дней в году; $T_{\text{вых}}$ — количество выходных дней в году; $T_{\text{пр}}$ — количество праздничных дней в году; $T_{\text{отп}}$ — продолжительность отпуска; $T_{\text{н.у}}$ — число дней невыходов на работу по уважительным причинам (выполнение государственных и общественных обязанностей; временная нетрудоспособность и др.); $T_{\text{д}}$ — количество рабочих часов в день (при пятидневной рабочей неделе и 41 ч в неделю величина $T_{\text{д}}$ равна 8,2 ч).

Численность рабочих, занятых обслуживанием оборудования, определяется по формуле

$$n_o = \sum_{i=1}^m \left(\frac{M_i n_c}{H_{oi}} \right) \alpha_c, \quad (\text{IV-3})$$

где M_i — общее количество обслуживаемого оборудования или рабочих мест i -го вида, ед.; n_c — количество смен; H_{oi} — норма обслуживания одним человеком оборудования или рабочих мест i -го вида, $\frac{\text{един.}}{\text{чел./смену}}$; α_c — коэффициент перехода от явочной численности к списочной ($\alpha_c > 1,0$).

Численность ИТР и служащих определяется в зависимости от выполняемых ими функций и объема работ [19].

Численность МОП определяется на основе укрупненных норм обслуживания.

Подготовка рабочих кадров для промышленности осуществляется профессионально-техническими училищами (ПТУ), школами фабрично-заводского обучения (ФЗО), путем индивидуального и бригадного обучения непосредственно на предприятиях.

В ПТУ ведется подготовка ведущих профессий для различных отраслей промышленности. Выпускники училищ наряду с профессией получают общеобразовательную подготовку, общее среднее образование.

В школах ФЗО готовятся рабочие массовых профессий для промышленности. Период обучения в них меньше, чем в ПТУ. В последние годы подготовка кадров через систему ПТУ увеличивается, а через школы ФЗО уменьшается. Это вызвано ростом требований производства к уровню квалификации рабочих.

Наряду с подготовкой новых рабочих кадров на предприятиях осуществляется повышение квалификации работающих.

Повышение квалификации рабочих проводится: в школах по изучению передовых методов труда и обучения вторым и смежным профессиям, на курсах целевого назначения, на производственно-технических курсах и других организациях.

Систематическое повышение квалификации проводится и для других категорий работников.

Сочетание политического воспитания трудящихся, повышения производственной квалификации создает благоприятные условия для роста производительности труда и общего улучшения работы предприятия.

Производительность труда в отраслях материального производства определяется объемом валовой продукции, приходящейся на одного среднесписочного работника промышленно-производственного персонала в единицу времени.

Повышение производительности труда сочетается в условиях социалистического производства с систематически осуществляемыми мероприятиями по улучшению условий труда.

Величина производительности труда зависит не только от затрат живого труда, но и от затрат овеществленного (прошлого) труда. Причем доля прошлого труда в единице продукции систематически увеличивается.

Наряду с этим общим для всех отраслей материального производства показателем производительности труда используются дифференцированные показатели, выраженные в денежной и натуральной формах. Объем выпуска продукции в денежной форме может определяться по товарной, реализованной или чистой продукции (см. гл. VI). Объем выпуска продукции в натуральной форме используется отраслями и предприятиями, производящими однородную продукцию.

Объем продукции энергохозяйства предприятия во многом зависит от ее потребителей. Поэтому для характеристики производительности труда работников энергохозяйства может использоваться отношение установленной, приведенной мощности или готовности к среднесписочной численности промышленно-производственного персонала. Приведенная мощность учитывает совокупность различных видов энергетической продукции (элек-

троэнергия, тепло различных параметров и др.). Готовность отражает среднюю потенциальную мощность или выработку продукции (подробнее см. в [19]).

В соответствии с продолжительностью рассматриваемого периода различают часовую, дневную, месячную, квартальную и годовую производительность труда.

Рост производительности труда — главное условие расширения производства, роста общественного богатства, основа улучшения благосостояния трудящихся. Увеличение производительности труда достигается:

- а) повышением технического уровня производства;
- б) улучшением организации труда, производства и управления;
- в) увеличением объема производства и относительным уменьшением численности промышленно-производственного персонала;
- г) рациональным изменением структуры производства (изменение удельного веса отдельных видов продукции, степени кооперации и др.).

В практике мероприятий по повышению производительности труда заслуживает внимания опыт Щекинского химического комбината.

Предприятиям, переведенным на работу по опыту Щекинского химического комбината, предоставлено право использовать экономию фонда заработной платы на установление доплат за совмещение профессий (должностей), расширение зон обслуживания¹, увеличение объема выполняемых работ в размере до 30% тарифной ставки (оклада)² рабочим, ИТР и служащим и другие поощрения. Этим обеспечивается заинтересованность коллектива предприятия и каждого работника в выявлении и использовании резервов увеличения объема производства, производительности труда и уменьшения численности персонала, занятого на предприятии.

§ IV-2. Заработная плата

Заработная плата в СССР есть выраженная в денежной форме часть национального дохода, получаемая трудящимися для удовлетворения личных материальных и культурных потребностей в соответствии с качеством

¹ Под «зоной обслуживания» понимается перечень агрегатов с контрольно-измерительной аппаратурой, средствами автоматизации, сигнализации и связи, за которыми осуществляет наблюдение и обслуживание данный работник.

² О тарифных ставках (окладах) см. в § IV-2.

и количеством затраченного ими труда. Распределение по труду является экономическим законом социализма.

Партия и правительство непрерывно проводят мероприятия, направленные на повышение материального благосостояния трудящихся.

Доходы членов социалистического общества определяются не только заработной платой. Рабочие и служащие получают дополнительные средства, составляющие примерно 1/3 бюджета, из общественных фондов потребления. Общественные фонды потребления реализуются как в форме льгот, так и в виде прямых денежных выплат гражданам. К последним относятся пенсии, стипендии, пособия по временной нетрудоспособности, пособия многодетным матерям, оплата отпусков. За счет этих фондов общество содержит школы, высшие и средние специальные учебные заведения, профессионально-технические училища и другие учреждения по подготовке кадров, больницы, поликлиники, а также культурно-просветительные учреждения.

При планировании заработной платы необходимо обеспечить опережающий рост производительности труда по сравнению с ростом заработной платы как решающего условия снижения себестоимости продукции, роста накоплений и расширенного воспроизводства.

Централизованное государственное регулирование соотношений в оплате труда по отраслям, районам, группам и категориям рабочих, ИТР и служащих достигается путем применения тарифной системы и схемы должностных окладов.

Тарифная система состоит из следующих элементов: *тарифно-квалификационных справочников, тарифных ставок и тарифных сеток.*

Тарифно-квалификационные справочники предназначены для тарификации работ и присвоения квалификационных разрядов рабочим. Они представляют собой сборники производственных характеристик всех основных видов работ; требований, предъявляемых к рабочим определенной квалификационной группы; примеров наиболее типичных для данной профессии и квалификации работ.

В настоящее время применяют единый тарифно-квалификационный справочник рабочих сквозных профессий и отраслевые справочники. В последних указываются

специфические профессии и работы, присущие данным отраслям промышленности.

Присвоение или повышение рабочему тарифного разряда производится специальной заводской или цеховой квалификационной комиссией в составе представителей администрации, технологической службы предприятия, отдела труда и заработной платы, отдела кадров, отдела техники безопасности, профсоюзной организации и передовых рабочих.

Тарифные ставки определяют уровень оплаты труда в единицу времени (час, день, месяц). Для рабочих они устанавливаются в виде оплаты первого разряда в час или день.

Часовые тарифные ставки применяются в большинстве отраслей промышленности (машиностроении, деревообработке, легкой и др.), где задания устанавливаются, как правило, в виде нормы времени на единицу изделия или операцию.

Дневные тарифные ставки установлены в тех отраслях промышленности, где нормируются выработки за смену (угольная, горнорудная, металлургическая, нефтяная и др.).

Месячные тарифные ставки используются главным образом при повременной форме оплаты труда¹ (на энергетических предприятиях и др.).

Тарифные ставки первого разряда дифференцируются в зависимости от условий труда, степени его напряженности, формы оплаты труда и других условий.

В большинстве отраслей промышленности применяются три вида ставок: для оплаты труда в нормальных условиях; для оплаты тяжелых работ, работ в горячих цехах и с вредными условиями; для оплаты особо тяжелых и особо вредных работ. Обычно ставки второй группы выше ставок первой группы на 10—15%, а третьей группы — на 20—30%.

Для рабочих, труд которых оплачивается повременно, тарифные ставки устанавливаются несколько ниже, чем для рабочих со сдельной оплатой, ввиду более интенсивного характера труда рабочих-сдельщиков.

Непосредственная зависимость заработной платы рабочего от его квалификации устанавливается с помощью тарифной сетки. *Тарифная сетка* представляет собой та-

¹ О формах оплаты труда см. ниже.

блицу, в которой приведены разряды и соответствующие им тарифные коэффициенты. Тарифный коэффициент первого разряда принимается за единицу. Соотношение тарифных коэффициентов первого и последнего разряда называется *диапазоном тарифной сетки*.

В настоящее время большинство рабочих промышленности (около 70%) оплачивается по 6-разрядной сетке. Это рабочие машиностроения и металлообработки, нефтеперерабатывающей, мясной, деревообрабатывающей, строительных материалов и других отраслей. 7-разрядная сетка применяется для оплаты труда рабочих химической промышленности и цветной металлургии. 8-разрядная сетка применяется, например, при добыче руд черных металлов и 10-разрядная — в основном производстве черной металлургии.

Абсолютные и относительные межразрядные соотношения показывают размеры и характер увеличения тарифных коэффициентов сетки при переходе от одного разряда к другому.

В промышленности СССР применяются две формы оплаты труда: сдельная и повременная.

Сдельная форма оплаты труда может быть в виде прямой сдельной, сдельно-прогрессивной, сдельно-премиальной. В зависимости от характера производственного процесса прямая сдельная форма оплаты труда разделяется на индивидуальную и бригадную. Последняя используется в случае, когда требуется коллективный труд бригады и невозможно выделить продукцию каждого члена бригады (например, бригада сталеваров, обслуживающих мартеновскую печь).

При *индивидуальной прямой сдельной оплате* размер заработка $S_{з.п}$ определяется как произведение расценки за единицу продукции $Ц_{п}$ на количество продукции $V_{п}$, произведенной данным рабочим, имеющим i -й разряд:

$$S_{з.п} = V_{п} Ц_{п} \text{ руб.} \quad (IV-4)$$

Расценка за единицу продукции равна часовой тарифной ставке данного i -го разряда $\bar{S}_{з.п i}$, умноженной на норму времени, выраженную в часах $H_{вр}$:

$$Ц_{п} = \bar{S}_{з.п i} H_{вр} \text{ руб./ед. прод.} \quad (IV-5)$$

Часовая тарифная ставка i -го разряда равна часовой тарифной ставке первого разряда $\bar{S}_{з.п 1}$, умноженной на

тарифный коэффициент i -го разряда m_i :

$$\bar{S}_{з.п. i} = \bar{S}_{з.п.1} m_i \text{ руб./ч.} \quad (\text{IV-6})$$

Следовательно,

$$S_{з.п} = V_{п} \bar{S}_{з.п.1} m_i H_{вр} \text{ руб.} \quad (\text{IV-7})$$

При бригадной прямой сдельной оплате размер заработка v -го члена бригады, имеющего i -й разряд, составит

$$S_{з.п.v} = \bar{S}_{з.п.1} m_i T_v \alpha_{в.н} \text{ руб.,} \quad (\text{VI-8})$$

где T_v — величина отработанного времени v -м членом бригады, ч; $\alpha_{в.н}$ — коэффициент выполнения нормы бригадой.

Коэффициент выполнения нормы бригадой находится как отношение сдельной расценки бригады за выполненный объем работы, подсчитанной по нормам $\Sigma S_{з.п.н}$, к суммарному фактическому (планируемому) тарифному заработку бригады $\Sigma S_{з.п.ф}$:

$$\alpha_{в.н} = \Sigma S_{з.п.н} / \Sigma S_{з.п.ф}. \quad (\text{IV-9})$$

При *сдельно-прогрессивной системе* оплата труда производится по неизменной расценке в пределах нормы выработки. Каждая единица продукции, выработанная сверх нормы, оплачивается по прогрессивно увеличиваемой сдельной расценке, зависящей от степени перевыполнения установленной нормы.

Сдельно-премиальная оплата труда предусматривает дополнительно к сдельному заработку выплату премии за определенные показатели работы. Совершенствование премиальных систем особенно важно в условиях новой системы планирования и экономического стимулирования.

В отдельных случаях в целях снижения сроков и стоимости строительно-монтажных работ применяется *аккордная система* оплаты. По этой системе сдельная расценка устанавливается сразу за весь объем работы, а не на отдельные операции.

В настоящее время наиболее распространенной является сдельно-премиальная оплата труда.

Снижение роли сдельно-прогрессивной оплаты труда определяется тем, что она затрудняет соблюдение превышения темпа роста производительности труда по сравне-

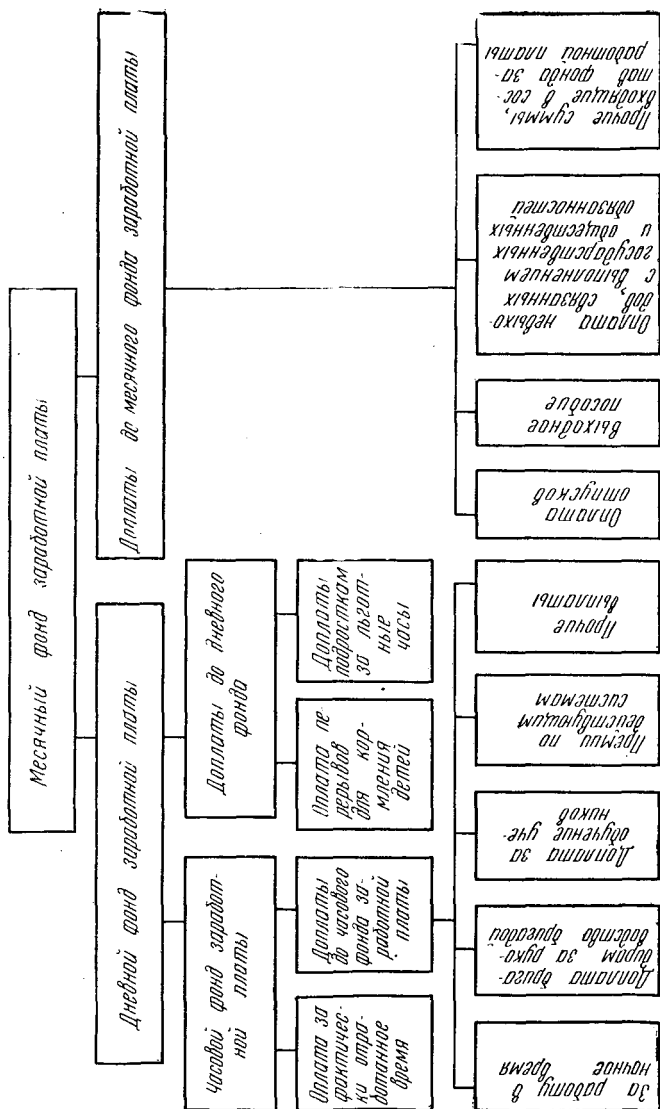


Рис. IV-1. Состав месячного фонда заработной платы

нию с темпом роста заработной платы, а также принятие напряженных планов.

Научно-технический прогресс приводит к сокращению сферы сдельной формы оплаты труда и расширению сферы применения повременной формы.

Повременная оплата труда разделяется на простую повременную и повременно-премиальную. При *простой повременной оплате труда* заработная плата зависит от продолжительности работы и квалификации работников. Повременная оплата труда для рабочих осуществляется в виде оплаты за отработанное время по установленным часовым ставкам или по месячным окладам. Для инженерно-технических работников и служащих — в соответствии с должностными окладами. Должностные оклады устанавливаются в зависимости от группы по оплате труда, к которой отнесено предприятие, цех или производственный участок. Группа определяется объемом и сложностью изготавливаемой продукции, значением выпускаемой продукции и ее уникальностью, типом производства (массовое, серийное, индивидуальное), сложностью технологического процесса и др. Показатели для отнесения предприятий, цехов и участков к определенным группам устанавливаются по отраслям в централизованном порядке. Для предприятий эти показатели утверждаются Государственным комитетом Совета Министров СССР по вопросам труда и заработной платы и ВЦСПС, а для цехов и производственных участков — министерствами и ведомствами на основе рекомендуемых примерных показателей.

Для усиления материальной заинтересованности работников, находящихся на повременной оплате, применяется *повременно-премиальная оплата труда*, поощряющая улучшение качественных показателей и уплотнение рабочего дня. Удельный вес повременно-премиальной оплаты труда возрастает во времени и занимает в настоящее время основное место.

Для регулирования заработной платы по территории страны используется районный коэффициент к заработной плате. Районный коэффициент учитывает различия в ценах на отдельные виды товаров по районам страны, а также необходимость привлечения и закрепления кадров во вновь осваиваемых и малообжитых районах. Схема состава месячного фонда заработной платы приведена на рис. IV-1,

СЕБЕСТОИМОСТЬ ПРОДУКЦИИ. ЦЕНЫ. ТАРИФЫ НА ЭНЕРГИЮ

§ V-1. Структура себестоимости продукции, классификация затрат и пути их снижения

Себестоимость продукции — это выраженные в денежной форме суммарные затраты предприятия на изготовление и реализацию продукции.

Себестоимость единицы продукции представляет собой затраты предприятия, приходящиеся на единицу данной продукции.

Величина себестоимости продукции меньше общественных издержек производства и отражает затраты лишь данного предприятия.

Этот показатель является важнейшим итоговым показателем работы промышленного предприятия, отражающим технический уровень и результат его производственной и хозяйственной деятельности.

Себестоимость продукции служит для формирования цены, расчета прибыли и рентабельности производства, используется для оценки экономической эффективности внедрения новой техники и мероприятий по улучшению технологии и организации производства, для оценки сравнительной экономической эффективности проектных вариантов. Снижение себестоимости продукции, достигнутое за счет сокращения затрат живого и овеществленного труда, является основным источником повышения внутрипромышленных социалистических накоплений и рентабельности производства.

В Программе КПСС подчеркивается необходимость «всемерно усиливать хозяйственный расчет, добиваться строжайшей экономии и бережливости, сокращения потерь, снижения себестоимости и повышения рентабельности производства»¹. В 1975 г. каждый процент сниже-

¹ Программа Коммунистической партии Советского Союза. М., 1974, с. 90.

ния себестоимости промышленной продукции обеспечит народному хозяйству более 3,5 млрд. руб. прибыли¹.

В девятой пятилетке намечено значительное снижение себестоимости полезно отпущенной электроэнергии и тепла (табл. V-1, [50]).

Т а б л и ц а V-1

Себестоимость единицы полезно отпущенной электроэнергии и тепла
(в сопоставимых ценах по Минэнерго СССР)

Вид продукции	1970 г.	1975 г.	Снижение себестоимости, %
Электроэнергия, коп./кВт·ч	0,943	0,881	6,6
Тепло, руб./ГДж . .	0,903	0,881	2,5

Себестоимость промышленной продукции учитывается и планируется по экономическим элементам и статьям расходов.

К экономическим элементам относятся следующие: затраты на топливо, вспомогательные материалы, покупную энергию, расходы на заработную плату, амортизационные отчисления, прочие денежные расходы. Группировка по экономическим элементам необходима для анализа определения общей потребности предприятия в материальных и денежных ресурсах, т. е. для составления сметы производства.

Группировка затрат по калькуляционным статьям учитывает их производственное назначение, фазы производства, цеха.

Калькуляционными статьями² являются: 1) топливо на технологические цели; 2) вода на технологические цели; 3) основная заработная плата производственных рабочих; 4) дополнительная заработная плата производственных рабочих (на оплату очередных отпусков и др.); 5) отчисления на социальное страхование с заработной платы производственных рабочих; 6) расходы по содержанию и эксплуатации оборудования, в том числе: а) амортизация производственного оборудования, б) расходы по техническому обслуживанию; 7) расходы

¹ См.: Фирсов К. Г. План по издержкам производства. М., 1972.

² Более подробно см. в § V-2.

по подготовке и освоению производства (пусковые расходы); 8) цеховые расходы; 9) общезаводские расходы; 10) покупная электроэнергия.

Структура себестоимости, т. е. удельный вес составляющих затрат в суммарной себестоимости, в энергетическом производстве существенно отличается от других производств и в то же время индивидуальна для отдельных типов энергетических установок.

В табл. V-2 приведена укрупненная структура себестоимости для отдельных отраслей и предприятий [18, 33].

Таблица V-2

**Характерная структура затрат на производство
по отдельным отраслям промышленности
и энергетическим предприятиям, % к итогу***

Отрасль промышленности и предприятие	Составляющие затраты				
	сырье и материалы	топливо и энергия	заработная плата с начислениями	амортизация	прочие затраты
Вся промышленность	68,7	6,4	15,2	5,4	4,3
Машиностроение и металлообработка	61,7	3,5	24,6	4,9	5,3
Угледобывающая промышленность	16,1	6,1	48,3	18,3	11,2
Электроэнергетика	5,5	54,9	11,8	21,6	6,2
Тепловая электростанция (при дорогом топливе)	0,7	65,0	6,2	18,5	9,6
Крупная котельная (при дорогом топливе)	2,8	75,5	7,2	7,1	7,4
Тепловые сети	7,0	1,0	20,0	52,0	20,0

* См.: Народное хозяйство СССР в 1972 г. М., 1973, 47.

В машиностроении наибольшие затраты приходятся на сырье и материалы; на тепловой электростанции и крупной котельной — на топливо; в угольной промышленности — на заработную плату производственного пер-

сонала; на предприятиях тепловых сетей — на амортизационные отчисления.

Для каждого данного типа производства структура затрат зависит от масштаба производства. Так, например, увеличение мощности котельной ведет при прочих неизменных условиях к повышению топливной слагающей себестоимости и снижению составляющих затрат на амортизацию, заработную плату и пр.

В промышленности различают следующие виды себестоимости: цеховая, заводская (фабрично-заводская) и полная (коммерческая).

Цеховая себестоимость включает только расходы на производство продукции в данном цехе с учетом затрат на сырье, основные и вспомогательные материалы (например, себестоимость чугуна в доменном цехе металлургического завода).

Заводская себестоимость помимо цеховых включает общезаводские расходы (расходы на содержание заводууправления, складов и др.).

Полная (коммерческая) себестоимость кроме всех расходов на производство (заводская себестоимость) включает также внепроизводственные расходы, расходы на реализацию продукции, подготовку кадров, научно-исследовательские работы и пр.

На электрических станциях обычно подсчитывается только заводская (на шинах или коллекторах электростанции) и полная себестоимость у потребителя.

Затраты на производство продукции могут быть классифицированы по степени однородности, влиянию объема выпуска продукции, роли в процессе производства, способу отнесения расходов на единицу продукции.

1. *По степени однородности* затраты можно разделить на элементарные (т. е. однородные) и комплексные, объединяющие качественно разнородные элементы.

К элементарным затратам относятся, например, затраты на топливо, основную заработную плату производственных рабочих. К комплексным относятся, например, цеховые расходы, которые включают в себя элементарные затраты на вспомогательные материалы, заработную плату, энергию и пр.

2. *По влиянию объема выпуска продукции* затраты делятся на условно-постоянные, почти не зависящие от объема выпускаемой продукции, и условно-переменные, в основном пропорциональные объему продукции. При

расчете себестоимости по экономическим элементам затраты на содержание производственного персонала с повременной оплатой труда, амортизационные отчисления, общезаводские (общестанционные) расходы относят к условно-постоянным; затраты на сырье, топливо, заработную плату производственного персонала со сдельной оплатой труда — к условно-переменным.

Постоянные расходы предприятия, приходящиеся на единицу продукции, снижаются с увеличением объема продукции, а переменные расходы предприятия образуют постоянную составляющую расходов на единицу продукции:

$$S = S_{\text{пост}} + S_{\text{пер}} = S_{\text{пост}} + \bar{S}_{\text{пер}} V \text{ руб./год.} \quad (V-1)$$

Отсюда

$$\bar{S} = \frac{S_{\text{пост}}}{V} + \bar{S}_{\text{пер}} \text{ руб./ед. прод.,} \quad (V-2)$$

где S — себестоимость годовой продукции предприятия, руб./год; $S_{\text{пост}}$ — условно-постоянные расходы предприятия, руб./год; $S_{\text{пер}}$ — условно-переменные расходы предприятия, руб./год; $\bar{S}$ — себестоимость единицы продукции, руб./ед. прод.; $\bar{S}_{\text{пер}}$ — условно-переменные расходы, приходящиеся на единицу продукции, руб./ед. прод.; V — количество продукции, производимой в год.

Характер снижения себестоимости единицы продукции зависит от соотношения условно-постоянных и условно-переменных расходов в суммарной себестоимости. С увеличением процента условно-постоянных расходов себестоимость единицы продукции уменьшается более резко (рис. V-1).

3. По роли в процессе производства все затраты предприятия разделяются на основные и накладные. Расходы, которые непосредственно связаны с процессом изготовления продукции, относятся к основным. Это затраты на сырье, материалы, топливо, энергию на технологические цели, заработную плату производственного персонала и т. п.

Расходы по обслуживанию основного производства и управлению относятся к накладным.

4. По способу отнесения расходов на единицу продукции затраты на производство делятся на прямые и косвенные.

Прямые расходы непосредственно относятся на калькулируемую единицу продукции на основе фактических показателей или установленных норм. Например, затраты на теплофикационное отделение промышленной ТЭЦ относятся полностью на производство тепла; расходы на металл, из которого изготовлено данное изделие, полностью относятся на это изделие.

К косвенным относятся такие затраты, которые являются общими для нескольких видов продукции. Напри-

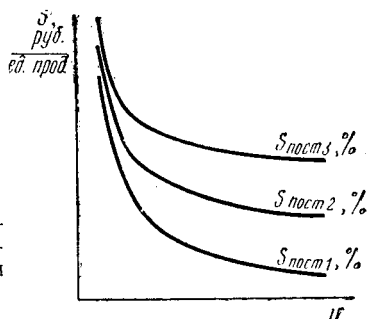


Рис. V-1. Зависимости себестоимости единицы продукции от годового объема продукции (при $S_{пост1} > S_{пост2} > S_{пост3}$, %)

мер, затраты на топливо, используемое в мартеновской печи, работающей с котлом-утилизатором, или на промышленной ТЭЦ. В первом случае топливо используется для производства стали и пара, а во втором — электрической энергии, тепла, сжатого воздуха.

Особые трудности представляет распределение косвенных затрат в производствах по разделению воздуха (получение кислорода, азота, аргона и др.), нефтеперерабатывающих производствах (получение светлых продуктов, масел, мазута и др.), угольных шахтах (отдельные марки углей) и др.

Суммарные затраты комплексного производства должны распределяться только между теми продуктами, которые могут удовлетворять известные народнохозяйственные потребности, т. е. имеют определенную потребительную стоимость. Так, например, минеральная часть топлива (зола) может рассматриваться в качестве продукта только при последующем ее использовании для производства строительных материалов.

Для руководства предприятием, осуществления хозяйственного расчета в цехах и воздействия на экономи-

ческие показатели отдельных цехов и производственных участков необходимо распределение затрат по фазам (стадиям) производства. Это одновременно облегчает возможность более правильного выявления себестоимости отдельных видов продукции. Ряд затрат являются местными (локальными) — они возникают на определенной стадии технологического процесса и могут быть непосредственно отнесены на продукты и полупродукты, получающиеся на этой стадии производства. Другие затраты являются общими для всего производственного процесса в целом и должны распределяться по фазам по определенной методике. Так, например, на промышленной ТЭЦ наряду с ярко выраженными локальными затратами (на топливо, заработную плату и др.), которые вполне определенно могут быть отнесены к тем или иным цехам, имеются общестанционные расходы (административно-управленческие и др.), которые являются общими для всей станции.

Таким образом, в комплексном производстве при определении себестоимости приходится, во-первых, распределять затраты по фазам производства и, во-вторых, внутри каждой фазы распределять затраты между продуктами и полупродуктами. Решение первой части обычно не представляет больших трудностей, так как фазы производства, характеризующиеся существенным изменением физико-химических свойств сырья или материалов и получением в результате новых полупродуктов, выявляются в любом производственном процессе достаточно четко. Значительные трудности возникают при распределении затрат между продуктами внутри каждой фазы.

Распределение косвенных затрат данного объекта, входящего в комплекс взаимосвязанных предприятий, между несколькими видами продукции должно проводиться в условиях оптимальных потоков продукции между предприятиями.

Оптимальные потоки устанавливаются на основе технико-экономических расчетов исходя из минимума приведенных затрат на конечную продукцию всего комплекса (о понятии приведенных затрат см. в гл. VII).

Для распределения косвенных затрат могут быть последовательно использованы следующие группы уравнений, составленные для отдельных предприятий комплекса: балансовые уравнения затрат; уравнения, выра-

жающие минимум приведённых затрат по предприятиям; взаимосвязи между затратами на отдельные виды продукции, отражающие особенности технологических процессов отдельных предприятий.

Балансовые уравнения представляют собой равенства между затратами предприятий, выраженными через поступающие потоки и удельные затраты на них, и суммой произведений объемов продукции на их удельные приведенные затраты.

Вторая группа уравнений определяет аналитические взаимосвязи между удельными затратами на отдельные виды продукции, обеспечивающими минимум приведенных затрат по каждому предприятию при условии, что объемы производимой продукции соответствуют оптимальным, установленным исходя из рассмотрения всего комплекса предприятий.

В основу третьей группы уравнений могут быть положены различные принципы, рассматриваемые ниже:

1. Пропорционально какому-то показателю. Например, соответственно использованной части сырья, топлива (по весу, содержанию органической массы, теплоте сгорания), пропорционально эксергии,¹ пропорционально заработной плате производственных рабочих. В этом случае выгоды от комбинированного производства нескольких видов продукции (по сравнению с суммарными затратами ряда соответствующих раздельных установок, производящих по одному виду продукции) разносятся пропорционально между всеми видами продукции.

2. По принципу «отключения», когда из продуктов комплекса выделяются (в зависимости от отраслевой принадлежности) какие-то основные продукты, ради которых ведется производство. Все остальные продукты рассматриваются как побочные и их стоимость (по ценам реализации) «отключается» (вычитается) из общих затрат. Остаток затрат представляет себестоимость основных продуктов. Таким образом, все выгоды комбинирования относятся на основные виды продукции. При этом не исключено, что «отключенные» затраты могут даже превысить общие затраты комплекса.

3. Соответственно себестоимости раздельного произ-

¹ Под эксергией понимается работоспособность энергии, т. е. величина работы, которая может быть получена с помощью данного количества энергии в результате обратимого взаимодействия с окружающей средой [40].

водства аналогичных или эквивалентных продуктов. Пусть рассматриваемое предприятие производит в год продукцию первого вида в размере V_1 , второго — V_2 , а n -го вида — V_n . Суммарные годовые затраты равны S_k . Себестоимость единицы продукции первого вида в условиях раздельного производства составляет $\bar{S}_1$, второго — $\bar{S}_2$, а n -го вида — $\bar{S}_n$. Тогда суммарные годовые затраты на производство всех видов продукции в условиях раздельного производства равны $\sum_{i=1}^n V_i \bar{S}_i$.

Отношение $S_k / \sum_{i=1}^n V_i \bar{S}_i$, которое обозначим через γ ,

характеризует снижение затрат в комбинированном производстве по сравнению с суммой затрат раздельных производств.

Умножив на коэффициент γ значения себестоимостей единиц продукции в условиях раздельного производства, получим значения себестоимостей единиц продукции комбинированного производства $\bar{S}_{ик}$:

$$\bar{S}_{1к} = \bar{S}_1 \gamma; \bar{S}_{2к} = \bar{S}_2 \gamma; \bar{S}_{nк} = \bar{S}_n \gamma.$$

4. По «ценовому» методу, при котором распределение производится пропорционально ценам на аналогичную продукцию в раздельных производствах. Пусть предприятие производит в год продукцию первого вида в размере V_1 , второго — V_2 , а n -го вида — V_n . Суммарные годовые затраты равны S_k . Цена первого вида продукции в условиях раздельного производства составляет $\bar{C}_1$, второго — $\bar{C}_2$, а n -го вида — $\bar{C}_n$. Тогда сумма цен за весь объем годовой продукции в условиях раздельного производства составит $\sum_{i=1}^n V_i \bar{C}_i$. Принимая эту величину

за единицу, можно установить доли стоимостей, приходящихся на отдельные виды продукции ($\gamma_1, \gamma_2 \dots \gamma_n$).

Например, $\gamma_1 = V_1 \bar{C}_1 / \sum_{i=1}^n V_i \bar{C}_i$.

Эти значения используются для распределения суммарных затрат в рассматриваемом комбинированном производстве:

$$S_1 = \gamma_1 S_k, S_2 = \gamma_2 S_k, S_n = \gamma_n S_k.$$

Тогда величины себестоимостей единиц отдельных видов продукции рассматриваемого предприятия составят

$$\bar{S}_{1к} = S_1/V_1, \bar{S}_{2к} = S_2/V_2, S_{нк} = S_n/V_n.$$

Распределение затрат соответственно себестоимости или ценам в отдельных производствах позволяет отнестись экономно к комбинированию на все виды продукции и связано с расчетами, выходящими за пределы рассматриваемого комбинированного объекта, что представляет значительные трудности.

Основное внимание всех звеньев планирования и руководства хозяйством, указывается в Программе КПСС, должно быть сосредоточено на наиболее рациональном и эффективном использовании материальных, трудовых и финансовых ресурсов, устранении излишних издержек и потерь.

Пути снижения себестоимости энергетической продукции весьма многообразны. Некоторые из них обуславливаются внешними, не зависящими от работников условиями, но многие другие могут быть предусмотрены при проектировании и строительстве или достигнуты при эксплуатации энергетической установки.

Для снижения себестоимости в условиях действующего предприятия могут быть использованы мероприятия:

- 1) реконструктивного характера (реконструкция хвостовых поверхностей нагрева котлов, лопаточного аппарата дымососов, компрессоров или турбин, конденсаторов турбин и т. п.);

- 2) режимного характера (выбор наивыгоднейшего состава работающего оборудования, установление наивыгоднейшего распределения нагрузки между работающими энергогенерирующими агрегатами и др.);

- 3) по снижению потерь: а) топлива при хранении и транспортировке; б) энергетической продукции при передаче ее потребителям и расходуемой на собственные нужды; в) материалов, масел и др.;

- 4) по использованию тепла уходящих газов, отработанного пара, тепла испарительного охлаждения и др.;

- 5) организационно-технического характера (механизация и автоматизация производственных процессов и ремонтных работ, расширение зон обслуживания, широкое распространение соревнования и обмена передовым

опытом, укрупнение и объединение мелких административно-управленческих отделов, централизация работ по планированию, внедрение внутриводского хозрасчета, в том числе для ремонтного персонала, и др.).

Важнейшими путями снижения себестоимости энергетической продукции на стадии проектирования являются следующие:

повышение единичных мощностей энергогенерирующего оборудования и предприятий в целом;

применение комбинированных энергетических и энерготехнологических установок;

разработка рациональных схем топливо- и энергоснабжения, включающих использование побочных (вторичных) энергоресурсов;

рациональная организация строительства, включающая сокращение сроков строительства, использование местных строительных материалов и др.

Целесообразность проведения того или иного мероприятия должна быть установлена на основе технико-экономического расчета. При этом наряду с денежной оценкой следует учитывать условия надежности энергоснабжения, техники безопасности, условия труда.

Снижение себестоимости энергетической продукции имеет большое народнохозяйственное значение и оказывает существенное влияние на повышение рентабельности не только энергетических предприятий, но и многих, особенно энергоемких, промышленных предприятий.

§ V-2. Затраты на производство энергетической продукции

Все затраты предприятия, выраженные в денежной форме, на производство и реализацию энергетической продукции составляют себестоимость этой продукции. К энергетической продукции относятся электрическая энергия, тепло, сжатый и кондиционированный воздух, кислород, вода и др.

Годовые затраты на производство энергетической продукции при расчете по экономическим элементам и статьям расходов включают:

$$\Sigma S = S_{\text{т}} + S_{\text{э}} + S_{\text{ам}} + S_{\text{з.п}} + S_{\text{т.р}} + S_{\text{в.м}} + \\ + S_{\text{у}} + S_{\text{о}} + S_{\text{пр}} \text{ руб./год,} \quad (\text{V-3})$$

где S_T — расходы на топливо; S_o — расходы на потребляемую энергию (себестоимость электроэнергии, вырабатываемой самим предприятием, в расчет не включается, так как она состоит из отдельно учитываемых затрат на топливо, заработную плату, амортизацию и др.); $S_{ам}$ — амортизационные отчисления; $S_{з.п}$ — заработная плата (основная и дополнительная) эксплуатационного персонала с начислениями (без административно-управленческого и ремонтного персонала); $S_{т.р}$ — расходы на текущий ремонт (заработная плата ремонтного персонала, запасные части, материалы и пр.); $S_{в.м}$ — расходы на вспомогательные материалы и приобретаемую со стороны воду; S_y — услуги своих вспомогательных производств и со стороны; S_o — общестанционные (общезаводские) расходы (заработная плата административно-управленческого персонала, амортизация и другие эксплуатационные расходы по общестанционным основным фондам, охрана станции и пр.); $S_{пр}$ — прочие производственные затраты (расходы по охране труда, на спецодежду, анализы топлива, отопление и освещение производственных зданий и т. п.).

При укрупненных подсчетах себестоимости ряд статей, имеющих небольшой удельный вес, можно объединить в одну статью — прочие суммарные расходы. В этом случае в себестоимость входят следующие составляющие: топливо; электрическая энергия; заработная плата с начислениями; амортизация; текущий ремонт; прочие суммарные.

Ниже рассматривается каждая из этих составляющих.

Топливная составляющая. Затраты на топливо являются основными для тепловой станции, промышленной котельной. Они составляют 50—80% от суммы затрат на производство электроэнергии или тепла.

Годовые затраты на топливо по электростанции или котельной определяются по формуле

$$S_T = B \left(1 + \frac{\alpha_n}{100} \right) \bar{Ц} \text{ руб./год,} \quad (V-4)$$

где B — годовой расход натурального топлива, т/год;

$\bar{Ц}$ — цена натурального топлива на электростанции или котельной, руб./т; α_n — потери твердого топлива в пути до станции назначения в пределах норм естественной убыли, %.

Цена твердого натурального топлива $\bar{C}$ складывается из преysкурантной отпускной цены на месте добычи топлива $\bar{C}_{\text{пр}}$, скидок или надбавок при отклонении в качестве топлива от предусмотренного по преysкуранту $\pm \Delta \bar{C}$, затрат на перевозку топлива $S_{\text{тран}}$ и прочих расходов $\bar{S}_{\text{пр.т}}$, т. е.

$$\bar{C} = \bar{C}_{\text{пр}} \pm \Delta \bar{C} + \bar{S}_{\text{тран}} + \bar{S}_{\text{пр.т}} \text{ руб./тн. т.} \quad (\text{V-5})$$

Преysкурантные цены на жидкое топливо и газ обычно устанавливаются по определенным территориальным зонам и включают потери в пути и средние транспортные расходы.

При составлении отчетной калькуляции расход топлива принимается по фактическим затратам, а для плановой — определяется по плановому балансу.

В условиях проектирования при наличии данных расчета тепловой схемы промышленной ТЭЦ годовой расход топлива определяется по выражению

$$B = \frac{\psi_3 D_{\text{год}}^{\text{к}}}{\eta_{\text{к.у}} Q_{\text{р}}^{\text{н}}} \left[(i_{\text{п.п}} - i_{\text{п.в}}) + \alpha_{\text{в.п}} (i'_{\text{в.п}} - i_{\text{в.п}}) + \right. \\ \left. + \frac{\alpha_{\text{пр}} (i_{\text{к.в}} - i_{\text{п.в}})}{1 - \alpha_{\text{пр}}} \right] \text{ т/год,} \quad (\text{V-6})$$

где $D_{\text{год}}^{\text{к}}$ — годовой расход пара котельной (с учетом потерь, расхода на эжекторы, утечки и др.), т/год; ψ_3 — поправочный коэффициент ($\psi_3 > 1$), учитывающий повышение расхода топлива, вызываемое неустановившимися режимами (расходы топлива на пуск и остановки агрегатов, колебания нагрузки), отклонениями от номинальных условий эксплуатации; $\alpha_{\text{в.п}}$ — доля общего потока пара, поступающего во вторичный пароперегреватель; $\alpha_{\text{пр}}$ — доля расхода пара на продувку котла $D_{\text{пр}}$ от суммарного расхода $\left(\alpha_{\text{пр}} = \frac{D_{\text{пр}}}{D_{\text{год}}^{\text{к}} + D_{\text{пр}}} \right)$;

$i_{\text{п.п}}$ — энтальпия перегретого пара, кДж/кг; $i_{\text{п.в}}$, $i_{\text{к.в}}$ — энтальпия питательной и котловой воды, кДж/кг; $i'_{\text{в.п}}$ — энтальпия пара после вторичного пароперегревателя, кДж/кг; $i_{\text{в.п}}$ — энтальпия пара перед вторичным пароперегревателем, кДж/кг; $Q_{\text{р}}^{\text{н}}$ — низшая теплота сгорания топлива, кДж/кг; $\eta_{\text{к.у}}$ — к. п. д. котельной установки, доли.

При перспективном планировании и проектировании расход топлива на промышленной ТЭЦ может определяться по типовым топливным энергетическим характеристикам.

Для блока котельный агрегат-турбоагрегат, имеющего отборы пара отопительных и производственных параметров, топливная характеристика, определяющая суммарный годовой расход топлива, записывается в виде

$$B = \alpha h_p + \beta \mathcal{E}_r + \gamma_1 D_r + \gamma_2 D_n \text{ т у. т./год,} \quad (V-7)$$

где h_p — годовое число часов работы блока (котлоагрегат—турбоагрегат), ч/год; $\mathcal{E}_r$ — годовая выработка электроэнергии блоком, тыс. кВт·ч/год; D_r — годовой отпуск пара отопительных параметров из отбора турбины, т/год; D_n — то же, для пара производственных параметров, т/год;

$\alpha, \beta, \gamma_1, \gamma_2$ — коэффициенты, характерные для данного типа блока.

В практике калькулирования применяется балансовый (физический) метод распределения косвенных затрат, когда расходы топлива на получение тепла от промышленной ТЭЦ принимаются такими же, какими были бы они при раздельном получении тепла в котельной, подобной котельной ТЭЦ, т. е. при распределении косвенных затрат на топливо используется принцип «отключения».

В этом случае расход топлива на производство тепла определяется по топливной характеристике вида

$$B_r = \gamma_3 D_r + \gamma_4 D_n \text{ т у. т./год,} \quad (V-8)$$

где γ_3, γ_4 — коэффициенты, характерные для данного типа блока.

Между коэффициентами $\gamma_1, \gamma_2, \gamma_3, \gamma_4$ (при годовых отпусках пара) существуют следующие соотношения¹:

$$\gamma_1 < \gamma_3 \text{ и } \gamma_2 < \gamma_4.$$

Расходы топлива, относимые на электроэнергию, получаются как разность между суммарными расходами топлива на ТЭЦ и расходами, относимыми на производство тепла:

$$B_z = B - B_r = \alpha h_p + \beta \mathcal{E}_r - (\gamma_3 - \gamma_1) D_r - (\gamma_4 - \gamma_2) D_n \text{ т у. т./год.} \quad (V-9)$$

¹ Формула (V-7) построена в предположении, что экономия топлива относится на производство тепла.

Затраты на электроэнергию, необходимую при производстве сжатого воздуха, кислорода, подаче воды и т. д., подсчитываются исходя из расходов электроэнергии и тарифов:

$$S_{\varepsilon} = \sum_{i=1}^n \mathcal{E}_{\text{год } i} \overline{\Pi}_{\varepsilon i} \text{ руб./год.}, \quad (\text{V-10})$$

где $\mathcal{E}_{\text{год } i}$ — годовой расход электроэнергии, тыс. кВт·ч/год; $\overline{\Pi}_{\varepsilon i}$ — тариф на электроэнергию, руб./тыс. кВт·ч.

Амортизационные отчисления. Величина годовых амортизационных отчислений определяется как сумма отчислений по отдельным элементам установки (оборудование, сооружения, здания и пр.) в соответствии с нормами амортизации ($\alpha_{\text{ам } i}$):

$$S_{\text{ам}} = \sum_{i=1}^n \alpha_{\text{ам } i} K_i \text{ руб./год.} \quad (\text{V-11})$$

При укрупненных расчетах обычно применяется средняя норма амортизации для всей станции или котельной. Годовые амортизационные отчисления в этом случае можно выразить так:

$$S_{\text{ам}} = \alpha_{\text{ам}} K_{\text{ст}} \text{ руб./год.}, \quad (\text{V-12})$$

где $K_{\text{ст}}$ — капитальные затраты на сооружение станции или котельной, руб.; $\alpha_{\text{ам}}$ — средняя норма амортизации по станции или котельной, 1/год.

Средняя норма амортизации по станции, промышленной котельной зависит от степени использования оборудования и доли капитальных затрат на оборудование (в общей стоимости), возрастающей с увеличением мощности отдельных агрегатов и общей мощности.

Заработная плата с начислениями. При калькуляции себестоимости энергии по этой статье учитывается основная и дополнительная заработная плата с начислениями эксплуатационного персонала. Основная заработная плата включает выплаты, связанные с рабочим временем. В состав основной заработной платы включается оплата работ по сдельным нормам и расценкам, а также повременная оплата труда; доплата по сдельно-

и повременно-премиальным системам оплаты труда, районным коэффициентам и др.

Дополнительная заработная плата отражает выплаты, не связанные с рабочим временем (оплата отпусков, вознаграждений за выслугу лет, невыходов из-за выполнения государственных обязанностей и др.). Начисления на заработную плату производятся в целях образования фонда социального страхования.

Заработная плата персонала по текущему ремонту включается в расходы на текущий ремонт, заработная плата персонала по капитальному ремонту — в амортизационные отчисления, заработная плата административно-управленческого и других категорий общестанционного персонала — в статью общестанционных расходов.

Основная заработная плата персонала определяется по штатным ведомостям (штатным расписаниям). Отчисления в фонд социального страхования составляют на энергопредприятиях 6,6% от всей заработной платы. Премии рабочим, инженерно-техническим работникам и служащим из фонда материального поощрения, образуемого за счет прибыли, не включаются в себестоимость продукции.

При укрупненных подсчетах может быть принята средняя величина заработной платы с начислениями на одного работника в год $\bar{\Phi}_{\text{год}}$. При этом общую величину заработной платы эксплуатационного персонала станции или котельной можно выразить так:

$$S_{\text{з.п}} = n_{\text{экс}} \bar{\Phi}_{\text{год}} \text{ руб./год.} \quad (\text{V-13})$$

В свою очередь,

$$n_{\text{экс}} = \bar{n}_{\text{экс}} N_{\text{у}} \text{ чел.,} \quad (\text{V-14})$$

где $n_{\text{экс}}$ — количество эксплуатационного персонала; $\bar{n}_{\text{экс}}$ — штатный коэффициент, т. е. количество человек эксплуатационного персонала, приходящихся на единицу мощности; $N_{\text{у}}$ — установленная мощность станции или котельной, тыс. кВт, или ГДж/ч, или тыс. м³/ч.

К заработной плате с начислениями относится и так называемый безлюдный фонд зарплаты. Из этого фонда производятся выплаты специально привлекаемым людям по трудовым соглашениям.

Затраты на текущий ремонт. В эту статью включа-

ются все затраты на текущий ремонт основных средств станции (зданий, сооружений, оборудования, хозяйственного инвентаря и пр.). Сюда входят стоимость материалов для ремонта и используемых запасных частей, заработная плата (основная и дополнительная) и начисления в фонд социального страхования ремонтного персонала, стоимость услуг сторонних ремонтных организаций, своих вспомогательных производств (механических мастерских, ремонтно-строительного цеха и др.) и пр.

При укрупненных расчетах расходы на текущий ремонт принимаются в процентах от амортизационных отчислений. По мере роста установленной мощности станции этот процент снижается.

Затраты на вспомогательные материалы и воду. К вспомогательным материалам на энергетических предприятиях относятся смазочные материалы, трансформаторное масло, турбинное масло, реактивы для химической очистки воды, малоценные и быстроизнашивающиеся предметы и др.

На действующих предприятиях затраты на вспомогательные материалы, а также на указанные ниже последующие статьи подсчитываются по фактическим расходам. При укрупненных расчетах, учитывая их сравнительно небольшой удельный вес в суммарных затратах, они принимаются в долях от затрат по ранее подсчитанным статьям.

Сырая вода может подаваться средствами станции из водоема или покупаться. В первом случае затраты на воду входят в другие статьи (амортизация, заработная плата и др.). Во втором случае затраты на воду подсчитываются исходя из расхода воды на производственные нужды и цены 1 м³.

Услуги своих вспомогательных производств и со стороны. К ним относятся расходы производства за услуги, оказываемые собственным железнодорожным и автомобильным транспортом по перевозкам топлива и материалов от железнодорожной станции или склада. Сюда же относятся затраты на научно-исследовательские работы, проводимые различными организациями.

Общестанционные расходы включают: 1) управленческие расходы (расходы на содержание дирекции и управленческих отделов: производственно-технического, планово-экономического, бухгалтерии, отдела снабжения и др.); 2) общепроизводственные расходы (расходы

на содержание и ремонт управленческих помещений, содержание охраны и складов и др.); 3) отчисления на целевые расходы (научно-исследовательские расходы, расходы по технической пропаганде, на централизованную подготовку кадров, сборы и налоги и др.); 4) непроизводительные расходы (штрафы за излишний простой вагонов, порчу материалов на складе и т. п.)¹.

Прочие расходы. К ним относятся затраты на отопление производственных зданий и служебных помещений цехов, расходы по охране труда и технике безопасности, содержание цеховых телефонов, радиоточек, канцелярские и другие расходы.

В условиях проектирования и планирования затраты на вспомогательные материалы, услуги своих вспомогательных производств и со стороны, общестанционные и прочие расходы объединяются в статью «Суммарные прочие расходы». Величина прочих суммарных расходов определяется в этом случае в долях $\alpha_{\text{пр}}$ от суммы затрат на заработную плату, амортизацию и текущий ремонт. Для электростанций и котельных $\alpha_{\text{пр}}$ принимается в размере $0,2 \div 0,3$.

Годовые затраты на производство тепла в промышленной котельной могут быть подсчитаны по выражению

$$S_k = \frac{0,0342}{\eta_k} Q_{\text{год}} \bar{\Pi}_T + \mathcal{E}_{\text{год}} \bar{\Pi}_э + [\alpha_{\text{ам}} (1 + \beta) \times \\ \times K_k + \bar{n}_{\text{экс}} Q_{\text{ч}} \bar{\Phi}] (1 + \alpha_{\text{пр}}) \text{ руб./год}, \quad (\text{V-15})$$

где $Q_{\text{год}}$ — годовое производство тепла котельной, ГДж/год; $Q_{\text{ч}}$ — установленная мощность котельной, ГДж/ч; $\mathcal{E}_{\text{год}}$ — годовое потребление электроэнергии котельной на собственные нужды, тыс. кВт·ч/год; K_k — балансовая стоимость котельной, руб.; η_k — к. п. д. котельной нетто, доли; $\bar{n}_{\text{экс}}$ — штатный коэффициент, чел./ГДж/ч; $\bar{\Pi}_T$ — цена тонны условного топлива, руб./т у. т.; $\bar{\Pi}_э$ — средний тариф на электроэнергию, руб./тыс. кВт·ч; $\alpha_{\text{ам}}$ — средняя норма амортизационных отчислений, 1/год; β — коэффициент учитывающий затраты на текущий ремонт, выраженные в долях от амортизационных отчислений, доли; $\bar{\Phi}$ — среднегодовой фонд заработной платы на одного человека, руб./чел.·год;

¹ Только для отчета.

$\alpha_{\text{пр}}$ — коэффициент, учитывающий суммарные прочие затраты, доли.

Годовые затраты на производство энергетической продукции при расчете по калькуляционным статьям определяются по выражению¹

$$\Sigma S = S_{\text{т}} + S_{\text{э}} + S_{\text{в}} + S_{\text{з.п.о}} + S_{\text{з.п.д}} + S_{\text{отч}} + \\ + S_{\text{с.э}} + S_{\text{п.о}} + S_{\text{ц}} + S_{\text{о}} \text{ руб./год,} \quad (\text{V-16})$$

где $S_{\text{т}}$, $S_{\text{э}}$ — то же, что и в формуле (V-3); $S_{\text{в}}$ — затраты на воду на технологические цели; $S_{\text{з.п.о}}$ — основная заработная плата производственных рабочих; $S_{\text{з.п.д}}$ — дополнительная заработная плата производственных рабочих; $S_{\text{отч}}$ — отчисления на социальное страхование с заработной платы производственных рабочих; $S_{\text{с.э}}$ — расходы по содержанию и эксплуатации оборудования; $S_{\text{п.о}}$ — расходы по подготовке и освоению производства; $S_{\text{ц}}$ — цеховые расходы; $S_{\text{о}}$ — общестанционные (общезаводские) расходы.

Затраты на топливо, покупную энергию, общестанционные (общезаводские) расходы подсчитываются аналогично указанному выше.

Затраты на воду, используемую на технологические цели, включают затраты на покупную сырую воду, химводоочистку (заработная плата персонала с отчислениями на социальное страхование, химические реактивы и материалы и др., кроме амортизации).

По статье «Основная заработная плата производственных рабочих» планируется и учитывается основная заработная плата производственных рабочих, непосредственно участвующих в технологическом процессе, а также заработная плата других категорий работников, непосредственно занятых в производственном процессе (дежурных инженеров станций, начальников смен, производственного персонала производственных служб и др.).

По статье «Дополнительная заработная плата производственных рабочих» планируется и учитывается дополнительная заработная плата рабочих и других кате-

¹ Группировка составлена в соответствии с Инструкцией по планированию, учету и калькулированию себестоимости электрической и тепловой энергии в энергосистемах и на электростанциях, затрат на передачу и распределение энергии в электрических и тепловых сетях, 1970.

горий работников, основная зарплата которых рассматривалась выше.

По статье «Отчисления на социальное страхование с заработной платы производственных рабочих» планируются и учитываются отчисления на социальное страхование с основной и дополнительной платы, а также с премий из фонда экономического стимулирования.

По статье «Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования» планируются и учитываются затраты по содержанию, амортизации и текущему ремонту производственного оборудования цехов, внутрицехового транспорта, рабочих мест, износу инструментов и приспособлений, включая и погашение стоимости быстроизнашивающихся инструментов и приспособлений и др.

По статье «Расходы по подготовке и освоению производства (пусковые расходы)» планируются и учитываются расходы, связанные с комплексным опробованием оборудования, наладочными работами, испытаниями.

По статье «Цеховые расходы» планируются и учитываются заработная плата аппарата управления цехами, амортизационные отчисления и затраты по содержанию и текущему ремонту зданий и инвентаря общецехового назначения, расходы по опытам и исследованиям, охране труда и пр.

В практике планирования и учета различают три вида себестоимости единицы продукции: плановую, нормативную и отчетную.

Плановая себестоимость включает все затраты, необходимые для производства и реализации продукции по плану, исходя из утвержденных прогрессивных норм расхода топлива, энергии, заработной платы и др.

Нормативная себестоимость отличается от плановой тем, что она подсчитана по действующим нормам на предприятии. Сопоставление нормативной и плановой себестоимости показывает, насколько успешно решаются задачи доведения действующих норм до утвержденных прогрессивных.

Отчетная (фактическая) себестоимость продукции отражает совокупность всех фактических затрат предприятия на производство и реализацию продукции.

Различают также три способа расчета себестоимости продукции: нормативный, попередельный, позаказный.

Нормативный способ расчета себестоимости продукции используется в энергетике, на машиностроительных

предприятиях с массовым и крупносерийным характером производства и др. Расчеты ведутся по нормам расхода топлива, энергии и т. д. с учетом поправок на отклонение условий эксплуатации от характерных, для которых составлены нормы.

Попередельный способ применяется в основной химической промышленности, металлургической промышленности и др., где специально выделяется расчет себестоимости «передела», т. е. переработки исходного сырья в готовую продукцию. При сравнительно небольшой доле себестоимости «передела» в общей себестоимости продукции (12—25%) этот способ позволяет лучше отразить усилия работников предприятия в выявлении резервов и снижении себестоимости.

Позаказный способ применяется при индивидуальном и мелкосерийном характере производства, когда отсутствуют утвержденные нормы. Объектом учета и калькулирования является отдельный производственный заказ. В этом случае фактическая себестоимость выполнения производственного заказа определяется после его выполнения по произведенным затратам.

§ V-3. Себестоимость производства электрической энергии, тепла и сжатого воздуха на промышленной ТЭЦ

Порядок расчета себестоимости производства электрической энергии, тепла и сжатого воздуха имеет несколько вариантов, определяемых тепловой схемой станции. Тепло может отдаваться только из отборов турбин или частично непосредственно из котлов (путем редуцирования пара). Турбина воздуходувки может получать пар непосредственно из котлов либо из противодействия турбины, срабатывающей перепад давления пара от начального в котельной до начального у турбины воздуходувки. В последнем случае электрическая энергия на ТЭЦ будет вырабатываться на базе пара, идущего на турбовоздуховку.

Рассмотрим более общий случай определения себестоимости, когда тепловая нагрузка ТЭЦ покрывается из отборов турбин и частично непосредственно из котлов, а турбовоздуховка работает на паре, получаемом из предвключенной турбины. Калькуляционными едини-

цами являются отпущенный 1 кВт·ч с шин ТЭЦ; отпущенный 1 ГДж с коллекторов ТЭЦ; отпущенный 1 м³ сжатого воздуха.

Планирование и учет затрат могут проводиться по технологическим стадиям производства, а также по видам продукции.

При планировании по стадиям производства группировка затрат производится следующим образом: топливно-транспортный цех; котельный цех (включая химводоочистку); машинный цех с выделением затрат на эксплуатацию турбовоздухоуловков; теплофикационное отделение (бойлерная установка); электрический цех.

Если химводоочистка является самостоятельным цехом, то затраты по ней планируются и учитываются по стадии «химцех».

На блочных электростанциях производственные затраты по котельному цеху, машинному цеху и теплофикационному отделению объединены в одну стадию «котлотурбинный цех».

Если промышленная ТЭЦ работает на природном газе, то отсутствует топливно-транспортный цех.

На ТЭЦ с бесцеховой структурой управления планирование и учет затрат осуществляются в целом по электростанции.

Ниже рассматриваются составляющие затрат, относящиеся к отдельным технологическим стадиям.

К затратам топливно-транспортного цеха относятся расходы на транспортные услуги по доставке топлива, содержанию складов и топливно-транспортного цеха, дроблению и транспортировке топлива по эстакадам, транспортерам, трубопроводам и др.

К затратам котельного цеха относится стоимость сжигаемого топлива, расходы по эксплуатации пылеуловителей (пылезаводов), котельной, химводоочистки, тягодутьевых и золоулавливающих устройств и др.

К затратам машинного цеха относятся расходы по эксплуатации паровых турбин, компрессоров, водоприемников, градирен, циркуляционных насосов, зданий и сооружений машинного цеха и др.

К затратам по теплофикационному отделению относятся расходы по эксплуатации бойлерных и паропреобразовательных установок.

К затратам по электрическому цеху относятся расходы по эксплуатации электрогенераторов, распределен-

тельных устройств, щитов управления, аккумуляторных батарей, повысительных подстанций и др.

При распределении суммарных затрат, подсчитанных по экономическим элементам¹ и статьям расходов, между электроэнергией, теплом и сжатым воздухом вначале выделяются прямые расходы, которые можно непосредственно отнести на эти виды продукции.

На тепло относятся эксплуатационные расходы в теплофикационном отделении². На сжатый воздух — эксплуатационные расходы по турбовоздуховке. На электроэнергию — эксплуатационные расходы по машинному залу (кроме турбовоздуховки), электрической части станции.

Затраты на топливо являются косвенными и распределяются между тремя видами продукции условно. Согласно применяемому на электростанциях балансовому (физическому) методу распределения затрат расход топлива, относимый на производство тепла, отдаваемого из отборов турбин, определяется коэффициентом полезного действия котельной и теплообменных аппаратов (при теплоснабжении горячей водой). В этом случае расход топлива на отпущенное внешним потребителям тепло из отборов турбин принимается равным его тепловому эквиваленту.

Топливо, пошедшее на тепло для воздуховудки, устанавливается по коэффициенту полезного действия котельной.

Таким образом,

$$B_T = 0,0342 Q_{\text{год}}^{\text{отп}} / \eta_{\text{к}}^{\text{бр}} \cdot \eta_{\text{т.о}} \text{ т у. т./год,} \quad (\text{V-17})$$

$$B_{\text{с.в}} = 0,0342 Q_{\text{год}}^{\text{т.в}} / \eta_{\text{к}}^{\text{бр}} \text{ т у. т./год,} \quad (\text{V-18})$$

где $Q_{\text{год}}^{\text{отп}}$ — годовой отпуск тепла потребителям из отборов турбин и непосредственно из котельной, ГДж/год; $Q_{\text{год}}^{\text{т.в}}$ — годовое потребление тепла турбовоздуховкой, ГДж/год; $\eta_{\text{к}}^{\text{бр}}$ — коэффициент полезного действия котельной, брутто; $\eta_{\text{т.о}}$ — коэффициент полезного действия теплообменных аппаратов.

¹ Общий принцип сохраняется и при расчете по калькуляционным статьям.

² При приближенных расчетах затраты на теплофикационное отделение не выделяются.

Величина

$$Q_{\text{год}}^{\text{т.в}} \cong Q_{\text{год}}^{\circ} \frac{P_{\text{т.в}}}{P_{\text{г}} + P_{\text{т.в}}} \text{ ГДж/год,} \quad (\text{V-19})$$

где $Q_{\text{год}}^{\circ}$ — годовой расход тепла на турбовоздуходувку и предвключенную турбину, ГДж/год; $P_{\text{т.в}}$ — мощность турбины турбовоздуходувки, МВт; $P_{\text{г}}$ — мощность предвключенной (генераторной) турбины, МВт.

Разность между суммарным расходом топлива на электростанции $B_{\text{тэц}}$ и топливом, пошедшим на выработку тепла $B_{\text{т}}$ и сжатого воздуха $B_{\text{с.в.}}$, относится на выработку электроэнергии (принцип «отключения»):

$$B_{\text{э}} = B_{\text{тэц}} - (B_{\text{т}} + B_{\text{с.в.}}) \text{ т у. т./год.} \quad (\text{V-20})$$

Затраты на котельную и топливно-транспортное отделение распределяются между различными видами продукции пропорционально соответствующим количествам топлива, относимым на электроэнергию, тепло и сжатый воздух. Общестанционные расходы распределяются пропорционально ранее разделенным затратам между тремя видами продукции, т. е. используется принцип пропорциональности по показателю расхода топлива.

Следовательно, на промышленной ТЭЦ используется сочетание двух из рассмотренных выше принципов распределения косвенных затрат.

Преимуществом применяемого в настоящее время балансового метода, по которому почти¹ вся экономия топлива относится на электроэнергию, является однозначность в распределении экономии и простота расчетов.

В то же время применение этого метода приводит к следующим недостаткам:

переход на более высокие начальные параметры пара на ТЭЦ ведет к снижению себестоимости электрической энергии и повышению себестоимости тепла. Это вызывается тем, что общие капитальные затраты возрастают, а экономия, достигаемая при этом, относится в основном на электроэнергию. Следовательно, экономичность получения тепла снижается с ростом начальных параметров пара на ТЭЦ;

¹ Некоторая экономия относится на тепло и сжатый воздух, так как к. п. д. котельной ТЭЦ обычно выше, чем к. п. д. районной котельной (в раздельной схеме), и расход тепла, относимый на турбовоздуходувку, определяется пропорционально мощности турбовоздуходувки и турбогенератора (если турбовоздуходувка получает пар из отбора паровой турбины).

топливная составляющая себестоимости тепла не зависит от давления в отборах пара. Снижение давления пара, получаемого из отборов данной ТЭЦ, не ведет к снижению себестоимости тепла;

увеличение отпуска пара из отборов турбин ТЭЦ не ведет к снижению себестоимости 1 ГДж тепла.

Часть из этих недостатков ликвидируется специальным построением тарифов на тепло (см. ниже § V-10).

Расход электроэнергии на собственные нужды электростанции по балансовому методу разделяется между тремя видами продукции пропорционально расходам топлива, относимым на эти виды продукции:

электроэнергию

$$\mathcal{E}_{\text{с.н}} = \mathcal{E}_{\text{ц}} + (\mathcal{E}_{\text{т.пр}} + \mathcal{E}_{\text{п.эн}} + \mathcal{E}_{\text{т.д}} + \mathcal{E}_{\text{г.з}} + \mathcal{E}_{\text{пр}}) \frac{B_{\text{э}}}{B_{\text{ТЭЦ}}}, \quad (\text{V-21})$$

тепло

$$\mathcal{E}_{\text{с.н}}^{\text{т}} = \mathcal{E}_{\text{сет}} + (\mathcal{E}_{\text{т.пр}} + \mathcal{E}_{\text{п.эн}} + \mathcal{E}_{\text{т.д}} + \mathcal{E}_{\text{г.з}} + \mathcal{E}_{\text{пр}}) \frac{B_{\text{т}}}{B_{\text{ТЭЦ}}}, \quad (\text{V-22})$$

сжатый воздух

$$\mathcal{E}_{\text{с.в}}^{\text{с.в}} = (\mathcal{E}_{\text{т.пр}} + \mathcal{E}_{\text{п.эн}} + \mathcal{E}_{\text{т.д}} + \mathcal{E}_{\text{г.з}} + \mathcal{E}_{\text{пр}}) \frac{B_{\text{с.в}}}{B_{\text{ТЭЦ}}}, \quad (\text{V-23})$$

где $\mathcal{E}_{\text{ц}}$ — расход электроэнергии на циркуляционные насосы; $\mathcal{E}_{\text{т.пр}}$ — на топливоприготовление; $\mathcal{E}_{\text{п.эн}}$ — на питательные электронасосы; $\mathcal{E}_{\text{т.д}}$ — на тяго-дутьевые установки; $\mathcal{E}_{\text{г.з}}$ — на гидрозолоудаление; $\mathcal{E}_{\text{сет}}$ — на сетевые насосы; $\mathcal{E}_{\text{пр}}$ — прочие расходы электроэнергии на собственные нужды.

Имея распределение расхода электроэнергии между гремя видами продукции, необходимо установить значения расхода топлива, относимого на электроэнергию, тепло и сжатый воздух, с учетом собственных нужд:

$$B'_{\text{э}} = B_{\text{ТЭЦ}} - (B'_{\text{т}} + B'_{\text{с.в}}) = b_{\text{э}}^{\text{отп}} \mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{отп}}, \quad (\text{V-24})$$

$$B'_{\text{т}} = b_{\text{т}}^{\text{отп}} Q_{\text{год}}^{\text{отп}}, \quad (\text{V-25})$$

$$B'_{\text{с.в}} = b_{\text{с.в}}^{\text{отп}} V_{\text{с.в}}, \quad (\text{V-26})$$

где $b_{\text{э}}^{\text{отп}}$, $b_{\text{т}}^{\text{отп}}$, $b_{\text{с.в}}^{\text{отп}}$ — удельные расходы топлива соответственно на отпущенные 1 кВт·ч, 1 ГДж, 1000 м³;

$V_{с.в}$ — годовой объем производства сжатого воздуха, тыс. н·м³.

Значения этих показателей определяются по следующим выражениям:

$$b_{\varepsilon}^{\text{отп}} = \frac{B_{\varepsilon}}{\varepsilon_{\text{год}} - \varepsilon_{с.н}^{\varepsilon}} \quad \text{г/к Вт} \cdot \text{ч}, \quad (\text{V-27})$$

$$b_{\text{т}}^{\text{отп}} = \frac{B_{\text{т}} + b_{\varepsilon}^{\text{отп}} \varepsilon_{с.н}^{\text{т}}}{Q_{\text{год}}^{\text{отп}}} \quad \text{кг/ГДж}, \quad (\text{V-28})$$

$$b_{с.в}^{\text{отп}} = \frac{B_{с.в} + b_{\varepsilon}^{\text{отп}} \varepsilon_{с.н}^{с.в}}{V_{с.в}} \quad \text{кг/тыс. н} \cdot \text{м}^3. \quad (\text{V-29})$$

Форма таблицы, в которой даны промежуточные и окончательные результаты расчета себестоимости электрической энергии, тепла и сжатого воздуха, приведена на стр. 114 и 115.

Определенные выше отдельные составляющие суммарных затрат на промышленной ТЭЦ записываются в строке 5, в графах 3—7. Эти затраты приняты в табл. V-3 за 100%. Распределение их между тремя группами цехов может быть ориентировочно принято по величинам процентов, указанным в строках 1—4 и графах 3—7. Суммируя по каждой строке (с 1-й по 5-ю) значения, указанные в графах 3—7, получим общие затраты по группам цехов и по ТЭЦ в целом, которые заносятся в графу 8.

Общие затраты по топливно-транспортному и котельному цехам $\Sigma S^{\text{к}}$ приближенно распределяются между тремя видами продукции следующим образом:

а) на электроэнергию

$$\Sigma S_{\varepsilon}^{\text{к}} = \Sigma S^{\text{к}} \frac{B'_{\varepsilon}}{B_{\text{ТЭЦ}}}, \quad (\text{V-30})$$

б) на тепло

$$\Sigma S_{\text{т}}^{\text{к}} = \Sigma S^{\text{к}} \frac{B'_{\text{т}}}{B_{\text{ТЭЦ}}}, \quad (\text{V-31})$$

в) на сжатый воздух

$$\Sigma S_{с.в}^{\text{к}} = \Sigma S^{\text{к}} \frac{B'_{с.в}}{B_{\text{ТЭЦ}}}, \quad (\text{V-32})$$

Сокращенная калькуляция себестоимости продукции промышленной ТЭЦ

№ п/п	Наименование статей	Элементы затрат в млн. руб./год								Распределение затрат					
		топливо		зарплата с начис- лениями	аморти- зация	ремонт	прочие расходы	всего	на электроэнергию		на тепло		на сжатый воздух		
		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14		
														в млн. руб.	%
1	2														
1	Топливо-транспортный и котельный цехи	100	35	50	50	—									
2	Машинный и электроцехи	—	35	45	45	—									
3	Всего по п.п. 1, 2	100	70	95	95	—									
4	Общестанционные расходы	—	30	5	5	100									
5	Всего затрат по п.п. 3, 4 .	100	100	100	100	100									

№ *	Распреде- ние годовых затрат	Структура себестоимости продукции ТЭЦ																		
		Электроэнергия					Тепло	Сжатый воздух												
			Тепло	Элементы	Электро- энергия				Тепло	Сжатый воздух										
					коп. кВт·ч	%					руб. ГДж	%	руб. тыс.н·м³	%						
7	Себестои- мость	Электроэнер- гии, коп./кВт·ч	Топливо																	
													Зарплата							
		Тепла, руб./ГДж	Текущий ре- монт																	
														Прочие						
Всего	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100									
												Сжатого возду- ха, руб./тыс. н·м³								

115

(проверка: $\Sigma S^K = \Sigma S_9^K + \Sigma S_T^K + \Sigma S_{c.b.}^K$).

Общие затраты по машинному цеху и электроцеху ΣS^M распределяются приблизительно только между электроэнергией ΣS_9^M и сжатым воздухом $\Sigma S_{c.b.}^M$ следующим образом:

$$\Sigma S_9^M = \Sigma S^M \frac{K_{T.a}}{K_{M.3}}, \quad (V-33)$$

$$\Sigma S_{c.b.}^M = \Sigma S^M \frac{K_{T.b}}{K_{M.3}}, \quad (V-34)$$

где $K_{T.a}$ — капитальные затраты на турбоагрегаты ТЭЦ, млн. руб; $K_{T.b}$ — капитальные затраты на турбовоздуходувки, млн. руб; $K_{M.3}$ — суммарные капитальные затраты по машинному залу (без стоимости здания $K_{M.3} = K_{T.a} + K_{T.b}$).

Общестанционные расходы ΣS^o распределяются пропорционально тому, как распределились затраты по другим цехам:

$$\Sigma S_9^o = \Sigma S^o \frac{\Sigma S_9^K + \Sigma S_9^M}{\Sigma S^K + \Sigma S^M}, \quad (V-35)$$

$$\Sigma S_T^o = \Sigma S^o \frac{\Sigma S_T^K}{\Sigma S^K + \Sigma S^M}, \quad (V-36)$$

$$\Sigma S_{c.b.}^o = \Sigma S^o \frac{\Sigma S_{c.b.}^K + \Sigma S_{c.b.}^M}{\Sigma S^K + \Sigma S^M}. \quad (V-37)$$

Таким образом, суммарные затраты на электроэнергию составят

$$\Sigma S_9 = \Sigma S_9^K + \Sigma S_9^M + \Sigma S_9^o, \quad (V-38)$$

на тепло

$$\Sigma S_T = \Sigma S_T^K + \Sigma S_T^o, \quad (V-39)$$

на сжатый воздух

$$\Sigma S_{c.b.} = \Sigma S_{c.b.}^K + \Sigma S_{c.b.}^M + \Sigma S_{c.b.}^o. \quad (V-40)$$

По данным этих расчетов может быть заполнена верхняя правая часть табл. V-3.

Ниже приводится способ распределения отдельных элементов затрат между электроэнергией, теплом и сжатым воздухом.

Распределение годовых затрат на топливо S_T между тремя видами продукции производится пропорционально расходам топлива на эти виды продукции с учетом расходов энергии на собственные нужды.

Затраты на топливо, относимые на электроэнергию, определяются из выражения вида

$$S_{T.э} = S_T \frac{B'_э}{B_{TЭЦ}}, \quad (V-41)$$

затраты на тепло

$$S_{T.т} = S_T \frac{B'_т}{B_{TЭЦ}}, \quad (V-42)$$

затраты на сжатый воздух

$$S_{T.с.в} = S_T \frac{B'_{с.в}}{B_{TЭЦ}}. \quad (V-43)$$

Результаты этих расчетов заносятся в графу 3 строки 6.

Остальные элементы затрат распределяются пропорционально тому, как распределились общие затраты, за исключением затрат на топливо, между рассматриваемыми видами продукции. Для характеристики этого распределения используются коэффициенты распределения β^p :

для электроэнергии

$$\beta^p_э = \frac{\Sigma S_э - S_{T.э}}{S_{TЭЦ} - S_T}, \quad (V-44)$$

для тепла

$$\beta^p_т = \frac{\Sigma S_т - S_{T.т}}{S_{TЭЦ} - S_T}, \quad (V-45)$$

для сжатого воздуха

$$\beta^p_{с.в} = \frac{\Sigma S_{с.в} - S_{T.с.в}}{S_{TЭЦ} - S_T}. \quad (V-46)$$

Сумма коэффициентов

$$\beta^p_э + \beta^p_т + \beta^p_{с.в} = 1.$$

Тогда распределение годовых затрат на заработную плату между тремя видами продукции производится следующим образом:

$$\begin{aligned} S_{з.п.э} &= S_{з.п} \beta_{э}^p, \\ S_{з.п.т} &= S_{з.п} \beta_{т}^p, \\ S_{з.п.с.в} &= S_{з.п} \beta_{с.в.}^p. \end{aligned} \quad (V-47)$$

Результаты расчетов вносятся в графу 4 строки 6.

Распределение годовых амортизационных отчислений $S_{ам}$ производится по выражениям вида:

$$\begin{aligned} S_{ам.э} &= S_{ам} \beta_{э}^p, \\ S_{ам.т} &= S_{ам} \beta_{т}^p, \\ S_{ам.с.в} &= S_{ам} \beta_{с.в.}^p. \end{aligned} \quad (V-48)$$

Результаты вносятся в графу 5 строки 6. Аналогично производится расчеты распределения затрат на текущий ремонт и прочие расходы (графы 6 и 7, строка 6).

Суммируя затраты по отдельным элементам, получим общие затраты по электроэнергии, теплу и сжатому воздуху (графа 8, строка 6). Эти затраты должны совпасть с определенными ранее при распределении затрат между группами цехов (строка 5, графы 9, 11 и 13).

Для определения составляющих себестоимости единицы продукции $\bar{S}$ достаточно разделить отдельные элементы затрат на полезно отпущенное количество электроэнергии, тепла и сжатого воздуха.

$$\begin{aligned} \bar{S}_{т.э} &= \frac{S_{т.э}}{\mathcal{E} - \mathcal{E}_{с.н}} \text{ коп./кВт}\cdot\text{ч}, \\ \bar{S}_{ам.э} &= \frac{S_{ам.э}}{\mathcal{E} - \mathcal{E}_{с.н}} \text{ коп./кВт}\cdot\text{ч}, \\ &\dots\dots\dots \\ \bar{S}_{т.т} &= \frac{S_{т.т}}{Q_{отп}} \text{ руб./ГДж}, \\ \bar{S}_{ам.т} &= \frac{S_{ам.т}}{Q_{отп}} \text{ руб./ГДж}, \\ &\dots\dots\dots \end{aligned} \quad (V-49)$$

$$\bar{S}_{\text{т.с.в}} = \frac{S_{\text{т.с.в}}}{V_{\text{с.в}}} \text{ руб./тыс. н} \cdot \text{м}^3,$$

$$\bar{S}_{\text{ам.с.в}} = \frac{S_{\text{ам.с.в}}}{V_{\text{с.в}}} \text{ руб./тыс. н} \cdot \text{м}^3,$$

и т. д. Результаты этих расчетов вносятся в строку 7 граф 3—8. Конечные результаты расчетов сведены в первой нижней части табл. V-3.

Здесь же приведен расчет составляющих себестоимости электрической энергии, тепла и сжатого воздуха. Расчеты показывают, что наибольшую долю топливной составляющей и наименьшую долю амортизационных отчислений имеет себестоимость тепла. Наименьшую долю топливной составляющей и наибольшую долю амортизационных отчислений имеет себестоимость электроэнергии. Структура себестоимости сжатого воздуха занимает промежуточное положение. Это является следствием того, что: а) наибольшее количество оборудования необходимо для производства электроэнергии, наименьшее — для производства тепла и промежуточное — для производства сжатого воздуха; б) при балансовом методе распределения затрат почти вся экономия топлива при комбинированном производстве относится на электроэнергию.

§ V-4. Себестоимость продуктов разделения воздуха

Воздух, как известно, является сложной смесью, в которой содержится (в процентах к объему): азота 78,09, кислорода 20,95, аргона $93,27 \cdot 10^{-2}$, углекислого газа $3 \cdot 10^{-2}$, неона $1,6 \cdot 10^{-3}$, гелия $4,6 \cdot 10^{-4}$, криптона $1,1 \cdot 10^{-4}$, водорода $5 \cdot 10^{-5}$, ксенона $8 \cdot 10^{-6}$, озона $2 \cdot 10^{-6}$, радона $6 \cdot 10^{-18}$.

Продукты разделения воздуха находят широкое, все более увеличивающееся применение в народном хозяйстве.

Применение кислорода для интенсификации технологических процессов является одним из важнейших направлений технического прогресса в черной и цветной металлургии, химической и других отраслях промышленности. В особенности возрастает эффективность применения кислорода с переходом от периодических к непрерывным процессам.

Большие перспективы улучшения качества металла

(особенно стали специальных марок) открывает плавка и разливка в среде инертного газа — аргона. Аргон применяется при выплавке титана, циркония, сварке алюминия, титана и других цветных металлов, а также при изготовлении осветительных ламп, импульсных источников света и электронных приборов.

Значительно расширяется применение азота в металлургии (для создания защитных атмосфер). Азот и кислород служат исходными веществами для синтеза важнейших видов продукции химической промышленности (аммиак, азотная кислота, ацетилен, азотные удобрения).

Криптон и ксенон используются в газовых лампах высокого давления. Применение криптона в качестве наполнителя ламп накаливания позволяет снизить потребляемую мощность при том же световом потоке, уменьшить объем колб и существенно увеличить срок службы ламп.

Неон применяется в газосветных лампах, а также как хладагент в криогенной технике и др.

Затраты на получение продуктов разделения воздуха можно дифференцировать по группам. Первая группа включает общие затраты для всех видов продукции. К ним, например, относятся затраты на сжатие воздуха в компрессоре. Вторая группа содержит общие затраты для нескольких видов продукции. Это затраты на получение технического кислорода и криптоно-ксеноновой смеси и др. Третья группа отражает затраты, относящиеся непосредственно только к отдельным видам продукции. Это, например, затраты на очистку сырого аргона или других продуктов, на транспорт отдельных продуктов по трубопроводам.

Затраты первой и второй групп являются косвенными и должны быть распределены между несколькими видами продукции. Технологическая схема установок разделения воздуха предопределяет их большой удельный вес.

В затратах на получение продуктов разделения воздуха могут быть выделены энергетическая и неэнергетическая составляющие.

К энергетической составляющей¹ в данном случае от-

¹ Для воздухоразделительных установок энергетические затраты почти совпадают с условно-переменными затратами (учитывая отсутствие затрат на сырье и небольшие расходы на основные материалы), а неэнергетические затраты — с условно-постоянными.

носятся расходы на электроэнергию, используемую компрессорами, насосами, электронагревательными устройствами; расходы на пар, используемый на производственные нужды; расходы на воду, используемую на охлаждение.

Неэнергетические затраты включают амортизационные отчисления, затраты на текущий ремонт, основную и дополнительную заработную плату, отчисления на социальное страхование, расходы на основные материалы (каустическую соду) и пр.

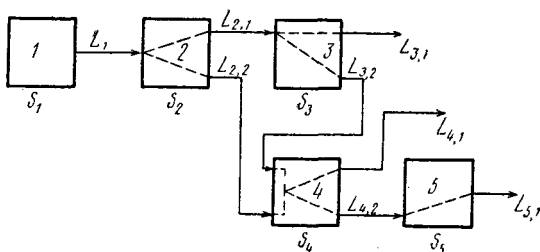


Рис. V-2. Пример схемы получения трех продуктов разделения воздуха

Распределение косвенных затрат между отдельными видами продукции в условиях оптимальных потоков между взаимосвязанными предприятиями рекомендуется проводить пропорционально эксергии, затраченной на получение отдельных продуктов (с учетом частных к. п. д. процессов их получения, чистоты, давления и агрегатного состояния) [23].

На рис. V-2 показана схема получения трех продуктов разделения воздуха, обладающих эксергией: $L_{3,1}$, $L_{4,1}$, $L_{5,1}$.

Рассматриваемая установка содержит пять элементов, годовые эксплуатационные расходы по которым составляют S_1 , S_2 , S_3 , S_4 и S_5 соответственно.

В первом элементе, являющемся общим для всех видов продукции, образуется полупродукт с эксергией L_1 , который поступает во второй элемент. На его получение затрачиваются годовые эксплуатационные средства в размере S_1 , в которые включаются расходы не только по первому элементу, но и общие затраты для всех продуктов (на амортизацию и текущий ремонт основной стан-

ции разделения воздуха, содержание административно-управленческого персонала и др.).

Из второго элемента выходят два потока полупродуктов с эксергиями $L_{2,1}$ и $L_{2,2}$, полученные при частных к. п. д. $\eta_{2,1}$ и $\eta_{2,2}$. Преобразование энергии во втором элементе требует дополнительных эксплуатационных затрат в размере S_2 . Следовательно, суммарные годовые эксплуатационные расходы, относящиеся к потокам $L_{2,1}$ и $L_{2,2}$, составят $\Sigma S_2 = S_1 + S_2$.

Распределение этих расходов производится в соответствии с количеством затраченной на каждый поток исходной (первичной) эксергии.

Затраты на полупродукт с эксергией $L_{2,1}$

$$S_{2,1} = \Sigma S_2 \frac{L_{2,1}}{L_1 \eta_{2,1}} = (S_1 + S_2) \frac{L_{2,1}}{L_1 \eta_{2,1}} \text{ руб./год.} \quad (V-50)$$

Затраты на полупродукт с эксергией $L_{2,2}$ ¹.

$$S_{2,2} = \Sigma S_2 \frac{L_{2,2}}{L_1 \eta_{2,2}} = (S_1 + S_2) \frac{L_{2,2}}{L_1 \eta_{2,2}} \text{ руб./год.} \quad (V-51)$$

В третьем элементе установки на базе потока полупродукта с эксергией $L_{2,1}$ получаем один из конечных продуктов с эксергией $L_{3,1}$ при к. п. д. $\eta_{3,1}$ и полупродукт с эксергией $L_{3,2}$ при к. п. д. $\eta_{3,2}$. Суммарные годовые эксплуатационные расходы по потокам $L_{3,1}$ и $L_{3,2}$ составляют $\Sigma S_3 = S_{2,1} + S_3$. Тогда, аналогично предыдущему, затраты на конечный продукт с эксергией $L_{3,1}$ будут равны

$$S_{3,1} = \Sigma S_3 \frac{L_{3,1}}{L_{2,1} \eta_{3,1}} = (S_{2,1} + S_3) \frac{L_{3,1}}{L_{2,1} \eta_{3,1}} \text{ руб./год.} \quad (V-52)$$

Затраты на полупродукт с эксергией $L_{3,2}$ составят

$$S_{3,2} = \Sigma S_3 \cdot \frac{L_{3,2}}{L_{2,1} \eta_{3,2}} = (S_{2,1} + S_3) \frac{L_{3,2}}{L_{2,1} \eta_{3,2}} \text{ руб./год.} \quad (V-53)$$

В четвертом элементе установки на базе потоков полупродуктов с эксергией $L_{2,2}$ и $L_{3,2}$ при к. п. д. $\eta_{4,1}$ и $\eta_{4,2}$ получаем второй конечный продукт с эксергией $L_{4,1}$ и полупродукт с эксергией $L_{4,2}$. Суммарные затраты на эти потоки составят $\Sigma S_4 = S_{2,2} + S_{3,2} + S_4$.

¹ Величина $S_{2,2}$ может быть также определена как разность ΣS_2 и $S_{2,1}$. Аналогично для формул (V-53) и (V-55).

Затраты на второй конечный продукт с эксергией $L_{4,1}$ будут равны

$$S_{4,1} = \Sigma S_4 \frac{L_{4,1}}{(L_{2,2} + L_{3,2}) \eta_{4,1}} = (S_{2,2} + S_{3,2} + S_4) \times \\ \times \frac{L_{4,1}}{(L_{2,2} + L_{3,2}) \eta_{4,1}} \text{ руб./год.} \quad (\text{V-54})$$

Затраты на полупродукт с эксергией $L_{4,2}$ аналогично составят

$$S_{4,2} = \Sigma S_4 \frac{L_{4,2}}{(L_{2,2} + L_{3,2}) \eta_{4,2}} = (S_{2,2} + S_{3,2} + S_4) \times \\ \times \frac{L_{4,2}}{(L_{2,2} + L_{3,2}) \eta_{4,2}} \text{ руб./год.} \quad (\text{V-55})$$

Затраты пятого элемента S_5 относятся только на третий конечный продукт с эксергией $L_{5,1}$. Поэтому суммарные затраты на этот продукт составят

$$S_{5,1} = S_{4,2} + S_5 = (S_{2,2} + S_{3,2} + S_4) \times \\ \times \frac{L_{4,2}}{(L_{2,2} + L_{3,2}) \eta_{4,2}} + S_5 \text{ руб./год.} \quad (\text{V-56})$$

В затраты по отдельным элементам могут дополнительно входить расходы на амортизацию и текущий ремонт зданий и сооружений, относящихся только к этим элементам (например, расходы по зданиям и сооружениям цеха очистки аргона, цеха компрессии кислорода, по газгольдерам и т. п.).

Таким образом, годовые эксплуатационные расходы, относимые на данный i -й продукт разделения воздуха, определяются в общем случае из выражения

$$S_i = S_\alpha m_{\alpha i} + S_\beta m_{\beta i} + S_\gamma m_{\gamma i} + \dots + S_\lambda \text{ руб./год,} \quad (\text{V-57})$$

где S_α — общие для всех получаемых продуктов годовые эксплуатационные расходы (первая группа затрат), руб./год; S_β и S_γ — годовые эксплуатационные расходы по некоторым элементам установки, относящимся к промежуточным продуктам, в состав которых входит i -й продукт (вторая группа затрат), руб./год; S_λ — годовые эксплуатационные расходы, относящиеся только к i -му

продукту (третья группа затрат), руб./год; $m_{\alpha i}$ — коэффициент, отражающий долю общих расходов, относящихся к i -му продукту; $m_{\beta i}$, $m_{\gamma i}$ — коэффициенты, отражающие доли расходов по некоторым элементам установки, относящихся к i -му продукту.

Так, применительно к рассмотренному выше примеру для третьего продукта с эксергией $L_{5,1}$ величину годовых эксплуатационных расходов можно представить в виде [см. формулы (V-50), (V-51), (V-53), (V-56)]

$$S_{5,1} = (S_1 + S_2) \left[\frac{L_{3,2}}{\eta_{2,1} \eta_{3,2}} + \frac{L_{2,2}}{\eta_{2,2}} \right] \frac{L_{4,2}}{L_1 (L_{2,2} + L_{3,2}) \eta_{4,2}} + \\ + S_3 \frac{L_{3,2} L_{4,2}}{L_{2,1} (L_{2,2} + L_{3,2}) \eta_{3,2} \eta_{4,2}} + S_4 \frac{L_{4,2}}{(L_{2,2} + L_{3,2}) \eta_{4,2}} + \\ + S_5 \text{ руб./год.} \quad (\text{V-58})$$

Здесь величина S_{α} представляет сумму общих затрат S_1 и S_2 . Значение S_{β} равно S_3 , S_{γ} равно S_4 , а S_{λ} равно S_5 .

Коэффициент $m_{\alpha i}$ выражается членом, стоящим при $(S_1 + S_2)$, а коэффициенты $m_{\beta i}$ и $m_{\gamma i}$ — членами при S_3 и S_4 .

Себестоимость единицы данного продукта разделения воздуха устанавливается по формуле

$$\bar{S}_i = \frac{S_i}{V_i} \text{ руб./ед. прод.,} \quad (\text{V-59})$$

где V_i — годовая производительность установки по данному продукту.

§ V-5. Себестоимость тепла котлов-утилизаторов

Себестоимость тепла утилизационных установок складывается из прямых и косвенных затрат. К прямым затратам относятся расходы по обслуживанию, амортизационные отчисления, прочие расходы. К косвенным — затраты на топливо.

Одним из методов, наиболее полно учитывающим особенности использования утилизационных установок, является предложение по распределению затрат на топливо, пропорционально разности эксергии продуктов сгорания, приходящихся на технологическую установку и утилизационную установку [24]. Это позволяет учесть не только баланс тепла, но и потенциал тепла.

Доля суммарного количества топлива B , относимого на технологическую продукцию, в данном случае составит (рис. V-3).

$$\alpha_{\text{тех}} = \frac{(i_1 - i_2) - \tau_0 (I_1 - I_2)}{(i_1 - i_3) - \tau_0 (I_1 - I_3)}, \quad (\text{V-60})$$

а на энергетическую продукцию (тепло)

$$\alpha_{\text{эн}} = \frac{(i_2 - i_3) - \tau_0 (I_2 - I_3)}{(i_1 - i_3) - \tau_0 (I_1 - I_3)}, \quad (\text{V-61})$$

причем

$$\alpha_{\text{тех}} + \alpha_{\text{эн}} = 1.$$

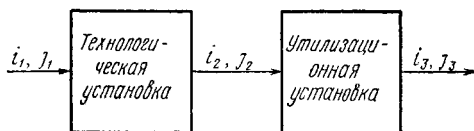


Рис. V-3. К распределению затрат на топливо между технологической и утилизационной установками

Здесь i_1, I_1 — энтальпия и энтропия продуктов сгорания топлива, поступающих в технологическую установку, кДж/кг и кДж/кг·град соответственно; i_2, I_2 — то же, для продуктов сгорания, покидающих технологическую установку и поступающих в утилизационную установку; i_3, I_3 — то же, для продуктов сгорания, покидающих утилизационную установку; τ_0 — абсолютная температура окружающей среды, К.

Тогда топливная составляющая себестоимости 1 ГДж тепла котла-утилизатора при цене технологического топлива $\bar{C}_{\text{тех}}$ определится по выражению

$$\bar{S}_T = \frac{B \alpha_{\text{эн}} \bar{C}_{\text{тех}}}{D_{\text{ут}} (i_{\text{ут}} - i_{\text{п.в}})} \text{ руб./ГДж}, \quad (\text{V-62})$$

где $D_{\text{ут}}$ — годовой полезный отпуск пара утилизационной установкой, т пара/год; $i_{\text{ут}}, i_{\text{п.в}}$ — энтальпия пара и питательной воды, ГДж/т пара.

Величина $\bar{S}_T$, как правило, ниже¹, чем подсчитанная

¹ Расход топлива в этом случае ниже, но цена технологического топлива может быть больше, чем энергетического.

для условий получения тепла в котельной, и ниже, чем при распределении топлива по балансу тепла.

Суммируя значение топливной составляющей с остальными (прямыми) затратами, получим себестоимость пара котлов-утилизаторов.

§ V-6. Себестоимость сжатого воздуха (доменного дутья), кондиционированного воздуха, процесса выпарки

Себестоимость сжатого воздуха (доменного дутья). Дутье для доменных печей (сжатый воздух) используется в последние годы с обогащением кислородом до 30—35%. Последнее может быть достигнуто либо путем смешения воздуха с кислородом высокой концентрации (95%), либо при использовании специально разрабатываемых установок непосредственного обогащения дутья.

Паровые воздуходувные станции (ПВС) металлургических заводов являются установками, работающими отдельно, или же они комбинируются с заводской ТЭЦ. Суммарные годовые расходы по ПВС содержат расходы на топливо, электроэнергию, кислород, заработную плату с начислениями, амортизационные отчисления, расходы по текущему ремонту и пр.

Основной составляющей себестоимости доменного дутья (без обогащения кислородом) при паротурбинном приводе воздуходувок являются затраты на топливо.

Ниже приводится ориентировочная структура себестоимости доменного дутья на металлургических заводах (%):

Топливо	65—75
Заработная плата с начислениями	5—7
Амортизация	12—17
Текущий ремонт	5—7
Прочие	<u>3—5</u>
	100

Себестоимость доменного дутья на крупных металлургических заводах в зависимости от стоимости топлива и конечного давления дутья колеблется в пределах 0,2—0,5 руб/тыс. м³.

Для компрессоров меньшей мощности с использованием электропривода основные эксплуатационные расходы приходятся на электроэнергию. С увеличением мощности агрегатов и компрессорных станций снижается себестоимость сжатого воздуха и увеличивается доля затрат, приходящихся на электроэнергию. Себестоимость сжатого воздуха зависит от графика нагрузки компрессорной станции, тарифа на электроэнергию, воду и составляет 1—2,5 руб./тыс. м³.

Примерная структура себестоимости сжатого воздуха для компрессорной станции мощностью 18 тыс. м³/ч представлена ниже (%):

Электроэнергия	70—85
Заработная плата с начислениями	3—8
Амортизация	4—6
Текущий ремонт	2—4
Прочие (вода, вспомогательные материалы и др.)	6—14

Себестоимость кондиционированного воздуха. Установки кондиционированного воздуха находят широкое применение в промышленных и общественных зданиях.

Себестоимость кондиционированного воздуха складывается из амортизационных отчислений по установке, расходов по ее обслуживанию, затрат на электроэнергию, тепло, воду.

Особенностью установок кондиционирования воздуха является сравнительно большой удельный вес условно-постоянных затрат. Это приводит к тому, что со снижением длительности использования установки в течение года резко возрастает себестоимость 1 м³ кондиционированного воздуха.

Ниже рассматривается структура себестоимости кондиционированного воздуха, используемого в зрительном зале заводского клуба на 500 мест. В качестве холодильной установки применена парожекционная установка, использующая тепло горячей воды из тепловой сети.

При годовом числе часов использования установки, равном 1200, и себестоимости 18 коп./м³ ориентировочная структура себестоимости может быть представлена в следующем виде (%):

Амортизационные отчисления	45
Затраты на текущий ремонт	17
Расходы на обслуживающий персонал . . .	14
Затраты на электроэнергию	11
» на тепло	8
» на воду	5
	100

Себестоимость процесса выпарки. Себестоимость продукции на выпарной станции складывается из затрат на тепло (пар), электроэнергию, воду, стоимости потерь продукции, амортизационных отчислений, затрат на текущий ремонт и заработную плату.

В структуре себестоимости обычно преобладают условно-переменные затраты (порядка 85%). Поэтому изменение годового объема вырабатываемой продукции сравнительно мало сказывается на себестоимости единицы продукции.

Ниже приведена ориентировочная структура себестоимости выпарки электролитического щелока при общих затратах порядка 25 руб. за 1 т 100% NaOH (%):

Затраты на тепло (за вычетом стоимости возвращенного на ТЭЦ конденсата)	38,0
Стоимость потерь щелока (за вычетом стоимости обратного рассола)	35,0
Затраты на воду	9,4
Расходы на заработную плату	8,7
Затраты на электроэнергию	6,0
Амортизационные отчисления	2,4
Затраты на текущий ремонт	0,5
	100

§ V-7. Себестоимость транспорта пара и горячей воды

Себестоимость транспорта пара и горячей воды складывается из амортизационных отчислений, затрат на текущий ремонт, перекачку теплоносителя, покрытие потерь тепла, заработную плату обслуживающего персонала и пр.

Амортизационные отчисления подсчитываются по

норме амортизации $\alpha_{ам}$ и величине капитальных затрат на тепловые сети $K_{т.с}$

$$S_{ам} = \alpha_{ам} K_{т.с} \cdot 10^{-2} \text{ руб./год.} \quad (V-63)$$

Норма амортизации $\alpha_{ам}$ для тепловых сетей составляет приблизительно 4,8%.

Капитальные затраты в тепловые сети определяются на основе специальных смет. При их отсутствии удельные капитальные затраты на единицу длины могут быть приближенно подсчитаны по формуле [39].

$$K_{т.с} = a + bd \text{ руб./м,} \quad (V-64)$$

где a и b — постоянные коэффициенты, зависящие от конструкции сети, способа производства работ и местных условий, руб./м и руб./м² соответственно; d — диаметр трубопровода, м.

Если сеть состоит из нескольких участков длиной l_i с различными диаметрами трубопровода, тогда капитальные затраты по всей сети составят

$$K_{т.с} = a \sum_{i=1}^n l_i + b \sum_{i=1}^n d_i l_i \text{ руб.} \quad (V-65)$$

Если величину $\sum_{i=1}^n d_i l_i$, носящую название материальной характеристики тепловой сети, обозначить буквой M , тогда получим

$$K_{т.с} = a \sum_{i=1}^n l_i + bM \text{ руб.} \quad (V-66)$$

Значения коэффициентов a и b приведены в табл. V-4 [39].

Капитальные затраты на тепловые сети (кроме транзитных сетей) могут быть ориентировочно подсчитаны и по величине тепловой нагрузки¹:

$$K_{т.с} = \frac{7300 \varphi_c \varphi_n}{q^{0,8}} \left(\frac{Q_q}{100} \right)^{0,16} Q_q \text{ руб.,} \quad (V-67)$$

где Q_q — расчетная тепловая нагрузка района, ГДж/ч; φ_c — поправочный коэффициент, учитывающий зависимость удельного расхода воды в сети от системы тепло-

¹ При расчетном графике температур воды в сети 150—70° С.

Ориентировочные значения коэффициентов a и b

Условия прокладки и вид грунта	a , руб./м	b , руб./м ²	Примечание
Двухтрубные прокладки одной трубы в непроходных сборных железобетонных каналах:			Для перехода к стоимости однострубных прокладок труб вводится коэффициент 1,43—1,61
в сухих грунтах . . .	15	310	
в мокрых » . . .	40	340	
Двухтрубные бесканальные прокладки в монолитных оболочках из армопенобетона:			Приведенные коэффициенты могут быть использованы при d от 150 до 1000 мм
в сухих грунтах . . .	20	210	
в мокрых » . . .	35	220	
Двухтрубные прокладки на отдельно стоящих высоких сборных железобетонных опорах . . .			
в сухих грунтах . . .	30	260	
в мокрых » . . .	35	280	

снабжения, способа регулирования отпуска тепла, отношения нагрузки горячего водоснабжения к нагрузке отопления (см. табл. V-5); $\varphi_{\text{п}}$ — поправочный коэффициент, зависящий от типа и условий прокладки. В непроходных каналах с подвесной изоляцией при сухом грунте $\varphi_{\text{п}}=1,0$; то же, при мокром грунте $\varphi_{\text{п}}=1,1 \div 1,2$; при бесканальной прокладке в монолитных оболочках из армопенобетона при сухом грунте $\varphi_{\text{п}}=0,7 \div 0,75$; q — теплоплотность района в пределах застройки, ГДж/ч·га. (В одноэтажных домах $q=0,65-0,85$, двухэтажных — $q=1,0-1,7$, трехэтажных $q=1,7-2,3$, четырехэтажных $q=2,3-3,0$, пяти-шестиэтажных $q=2,7-3,4$, двенадцатиэтажных и выше $q=4,0-6,0$).

Капитальные затраты на отопительно-вентиляционные приборы и абонентские водоводяные подогреватели ориентировочно подсчитываются по выражению вида

$$K_{\text{ас}} = \bar{K}_{\text{пр}} F \text{ руб.}, \quad (\text{V-68})$$

Значения коэффициента φ_c

Системы теплоснабжения и способ регулирования	Отношение расчетной нагрузки горячего водоснабжения к максимальной нагрузке отопления		
	0	0,1	0,2
Закрытая. Смешанная схема включения горячего водоснабжения . . .	1,0	1,07	1,13
Открытая. Параллельная схема включения горячего водоснабжения .	1,0	1,03	1,05
Закрытая или открытая. Регулирование отпусла тепла по суммарной нагрузке отопления и горячего водоснабжения	1,0	0,96	0,92

где $\bar{K}_{\text{пр}}$ — удельная стоимость приборов, руб./м²; F — поверхность нагрева, м².

Для отопительных приборов величина $\bar{K}_{\text{пр}} = 5 \div 6$ руб./м², для калориферов — $2 \div 3$ руб./м², для водоводяных подогревателей — $20 \div 30$ руб./м².

Затраты на текущий ремонт $S_{\text{т.р}}$ подсчитываются в зависимости от величины капитальных затрат:

$$S_{\text{т.р}} = \beta K \text{ руб./год.} \quad (\text{V-69})$$

Ориентировочно затраты на текущий ремонт тепловых сетей могут быть оценены в 1% от капитальных затрат на них, а затраты на амортизацию и текущий ремонт абонентских установок — $5,0—7,5\%$ ¹ от капитальных затрат на абонентские установки.

Затраты на перекачку теплоносителя $S_{\text{п.т}}$ определяются из равенства

$$S_{\text{п.т}} = \mathcal{E} \bar{C} \text{ руб./год,} \quad (\text{V-70})$$

где $\mathcal{E}$ — годовой расход электроэнергии на привод сетевых насосов, кВт·ч/год; $\bar{C}$ — тариф на электроэнергию в данной энергосистеме, руб./кВт·ч.

¹ Первая цифра относится к отопительно-вентиляционным установкам, вторая — к водоводяным подогревателям.

Годовой расход электроэнергии на привод сетевых насосов подсчитывается по формуле

$$\mathcal{E} = \frac{1}{102\eta_{н.у}} \sum_{i=1}^n G_i H_i h_i \text{ кВт}\cdot\text{ч/год}, \quad (\text{V-71})$$

где G_i — расход воды в сети, кг/с; H_i — напор, м; h_i — число часов работы системы при напоре H_i и расходе G_i , ч/год; $\eta_{н.у}$ — к. п. д. насосной установки (для средних условий $0,6 \div 0,7$); 102 — переводной коэффициент.

Затраты на покрытие потерь тепла в тепловой сети $S_{п.п}$ определяются из выражения

$$S_{п.п} = Q_{п} \bar{S}_т \text{ руб./год}, \quad (\text{V-72})$$

где $\bar{S}_т$ — себестоимость тепла, поступающего в тепловую сеть, руб./ГДж; $Q_{п}$ — величина потерь тепла в тепловой сети, ГДж/год.

Величина потерь тепла приближенно определяется из выражения

$$Q_{п} = M_{ус} \alpha_{тп} (\tau_{ср} - \tau_o) \cdot (1 + \alpha_{м.п}) h_p \cdot 10^{-6} \text{ ГДж/год}, \quad (\text{V-73})$$

где $M_{ус}$ — условная материальная характеристика тепловой сети ($M_{ус} \cong M + 0,15 \sum l$); $\alpha_{тп}$ — коэффициент теплопередачи теплопровода, отнесенный условно к наружной поверхности изоляции трубопровода ($\alpha_{тп} \cong 2,9 \div 4,2$),

$\frac{\text{кДж}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot \text{град}}$; $\tau_{ср}$ — среднегодовая температура теплоносителя, °C; τ_o — то же, для грунта или окружающей среды, °C; h_p — годовое число часов работы тепловой сети, ч/год; $\alpha_{м.п}$ — коэффициент, учитывающий местные тепловые потери.

Затраты на заработную плату обслуживающего персонала (кроме персонала, занятого ремонтом) ориентировочно определяются как произведение:

$$S_{з.п} = \bar{n}_{экс} Q_{ч} \bar{\Phi} \text{ руб./год}, \quad (\text{V-74})$$

где $\bar{n}_{экс}$ — штатный коэффициент по тепловым сетям, чел./ГДж/ч; $Q_{ч}$ — расчетная тепловая нагрузка тепловой сети, равная разности количества отпущенного тепла от ТЭЦ и котельной и величины потерь в тепловой сети, ГДж/ч; $\bar{\Phi}$ — средняя заработная плата на одного работника в год, руб./чел.·год.

Прочие затраты $S_{\text{пр}}$ могут быть оценены в процентах от предыдущих эксплуатационных расходов по тепловым сетям. Таким образом, суммарные годовые эксплуатационные расходы по тепловым сетям составляют

$$S_{\text{т.с}} = S_{\text{ам}} + S_{\text{т.р}} + S_{\text{п.т}} + S_{\text{п.п}} + S_{\text{з.п}} + S_{\text{пр}} \text{ руб./год.} \quad (\text{V-75})$$

Себестоимость передачи, 1 ГДж тепла по тепловым сетям равна

$$\bar{S}_{\text{т.с}} = S_{\text{т.с}} / Q_{\text{ч}} h_{\text{м}} \text{ руб./ГДж,} \quad (\text{V-76})$$

где $h_{\text{м}}$ — годовое число часов использования расчетной тепловой нагрузки тепловой сети, ч/год.

Ориентировочная структура себестоимости передачи тепла приведена в табл. V-6.

Т а б л и ц а V-6

Структура себестоимости транспорта тепла

Статьи затрат	Величина затрат, %
Амортизация	43,0—37,0
Перекачка теплоносителя	15,3—9,3
Тепловые потери	23,5—22,5
Зарплата эксплуатационного и ремонтного персонала	8,1—19,8
Общесетевые расходы (прочие)	10,5—11,4
Итого	100

При расчете себестоимости 1 ГДж тепла у потребителя в затраты по его передаче не включаются расходы на покрытие потерь тепла в тепловой сети, так как общие годовые затраты на производство и передачу тепла относятся к количеству тепла, поступающего к потребителям.

§ V-8. Затраты на производство теплоэнергетического оборудования

Полная себестоимость калькуляционной единицы продукции (изделия) в условиях машиностроения представляет собой сумму затрат на ее производство и сбыт и определяется равенством вида

$$\begin{aligned}\bar{S}_п = \bar{S}_{м.з} + \bar{S}_{з.п.о} + \bar{S}_{з.п.д} + \bar{S}_{с.с} + \bar{S}_{с.э} + \\ + \bar{S}_{п.о} + \bar{S}_{ц} + \bar{S}_{общ} + \bar{S}_{вп} \text{ руб./изд.,} \quad (V-77)\end{aligned}$$

где $\bar{S}_{м.з}$ — затраты на основные материалы, полуфабрикаты, готовые изделия с учетом возвратных сумм от реализации отходов (материальные затраты); $\bar{S}_{з.п.о}$ — основная заработная плата производственных рабочих по изготовлению данного изделия (без доплат); $\bar{S}_{з.п.д}$ — доплата и дополнительная заработная плата производственных рабочих; $\bar{S}_{с.с}$ — отчисления в фонд социального страхования от заработной платы производственных рабочих; $\bar{S}_{с.э}$ — расходы по содержанию и эксплуатации технологического оборудования, использованного при изготовлении данного изделия; $\bar{S}_{п.о}$ — затраты по подготовке и освоению новых конструкций и специальные расходы (расходы на конструирование, разработку технологии, испытания и пр.), а также организацию новых производств; $\bar{S}_{ц}$ — цеховые расходы; $\bar{S}_{общ}$ — общезаводские расходы; $\bar{S}_{вп}$ — внепроизводственные расходы.

Потери от брака, как правило, не планируются.

Рассмотрим методику определения отдельных составляющих затрат.

Материальные затраты $S_{м.з}$ на годовое производство изделий включают затраты на основные материалы (S_m) с учетом реализуемых отходов ($S_{отх}$), полуфабрикаты $S_{пф}$ и готовые изделия $S_{г.и}$:

$$S_{м.з} = S_m - S_{отх} + S_{пф} + S_{г.и} \text{ руб./год.} \quad (V-78)$$

Затраты на основные материалы определяются по выражению

$$S_m = V \sum_{i=1}^n \frac{\bar{G}_i \bar{C}_{ми}}{\alpha_{и.ми}} \text{ руб./год,} \quad (V-79)$$

где $\bar{G}_i$ — удельный расход материала i -го вида, вошедшего в готовое изделие, ед./изд.; $\bar{C}_{ми}$ — цена материала i -го вида, руб./ед.; $\alpha_{и.ми}$ — коэффициент использования материала i -го вида ($\alpha_{и.ми} \leq 1$); V — годовое производство изделий, изд./год.

Стоимость реализуемых отходов составляет

$$S_{\text{отх}} = V \sum_{i=1}^n \bar{G}_i \frac{1 - \alpha_{\text{н.м} i}}{\alpha_{\text{н.м} i}} \bar{\Pi}_{\text{отх} i} \text{ руб./год}, \quad (\text{V-80})$$

где $\bar{\Pi}_{\text{отх} i}$ — цена отхода материала i -го вида, руб./ед. Затраты на покупные полуфабрикаты $S_{\text{пф}}$ и готовые изделия $S_{\text{г.и}}$ определяются исходя из затрат на полуфабрикаты и готовые изделия, отнесенные к одному изделию $\bar{S}_{\text{пф}}$ и $\bar{S}_{\text{г.и}}$:

$$S_{\text{п.ф}} = \bar{S}_{\text{пф}} V \text{ руб./год}, \quad (\text{V-81})$$

$$S_{\text{г.и}} = \bar{S}_{\text{г.и}} V \text{ руб./год}. \quad (\text{V-82})$$

Материальные затраты, приходящиеся на одно изделие, исходя из выражений (V-78) ÷ (V-82), составят

$$\begin{aligned} \bar{S}_{\text{м.з}} = \sum_{i=1}^n \frac{\bar{G}_i \bar{\Pi}_{\text{м} i}}{\alpha_{\text{н.м} i}} - \sum_{i=1}^n \bar{G}_i \bar{\Pi}_{\text{отх} i} \frac{1 - \alpha_{\text{н.м} i}}{\alpha_{\text{н.м} i}} + \\ + \bar{S}_{\text{пф}} + \bar{S}_{\text{г.и}} \text{ руб./изд.} \end{aligned} \quad (\text{V-83})$$

Основная заработная плата производственных рабочих

$$S_{\text{з.п.о}} = \bar{S}_{\text{з.п.о}} V \text{ руб./год}, \quad (\text{V-84})$$

где $\bar{S}_{\text{з.п.о}}$ — заработная плата производственных рабочих, относящаяся к одному изделию, руб./изд.

Величина $\bar{S}_{\text{з.п.о}}$ определяется как произведение средней часовой тарифной ставки $\bar{S}_{\text{з.п.ср}}$ на трудоемкость изготовления изделия $\bar{T}_{\text{и}}$:

$$\bar{S}_{\text{з.п.о}} = \bar{S}_{\text{з.п.ср}} \bar{T}_{\text{и}} \text{ руб./изд.} \quad (\text{V-85})$$

Доплата и дополнительная заработная плата производственных рабочих

$$S_{\text{з.п.д}} = S_{\text{з.п.о}} \alpha_{\text{д}} \text{ руб./год}, \quad (\text{V-86})$$

где $\alpha_{\text{д}}$ — коэффициент, учитывающий оплату отпусков и др. Дополнительная заработная плата производственных рабочих, относящаяся к одному изделию,

$$\bar{S}_{\text{з.п.д}} = \bar{S}_{\text{з.п.о}} \alpha_{\text{д}} \text{ руб./изд.} \quad (\text{V-87})$$

Отчисления на социальное страхование с заработной платы производственных рабочих

$$S_{c.c} = \alpha_{c.c} (S_{з.п.о} + S_{з.п.д}) \text{ руб./год,} \quad (V-88)$$

где $\alpha_{c.c}$ — коэффициент, учитывающий размер отчислений на социальное страхование.

Отчисления на социальное страхование с заработной платы производственных рабочих, относящиеся к одному изделию,

$$\bar{S}_{c.c} = \alpha_{c.c} (\bar{S}_{з.п.о} + \bar{S}_{з.п.д}) \text{ руб./изд.} \quad (V-89)$$

Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования $S_{c.э}$ включают:

затраты на амортизацию производственного оборудования и транспортных средств $S_{ам}$;

затраты на текущий ремонт оборудования и транспортных средств $S_{т.р}$;

затраты на обслуживание оборудования и транспортных средств $S_{обс}$;

затраты на вспомогательные материалы $S_{всп.м}$, к которым относятся стоимость смазочных, обтирочных материалов, эмульсии для охлаждения и прочих вспомогательных материалов, а также стоимость услуг вспомогательных производств по содержанию и эксплуатации оборудования;

затраты на энергию $S_{э}$;

затраты на возмещение износа малоценных и быстроизнашиваемых инструментов $S_{мц}$;

прочие расходы $S_{пр}$;

$$S_{c.э} = S_{ам} + S_{т.р} + S_{обс} + S_{всп.м} + S_{э} + S_{мц} + S_{пр} \text{ руб./год.} \quad (V-90)$$

Затраты на амортизацию производственного оборудования и транспортных средств устанавливаются по выражению

$$S_{ам} = \alpha_{ам.об} K_{об} + \alpha_{ам.д.и} K_{д.и} \text{ руб./год,} \quad (V-91)$$

где $K_{об}$, $\alpha_{ам.об}$ — капитальные затраты и средние нормы амортизационных отчислений на производственное оборудование и транспортные средства, руб., 1/год;

$K_{д.и}$, $\alpha_{ам.д.и}$ — капитальные затраты и средние нормы амортизационных отчислений на дорогостоящие инструменты, руб., 1/год.

Затраты на текущий ремонт оборудования и транспортных средств $S_{т.р.}$, включающие стоимость запасных частей и других материалов, заработную плату (с начислениями) ремонтных рабочих и другие, приближенно подсчитываются в долях от амортизационных отчислений:

$$S_{т.р.} = \beta_{об} K_{об} \text{ руб./год,} \quad (V-92)$$

где $\beta_{об}$ — коэффициент, учитывающий затраты на текущий ремонт в долях.

Затраты на обслуживание оборудования и транспортных средств содержат заработную плату наладчиков, электриков, слесарей и др.:

$$S_{обс} = n_{об} \bar{S}_{з.п.об} \alpha_d \alpha_{с.с} \text{ руб./год,} \quad (V-93)$$

где $n_{об}$ — количество рабочих, занятых обслуживанием оборудования и транспортных средств, чел.; $\bar{S}_{з.п.об}$ — среднегодовой фонд заработной платы, руб./чел.·год; α_d , $\alpha_{с.с}$ — то же, что и в формулах (V-86) и (V-88).

Затраты на вспомогательные материалы приближенно устанавливаются исходя из затрат на заработную плату:

$$S_{всп.м} = \alpha_{всп.м} S_{обс} \text{ руб./год,} \quad (V-94)$$

где $\alpha_{всп.м}$ — коэффициент, учитывающий затраты на вспомогательные материалы.

Затраты на энергию $S_э$ представляют сумму затрат на электроэнергию $S_{э.э}$, тепло $S_{теп}$, сжатый воздух $S_{с.в.}$:

$$S_э = S_{э.э} + S_{теп} + S_{с.в} \text{ руб./год.} \quad (V-95)$$

Затраты на электроэнергию подсчитываются по формуле

$$S_{э.э} = N_y h_y^э \alpha_{п.э} \bar{\Pi}_{э.э} \text{ руб./год,} \quad (V-96)$$

где N_y — установленная мощность токоприемников, кВт; $h_y^э$ — годовое число часов использования установленной мощности, ч/год; $\alpha_{п.э}$ — коэффициент, учитывающий потери в заводской электрической сети; $\bar{\Pi}_{э.э}$ — средний тариф за потребленную электроэнергию, руб./кВт·ч.

Затраты на тепло подсчитываются по выражению

$$S_{теп} = Q_ч h_m^T \alpha_{п.т} \bar{\Pi}_T \text{ руб./год,} \quad (V-97)$$

где $Q_{\text{ч}}$ — максимальная тепловая часовая нагрузка агрегатов, ГДж/ч; $h_{\text{м}}^{\text{г}}$ — годовое число часов использования этой максимальной нагрузки, ч/год; $\alpha_{\text{п.т}}$ — коэффициент, учитывающий потери в заводской тепловой сети; $\bar{P}_{\text{т}}$ — средний тариф за потребленное тепло, руб./ГДж.

Затраты на сжатый воздух подсчитываются как

$$S_{\text{с.в}} = W_{\text{ч}} h_{\text{м}}^{\text{с.в}} \alpha_{\text{п.с.в}} \bar{P}_{\text{с.в}} \text{ руб./год,} \quad (\text{V-98})$$

где $W_{\text{ч}}$ — максимальный часовой расход сжатого воздуха, н·м³/ч; $h_{\text{м}}^{\text{с.в}}$ — число часов использования максимального расхода за год, ч/год; $\alpha_{\text{п.с.в}}$ — коэффициент, учитывающий потери сжатого воздуха в передающих сетях, доли; $\bar{P}_{\text{с.в}}$ — цена на сжатый воздух, руб./н·м³.

Затраты $S_{\text{мц}}$ задаются.

Прочие расходы оцениваются в долях от суммы предыдущих затрат на содержание и эксплуатацию оборудования

$$S_{\text{пр}} = \alpha_{\text{пр}} (S_{\text{ам}} + S_{\text{т.р}} + S_{\text{обс}} + S_{\text{всп.м}} + S_{\text{э}} + S_{\text{мц}}) \text{ руб./год,} \quad (\text{V-99})$$

где $\alpha_{\text{пр}}$ — доля прочих затрат на содержание и эксплуатацию оборудования.

Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования, относящиеся к одному изделию,

$$\bar{S}_{\text{с.э}} = S_{\text{с.э}}/V \text{ руб./изд.} \quad (\text{V-100})$$

Расходы по подготовке и освоению производства $S_{\text{п.о}}$ состоят из двух подгрупп: 1) затрат по освоению новых конструкций изделий и организации новых производств; 2) специальных расходов (изготовление технологической оснастки, испытания образцов и др.).

Сумма затрат по этой статье определяется специальной сметой.

Цеховые расходы $S_{\text{ц}}$ состоят из затрат на содержание цехового персонала $S_{\text{з.п.ц}}$, отчислений на амортизацию зданий $S_{\text{ам.з}}$, затрат на текущий ремонт зданий $S_{\text{тр.з}}$, затрат на содержание зданий, расходов на охрану труда и других $S_{\text{пр.ц}}$:

$$S_{\text{ц}} = S_{\text{з.п.ц}} + S_{\text{ам.з}} + S_{\text{тр.з}} + S_{\text{пр.ц}} \text{ руб./год.} \quad (\text{V-101})$$

Затраты на содержание цехового персонала включают заработную плату (основную и дополнительную) с отчис-

лениями в фонд социального страхования ИТР и служащих, а также младшего обслуживающего персонала цеха:

$$S_{з.п.ц} = n_{ц} \bar{S}_{з.п.ц} \alpha'_д \alpha_{с.с} \text{ руб./год,} \quad (V-102)$$

где $n_{ц}$ — количество цехового персонала, чел.; $\bar{S}_{з.п.ц}$ — среднегодовой фонд заработной платы (без премий для ИТР и служащих, которые входят в фонд материального стимулирования) руб./чел. · год; $\alpha'_д$ — коэффициент, учитывающий дополнительную оплату.
Отчисления на амортизацию зданий

$$S_{ам.з} = \alpha_{ам.з} K_з \text{ руб./год,} \quad (V-103)$$

где $\alpha_{ам.з}$ — средняя норма амортизации зданий, 1/год; $K_з$ — капитальные затраты на здания, руб.
Затраты на текущий ремонт зданий

$$S_{т.р.з} = \beta_з K_з \text{ руб./год,} \quad (V-104)$$

где $\beta_з$ — коэффициент, отражающий затраты на текущий ремонт зданий, 1/год.

Затраты на содержание зданий, охрану труда и другие цеховые расходы приближенно определяются исходя из ранее подсчитанных составляющих цеховых расходов:

$$S_{пр.ц} = \alpha_{пр.ц} (S_{з.п.ц} + S_{ам.з} + S_{т.р.з}) \text{ руб./год.} \quad (V-105)$$

Для характеристики величины цеховых расходов используется их отношение к основной заработной плате производственных рабочих:

$$\alpha_{ц.р} = \frac{S_{ц}}{S_{з.п.о}} 100\%. \quad (V-106)$$

Цеховые расходы, приходящиеся на единицу продукции,

$$\bar{S}_{ц} = \bar{S}_{з.п.о} \alpha_{ц.р} \cdot 10^{-2} \text{ руб./изд.} \quad (V-107)$$

Общезаводские расходы.

Общезаводские расходы, отнесенные к единице продукции, подсчитываются по выражению, аналогичному (V-107), исходя из коэффициента общезаводских расходов $\alpha_{о.р}$:

$$\bar{S}_{общ} = \bar{S}_{з.п.о} \alpha_{о.р} \cdot 10^{-2} \text{ руб./изд.} \quad (V-108)$$

Схема плановой калькуляции полной себестоимости изделия

Элементы затрат	Сумма, руб. на изделие	Обозначения, принятые в формуле	Расчет
А. Прямые затраты Основные материалы		$\bar{S}_M$	Затраты на основные материалы вычисляются по формуле $\bar{S}_M = \sum_{i=1}^n \frac{G_i \bar{\Pi}_{M.i}}{\alpha_{и.м. i}},$ где G_i — вес данного материала в готовом изделии, кг; $\alpha_{и.м. i}$ — коэффициент полезного использования данного материала при изготовлении изделия ($\alpha_{и.м. i} \leq 1$); $\bar{\Pi}_{M.i}$ — цена 1 кг данного материала (с учетом затрат на транспорт)
Стоимость реализуемых отходов		$\bar{S}_{отх}$	Стоимость реализуемых отходов определяется исходя из количества отходов и их цен $\bar{\Pi}_{отх. i}$: $\bar{S}_{отх} = \sum_{i=1}^n G_i \bar{\Pi}_{отх. i} \frac{1 - \alpha_{и.м. i}}{\alpha_{и.м. i}}$
Полуфабрикаты и готовые изделия		$\bar{S}_{лф}$ $\bar{S}_{г.и}$	Затраты на приобретение со стороны полуфабрикатов и готовых изделий учитываются по их ценам

Итого затраты на материалы:	$\bar{S}_{м.з}$	$\bar{S}_{м.з} = \bar{S}_м - \bar{S}_{отх} + \bar{S}_{пф} + \bar{S}_{г.и}$
Основная заработная плата производственных рабочих*	$\bar{S}_{з.п.о}$	Определяется по трудоемкости изготовления изделия $T_{и}$ и средней тарифной ставке $S_{з.л.ср}$: $\bar{S}_{з.п.о} = \bar{S}_{з.п.ср} \bar{T}_{и}$
Дополнительная заработная плата производственных рабочих и доплаты	$\bar{S}_{з.п.д}$	Оплата отпусков определяется по длительности отпуска, отнесенной к количеству рабочих дней в году, оплата командировок — процентом к основной заработной плате: $\bar{S}_{з.п.д} = \bar{S}_{з.п.о} \alpha_d$
Начисления в фонд социального страхования	$\bar{S}_{с.с}$	В фонд социального страхования начисляется определенный процент от основной и дополнительной заработной платы производственных рабочих (в машиностроении 7,5%): $\bar{S}_{с.с} = \alpha_{с.с} (\bar{S}_{з.п.о} + \bar{S}_{з.п.д})$
Б. Косвенные комплексные затраты Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	$\bar{S}_{с.э}$	Определяются по специальной смете. Затраты на изделие устанавливаются, как правило, пропорционально основной заработной плате производственных рабочих

Элементы затрат	Сумма, руб. на изделие	Обозначения, принятые в формуле	Расчет
Цеховые расходы		$\bar{S}_ц$	Определяются по проценту цеховых расходов и основной заработной плате производственных рабочих. Цеховые расходы определяются по специальной смете: $\bar{S}_ц = \bar{S}_{з.п.о} \alpha_{ц.р} 10^{-2}$
Общезаводские расходы		$\bar{S}_{общ}$	Определяются по проценту общезаводских расходов и основной заработной плате производственных рабочих. Общезаводские расходы определяются по специальной смете: $\bar{S}_{общ} = \bar{S}_{з.п.о} \alpha_{о.р} 10^{-2}$
Затраты на освоение новых конструкций (в данном примере затраты на проектирование)			Определяются как произведение среднечасовой оплаты труда проектировщика на время проектирования, на коэффициент, учитывающий расходы по содержанию проектной организации**, отнесенное к числу изделий, которое предполагается выпустить на основе данной конструкции

Расходы на специальную оснастку

Определяются как отношение произведения трудоемкости изготовления спецоснастки на среднюю тарифную ставку по ее изготовлению к количеству изделий, которое может быть изготовлено при помощи данной специальной оснастки до полного ее износа

Итого заводская себестоимость	$\bar{S}$	
Внепроизводственные расходы	$\bar{S}_{\text{вн}}$	Коэффициент $\alpha_{\text{вн}}$ определяется по смете затрат или в долях от заводской себестоимости: $\bar{S}_{\text{вн}} = \bar{S} \alpha_{\text{вн}}$
Полная себестоимость	$\bar{S}_{\text{п}}$	$\bar{S}_{\text{п}} = \bar{S} + \bar{S}_{\text{вн}}$

* Подробнее о методе подсчета заработной платы см. в § IV-2 [29].

** Расходы по содержанию проектной организации включают затраты на освещение, отопление, амортизацию и текущий ремонт помещений, заработную плату управленческого и обслуживающего персонала, расходы на материалы и др.

Годовые общезаводские расходы составляют

$$S_{\text{общ}} = \bar{S}_{\text{общ}} V \text{ руб./год.} \quad (\text{V-109})$$

Годовая себестоимость продукции представляет собой сумму ранее вычисленных затрат:

$$S = S_{\text{м.з}} + S_{\text{з.п.о}} + S_{\text{з.п.д}} + S_{\text{с.с}} + S_{\text{с.э}} + \\ + S_{\text{п.о}} + S_{\text{ц}} + S_{\text{общ}} \text{ руб./год.} \quad (\text{V-110})$$

Себестоимость единицы продукции

$$\bar{S} = S/V \text{ руб./изд.} \quad (\text{V-111})$$

Полная (коммерческая) себестоимость превышает заводскую на величину внепроизводственных расходов, включающих: а) торгово-сбытовые и транспортные расходы до станции отправления; б) отчисления в фонд научно-исследовательских работ (1—2% себестоимости товарной продукции); в) отчисления на подготовку кадров и др.:

$$S_{\text{п}} = S (1 + \alpha_{\text{вн}}) \text{ руб./год,} \quad (\text{V-112})$$

где $\alpha_{\text{вн}}$ — коэффициент внепроизводственных расходов, представляющий собой отношение всех внепроизводственных расходов предприятия к заводской себестоимости продукции.

Схема плановой калькуляции полной себестоимости изделия приведена в табл. V-7 [29].

На стадии технического проектирования отправными показателями, позволяющими установить расходы, являются вес материалов по видам их; трудоемкость изготовления изделия; затраты на проектирование конструкции, разработку технологии, изготовление технологической оснастки и т. д. Остальные затраты исчисляются при помощи коэффициентов, принимаемых по нормативам.

При отсутствии данных о трудовых затратах, но при известном весе и стоимости расходуемых материалов себестоимость проектируемого оборудования может быть определена ориентировочно по металлозатратам и их доле в суммарной себестоимости изделия.

§ V-9. Цены на теплоэнергетическое оборудование

Промышленные предприятия реализуют свою продукцию по ценам, установленным государством. Цена продукта есть денежное выражение его стоимости, которая определяется затратами общественно необходимого труда. Планомерное использование закона стоимости в социалистическом хозяйстве не исключает, а предполагает некоторое отклонение цен от стоимости. Это вызывается необходимостью стимулирования технического прогресса, повышения качества продукции, использования механизма цен для регулирования потребления продукции (дефицитных и избыточных); внедрения полного хозрасчета предприятий и др.

Социалистическое общество использует цены как один из факторов, обеспечивающих рост благосостояния трудящихся.

Новая система планирования и экономического стимулирования потребовала разработки новых научно обоснованных цен на промышленную продукцию и тарифов на электрическую энергию, тепло и на грузовые перевозки.

В промышленности различают три вида цен: *оптовая цена предприятия $C_{пред}$, оптовая цена промышленности $C_{пром}$, государственная розничная цена $C_{розн}$.*

Оптовая цена предприятия устанавливается в таком размере, чтобы обеспечить возмещение всех затрат производства и рентабельность каждому нормально работающему предприятию, т. е. включает полную себестоимость $S_{п}$ и прибыль предприятия $P_{пред}$. По этой цене предприятия реализуют продукцию друг другу и центральным сбытовым организациям, а также используют продукцию для собственных нужд. Если данную продукцию производят несколько предприятий, то устанавливается среднеотраслевая оптовая цена, учитывающая также цены на взаимозаменяемую продукцию различных отраслей промышленности.

Оптовая цена промышленности складывается из оптовой цены предприятия, наценки сбытовой организации $S_{сбыт}$, прибыли ее $P_{сбыт}$ и налога с оборота $S_{н.об.}$

По оптовой цене промышленности реализуется продукция государственным и кооперативным организациям.

Государственная розничная цена образуется из оптовой цены промышленности и торговой наценки для покрытия расходов торговой организации $S_{\text{торг}}$ и обеспечения плановой прибыли $P_{\text{торг}}$.

Оптовые цены могут быть *постоянные, временные, разовые и лимитные*.

Постоянные цены устанавливаются на освоенную промышленную продукцию и, как правило, указываются в действующих прейскурантах оптовых цен. Постоянные цены могут устанавливаться без ограничения срока их действия, с ограниченным сроком действия или ступенчатые (скользящие), изменяющиеся через определенные периоды времени в соответствии с моральным износом, снижением себестоимости производства или степенью удовлетворения потребностей народного хозяйства.

Временные цены устанавливаются на ограниченный период¹ только на впервые осваиваемую в стране продукцию, предназначенную к серийному производству.

Разовые цены устанавливаются на продукцию, изготавливаемую по разовым заказам. К такой продукции относятся отдельные экземпляры или партии однородных изделий, не предназначенные к серийному производству, и продукция, не предусмотренная действующими прейскурантами.

Лимитные (максимально предельные) *цены* устанавливаются заказчиками при выдаче конструкторским (проектным) организациям заданий на разработку новой продукции. Наличие этих цен ограничивает производство экономически неэффективной продукции, повышает ответственность заказчиков за правильное определение цен на новую продукцию, а конструкторских (проектных) организаций — за эффективность их технических решений.

Оптовые цены на новую продукцию производственно-технического назначения устанавливаются по методике Государственного комитета цен при Совете Министров СССР, утвержденной 26 апреля 1974 г.

По условиям формирования цен все новые изделия и материалы разделяются на три группы:

¹ Для изделий с производственным циклом изготовления до 6 месяцев срок действия временных цен устанавливается в 9 месяцев со дня выпуска первой партии продукции, при длительности производственного цикла более 6 месяцев — 15 месяцев. После окончания срока действия временной цены устанавливается постоянная цена [5].

предназначенные для замены ранее освоенных изделий (материалов) или взаимозаменяемые с ними;

являющиеся развитием определенного параметрического ряда ранее освоенных изделий (материалов) и отличающиеся от них технико-экономическими параметрами;

принципиально новые изделия (материалы), впервые осваиваемые в СССР и не имеющие аналогов среди выпускаемой продукции.

1. Для установления оптовых цен на новые изделия и материалы, предназначенные для замены ранее освоенной продукции или взаимозаменяемые с ними, необходимо определить:

а) базисное изделие (материал), с которым сравнивается новая продукция по технико-экономическим показателям;

б) верхний предел цены на новое изделие, при котором потребителю одинаково выгодно применение базисного и нового вида продукции;

в) нижний предел цены на новое изделие (материал), при котором предприятию-изготовителю одинаково выгодно производство базисного и нового вида продукции;

г) затраты на подготовку и освоение производства новой продукции, включая расходы, не покрываемые за счет средств фонда освоения новой техники;

д) экономическую эффективность новой продукции;

е) технико-экономические преимущества для изготовителя и потребителя новой продукции.

За базисное изделие (материал) принимается изделие, производимое на современном техническом уровне в условиях серийного производства¹ и имеющее, как правило, постоянную оптовую цену².

Расчет верхнего предела цены для изделий (оборудования) $\bar{C}_{в.п.и}$ производится по формуле

$$\bar{C}_{в.п.и} = \bar{C}_{б.и} \frac{V_n}{V_б} \frac{\frac{1}{T_б} + E_n}{\frac{1}{T_n} + E_n} + \frac{S_{б.э} - S_{н.э}}{\frac{1}{T_n} + E_n} \pm \Delta \bar{K}_n, \quad (V-113)$$

¹ Кроме изделий индивидуального производства.

² Если действующие оптовые цены не отражают существующих условий производства и реализации (завышенная или заниженная рентабельность), то должны быть введены коррективы в базисные цены и одновременно поправки в действующие.

где $\bar{\Pi}_{б.п}$ — цена базисного изделия; $V_б$ и $V_н$ — годовые объемы продукции, произведенные соответственно при помощи единицы базисного изделия и нового изделия; $T_б$ и $T_н$ — сроки службы (с учетом морального износа) соответственно базисного и нового изделия; $S_{б.э}$, $S_{н.э}$ — прямые эксплуатационные расходы и расходы по содержанию и эксплуатации оборудования у потребителя¹ на производство годового объема продукции при использовании единицы базисного и нового изделия; $\Delta K_п$ — изменение капитальных затрат у потребителя в связи с использованием нового изделия вместо базисного; $E_н$ — нормативный коэффициент экономической эффективности².

Верхний предел цены на новые материалы (сырье) $\bar{\Pi}_{в.п.м}$ определяется по формуле

$$\bar{\Pi}_{в.п.м} = \bar{\Pi}_{б.м} \frac{\bar{G}_{б.м}}{\bar{G}_{н.м}} + \frac{\bar{S}_{б.м} - \bar{S}_{н.м}}{\bar{G}_{н.м}} \pm \frac{E_н \Delta \bar{K}_п}{\bar{G}_{н.м}}, \quad (V-114)$$

где $\bar{\Pi}_{б.м}$ — цена базисного материала, $\bar{G}_{б.м}$, $\bar{G}_{н.м}$ — удельные расходы базисного и нового материала на единицу продукции, выпускаемой потребителем; $\bar{S}_{б.м}$, $\bar{S}_{н.м}$ — себестоимость единицы продукции, выпускаемой потребителем, при использовании базисного и нового материала (без стоимости самого материала); $\Delta \bar{K}_п$ — изменение капитальных затрат у потребителя, приходящееся на единицу продукции, при использовании нового материала (сырья).

Расчет нижнего предела оптовой цены производится по формуле

$$\bar{\Pi}_{н.п} = \bar{S}_{п.н} (1 + R_{о.н} \beta_\phi), \quad (V-115)$$

где $\bar{S}_{п.н}$ — полная заводская себестоимость единицы новой продукции; $R_{о.н}$ — норматив общей рентабельности установленной для данной отрасли (подотрасли), 1/год (см. гл. VI); β_ϕ — фондоемкость единицы новой продукции, определенная с учетом дополнительных капиталовложений, необходимых для производства новой продукции.

¹ Без амортизационных отчислений от стоимости базисного и нового оборудования.

² См. гл. VII.

Если практически трудно определить фондоемкость единицы продукции, то расчет нижнего предела оптовой цены может производиться по выражению

$$\bar{C}_{н.п} = \bar{S}_{н.п} \left(1 + \frac{\bar{P}_п}{100} \right), \quad (V-116)$$

где $\bar{P}_п$ — удельные накопления, устанавливаемые исходя из нормативной общей рентабельности отрасли (подотрасли), %.

Величина

$$\bar{P}_п = \frac{R_{о.п} (K_{осн} + S_{н.об})}{\Sigma S_п} 100\%, \quad (V-117)$$

где $R_{о.п}$ — нормативная общая рентабельность, 1/год; $K_{осн} + S_{н.об}$ — среднегодовая сумма основных фондов и нормируемых оборотных средств, руб.; $\Sigma S_п$ — суммарная полная годовая себестоимость продукции, руб./год.

Исходя из верхнего и нижнего пределов цены, а также затрат по подготовке производства и освоению новой продукции $\Delta \bar{S}_{под}$, не учтенных в полной себестоимости, принимаемой за базу нижнего предела цены, устанавливается экономический эффект новой продукции

$$\bar{C}_{эф} = \bar{C}_{в.п} - (\bar{L}_{н.п} + \Delta \bar{S}_{под}) (1 + \alpha_м), \quad (V-118)$$

где $\alpha_м$ — коэффициент минимального превышения верхнего предела цены, принимаемый, как правило, равным 0,15. Этот эффект должен быть распределен между предприятием-изготовителем и потребителем. Рассматриваемой методикой определения оптовых цен на новую продукцию производственно-технического назначения рекомендуется не более 50% от этого эффекта ($\alpha_{эф} \leq 0,5$) направить предприятию-изготовителю.

Тогда оптовая цена предприятия на новую продукцию составит

$$\bar{C}_{пред} = \bar{C}_{н.п} + \alpha_{эф} \bar{C}_{эф}. \quad (V-119)$$

Величина $\alpha_{эф}$, отражающая поощрительную надбавку, устанавливается по специальной шкале в зависимости от коэффициента превышения верхнего предела цены над

суммой нижнего ее предела и затрат на подготовку и освоение новой продукции.

При дефицитной продукции на определенный период до расширения объема ее производства цена может быть установлена на уровне, приближающемся к верхнему пределу цены. (При этом рентабельность не должна превышать отраслевого уровня.)

II. Для установления оптовых цен на новую продукцию, являющуюся развитием определенного параметрического ряда ранее освоенных изделий (материалов), можно использовать следующие методы: а) метод регрессионного анализа; б) балльный и в) агрегатный.

В первом случае на основе раскрытия корреляционных связей может быть установлена количественная связь между параметрами и ее ценой. Эта связь может, например, иметь вид:

$$\bar{C}_{\text{пред}} = a_0 + a_1 x_1^{\alpha_1} + a_2 x_2^{\alpha_2} + \dots + a_n x_n^{\alpha_n},$$

где $x_1, x_2, \dots, x_n$ — технико-экономические параметры; $a_0, \dots, a_n, \alpha_1, \dots, \alpha_n$ — коэффициенты уравнения регрессии.

Балльный метод состоит в экспертной оценке технико-экономического уровня изделия. (Содержание балльного метода рассмотрено в § VII-4). Средняя оценка балла (стоимостной показатель) исчисляется как частное от деления прейскурантной оптовой цены базового изделия-эталона на сумму его баллов.

Агрегатный метод применяется в случае, когда новая продукция состоит из ряда конструктивных элементов (узлов, комплектующих изделий), цены которых известны, и ряда оригинальных узлов (деталей). Тогда цена продукции определяется путем суммирования (вычитания) цен на отдельные узлы и цен на оригинальные узлы, устанавливаемых изложенными выше методами.

III. На принципиально новые изделия (материалы) вначале устанавливаются временные оптовые цены. Эти цены определяются на основе сметных калькуляций и установленного для временных цен уровня рентабельности. По истечении срока действия временных цен устанавливаются постоянные оптовые цены.

На стадии проектирования новых изделий (материалов) устанавливаются лимитные цены.

Лимитная цена $\bar{C}_л$ подсчитывается по формуле

$$\bar{C}_л = \bar{C}_{в.п} \alpha_y, \quad (V-120)$$

где α_y —коэффициент удешевления, определяемый снижением издержек производства продукции в результате освоения ее серийного выпуска и рекомендуемый на уровне 0,8.

Проект оптовой цены после надлежащей проверки и согласования с заинтересованными организациями подлежит утверждению.

Право утверждения цен (и тарифов) четко разграничено между отдельными государственными органами: Государственным комитетом цен Совета Министров СССР, министерствами и ведомствами СССР, Государственными комитетами цен советов министров союзных республик, предприятиями.

Государственный комитет цен Совета Министров СССР осуществляет общее методологическое руководство и контроль за всем ценообразованием, утверждает:

а) постоянные оптовые цены на главнейшие виды сырья, материалов и готовой продукции (топливо, металл и металлоизделия, строительные материалы и др.);

б) тарифы на электроэнергию и тепло;

в) тарифы на все виды транспортных перевозок;

г) закупочные и оптовые цены на важнейшие виды вторичного сырья.

Министерства и ведомства СССР утверждают постоянные оптовые цены на продукцию, производимую подведомственными им предприятиями, и тарифы на услуги (за исключением утверждаемых Государственным комитетом цен Совета Министров СССР), временные оптовые цены на впервые осваиваемую в СССР промышленную продукцию, разовые оптовые цены.

Государственные комитеты цен советов министров союзных республик утверждают постоянные, временные и разовые цены на продукцию предприятий республиканского подчинения.

Директора предприятий утверждают цены на продукцию, не предусмотренную действующими прейскурантами, изготавливаемую для внутренних нужд предприятия и собственного капитального строительства, изготавлива-

емую в порядке разовых заказов, а также на услуги, оказываемые другим предприятиям, и др.

§ V-10. Тарифы на энергетическую продукцию

При установлении цен на энергетическую продукцию учитываются особенности энергетического производства:

1. Себестоимость продукции резко меняется под влиянием характеристик генерирующих мощностей и используемых энергоресурсов. Это вызывает необходимость установления дифференцированных цен по стране для обеспечения нормальных уровней рентабельности. По электроэнергии и теплу дифференциация проводится по энергосистемам или их группам (поясам).

2. Себестоимость единицы энергетической продукции зависит от момента времени ее производства, так как в зависимости от режима потребления нужна различная установленная мощность оборудования, а следовательно, и различные эксплуатационные расходы. На рис. V-4 изображен декабрьский суточный график электрической нагрузки энергосистемы и выделен потребитель, который, используя одинаковое количество электроэнергии (продукции энергосистемы), может иметь режим работы I или II. В режиме II этот потребитель участвует меньшей (на ΔP , МВт) мощностью в формировании максимума нагрузки энергосистемы и, следовательно, максимум нагрузки энергосистемы будет ниже на ΔP , МВт. Уменьшение максимума нагрузки энергосистемы приведет к снижению необходимого ввода новых генерирующих мощностей, электрических сетей и т. п. Поэтому при работе потребителя по режиму II в энергосистеме потребуются меньшие капитальные затраты и годовые эксплуатационные расходы и, следовательно, в этом случае себестоимость 1 кВт·ч при прочих равных условиях должна быть ниже.

В соответствии с различной себестоимостью продукции цены на нее для разных потребителей, отличающихся режимом работы, следует установить различные. Такие меняющиеся цены называются тарифами (например, тарифы на электрическую энергию, тепло и т. п.).

Тарифы на электрическую энергию. Себестоимость электрической энергии, производимой энергосистемой,

может быть представлена суммой условно-постоянных и условно-переменных расходов. К условно-постоянным расходам относятся затраты на амортизацию, на текущий ремонт, на заработную плату, прочие суммарные расходы. К условно-переменным относятся главным образом затраты на топливо.

Распределение условно-переменных расходов по производству энергии между потребителями производится пропорционально количеству потребленной энергии. Распределение между

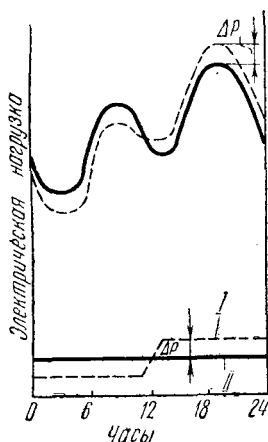


Рис. V-4. Влияние режима работы потребителя на величину максимума нагрузки энергосистемы

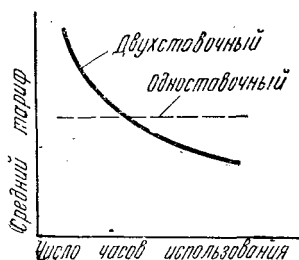


Рис. V-5. Зависимость среднего тарифа на электроэнергию от годового числа часов использования

потребителями условно-постоянных расходов, почти не зависящих от величины выработки энергии, может быть произведено по показателю, отражающему участие этих потребителей в образовании максимума нагрузки энергосистемы. Однако учет величины нагрузки каждого потребителя на момент максимума нагрузки энергосистемы возможен лишь для крупных промышленных потребителей с годовым максимумом не ниже 500 кВт. Для этих потребителей показателем для распределения постоянных расходов является величина заявленной мощности [41]. Заявленная мощность представляет собой наибольшую получасовую мощность (в кВт), отпускаемую потребителю в часы суточного максимума нагрузки энергосистемы, устанавливаемые по кварталам энерго-

снабжающей организацией. Заявленная мощность фиксируется (по кварталам) в договоре.

Промышленные потребители с максимальной нагрузкой не менее 500 кВт, но не имеющие приборов для ее учета, а также потребители с нагрузкой не ниже 100 кВа оплачивают постоянные расходы пропорционально присоединенной мощности. Присоединенная (оплачиваемая) мощность потребителя представляет собой сумму мощностей всех потребительских трансформаторов и высоковольтных электродвигателей, получающих энергию непосредственно из энергосистемы.

Такой тариф на энергию, который устанавливается в соответствии с характером образования себестоимости (постоянные и переменные расходы), называется двухставочным тарифом.

Полная плата за потребленную в течение года электроэнергию может быть выражена следующим уравнением:

$$\mathcal{C} = \bar{\mathcal{C}}_1 P_{\text{м}} + \bar{\mathcal{C}}_2 \mathcal{E} \cdot 10^{-2} \text{ руб.}, \quad (\text{V-121})$$

или

$$\mathcal{C} = \bar{\mathcal{C}}'_1 N_{\text{пр}} + \bar{\mathcal{C}}_2 \mathcal{E} \cdot 10^{-2} \text{ руб.},$$

где $\bar{\mathcal{C}}'_1$ — ставка основной платы за 1 кВа присоединенной мощности, руб./кВа·год; $\bar{\mathcal{C}}_1$ — то же, за 1 кВт максимальной нагрузки, руб./кВт·год; $N_{\text{пр}}$ — присоединенная мощность потребителя, кВа; $P_{\text{м}}$ — заявленная мощность потребителя, кВт; $\bar{\mathcal{C}}_2$ — ставка дополнительной платы за 1 кВт·ч, учтенный счетчиком, коп./кВт·ч; $\mathcal{E}$ — количество потребленной энергии по счетчику, кВт·ч/год.

Среднегодовой тариф за 1 кВт·ч для данного потребителя составит

$$\bar{\mathcal{C}} = \frac{\bar{\mathcal{C}}_1 P_{\text{м}} \cdot 100}{\mathcal{E}} + \bar{\mathcal{C}}_2 = \frac{\bar{\mathcal{C}}_1 \cdot 100}{h_{\text{м}}} + \bar{\mathcal{C}}_2 \text{ коп./кВт·ч},$$

или

$$\bar{\mathcal{C}} = \frac{\bar{\mathcal{C}}'_1 N_{\text{пр}} \cdot 100}{\mathcal{E}} + \bar{\mathcal{C}}_2 = \frac{\bar{\mathcal{C}}'_1 \cdot 100}{h_{\text{пр}}} + \bar{\mathcal{C}}_2 \text{ коп./кВт·ч}, \quad (\text{V-122})$$

где $h_{\text{пр}}$ — годовое число часов использования присоеди-

ненной мощности, ч/год; h_m — годовое число часов использования заявленной мощности потребителя, ч/год.

Среднегодовая величина тарифа на электроэнергию в значительной мере зависит от степени использования энергетического оборудования — от числа часов использования присоединенной мощности $h_{пр}$ или максимальной нагрузки h_m (рис. V-5).

Двухставочный тариф стимулирует увеличение числа часов использования энергетического оборудования.

Уплотнение графиков электрических нагрузок отдельных потребителей приводит к повышению числа часов использования генерирующего оборудования энергосистемы и снижению себестоимости производства энергии.

Сезонные потребители, не участвующие в годовом максимуме энергосистемы, а также потребители, не участвующие в суточном максимуме, основную плату (за мощность) уплачивают со скидкой по договоренности с энергосистемой.

Расчеты с промышленными предприятиями, имеющими в своем составе электростанции (блок-станции), за отпускаемую им электроэнергию производятся по двухставочному тарифу. При этом основная плата производится за часть мощности, которая определяется отношением количества электроэнергии, полученной от энергоснабжающей организации, к общему расходу электроэнергии промышленным предприятием за вычетом электроэнергии, расходуемой на собственные нужды блок-станции и отпускаемой внешним потребителям, питающимся от этой электростанции.

В случае когда промышленное предприятие, имеющее в своем составе электростанцию, выдает электроэнергию в энергосистему, расчеты между промышленным предприятием и энергосистемой производятся за итоговое количество полученной электроэнергии по тарифам, согласованным между Минэнерго СССР и министерством (ведомством), к которому относится рассматриваемое предприятие.

При двухставочном тарифе повышение числа часов использования заявленной или присоединенной мощности приводит к снижению себестоимости производства электроэнергии и уменьшению среднего тарифа за потребленный 1 кВт·ч. В то же время при двухставоч-

ном тарифе требуется учет присоединенной мощности (максимальной нагрузки), что усложняет расчеты за энергию.

Для сельскохозяйственных потребителей в целях поощрения электрификации устанавливается сниженный одноставочный тариф.

Для мелких промышленных потребителей с общей присоединенной мощностью до 100 кВа, коммунально-бытовых потребителей, а также в тех случаях, когда режим нагрузки определяется не зависящими от потребителя факторами (электрический транспорт), принимается более простой одноставочный тариф. В этом случае тариф устанавливается только на 1 кВт·ч, учтенный счетчиком. Плата пропорциональна количеству потребленной электроэнергии, т. е.

$$C = \bar{C}'_2 \cdot 10^{-2} \text{ руб.}, \quad (V-123)$$

где $\bar{C}'_2$ — ставка платы за 1 кВт·ч, учтенный счетчиком, коп./кВт·ч (см. рис. V-5).

На электроэнергию для бытового освещения и бытовых нужд установлены тарифы, единые для всех энергосистем страны.

В существующих одноставочных тарифах установлены дифференцированные тарифы для различных групп потребителей (торговые помещения, театры, детские сады и др.).

Тарифы для потребителей устанавливаются только на активную энергию. Однако в целях поощрения снижения коэффициента реактивной мощности (тангенс «фи») у потребителей промышленности и транспорта применяются скидки или надбавки по специальной шкале. Их конкретные значения определяются степенью соответствия оптимальных и фактических величин коэффициентов реактивной мощности потребителей. При более низкой величине выплачиваются скидки, а при более высокой — надбавки к суммарному тарифу.

Тарифы на электроэнергию и тепло, введенные в 1966 г., построены исходя из уровня рентабельности, исчисленного по отношению к производственным фондам, в размере 10% по электроэнергии и 6,8% по теплу. Пониженный уровень рентабельности по теплу объясняется тем, что по действующему балансовому (физическому)

методу распределения затрат на ТЭЦ почти вся экономия от комбинирования относится на электроэнергию.

В тарифах на электроэнергию прибыль учтена в основной и дополнительной ставках.

Дальнейшее совершенствование тарифов может потребовать введения многоставочных тарифов для дифференциации платы по зонам суток (в часы ночного спада нагрузки, дневного спада нагрузки, утреннего и вечернего максимума) и по кварталам года.

Тарифы на тепло. Тарифы на тепло дифференцируются по энергосистемам и параметрам теплоносителя. Расчеты с потребителями производятся по одноставочному тарифу, величина которого дается применительно к горячей воде и пару определенных параметров. При снижении параметров потребляемого пара уменьшается и тариф. Такое построение тарифов вызвано тем, что отпуск тепла с паром более низких параметров увеличивает выработку электроэнергии по теплофикационному циклу, вызывает экономию топлива и снижает эксплуатационные расходы по энергосистеме. Тарифы установлены исходя из 100%-ного возврата конденсата. За невозврат конденсата потребители кроме тарифа на тепло оплачивают конденсат по себестоимости химически очищенной воды.

Для стимулирования возврата конденсата каждому потребителю в соответствии с характером производства устанавливается и записывается в договоре на отпуск тепла норма возврата конденсата (в процентах от количества потребляемого пара) и его качество. Невозвращенный конденсат (в нарушении договора) оплачивается потребителем в пятикратном размере. За возврат конденсата сверх договорной нормы энергоснабжающая организация предоставляет потребителю скидку в размере двукратной стоимости дополнительно возвращенного конденсата. При несоответствии качества возвращаемого конденсата договорным условиям очистка его, если это целесообразно, производится за счет потребителя.

ХОЗЯЙСТВЕННЫЙ РАСЧЕТ, ПРИБЫЛЬ И РЕНТАБЕЛЬНОСТЬ¹

Хозяйственный расчет (хозрасчет) — это метод планового ведения социалистического хозяйства, основанный на соизмерении затрат и результатов производства, предусматривающий возмещение всех затрат собственными доходами и обеспечение рентабельности при обязательном выполнении государственного плана. На современном этапе коммунистического строительства роль хозрасчета значительно возросла.

Основными принципами хозрасчета являются: хозяйственная самостоятельность; самоокупаемость и обеспечение рентабельности производства; материальная заинтересованность коллектива в выполнении плана и рентабельной работе; материальная ответственность коллектива за результаты хозяйственной деятельности; учет и контроль.

Исходной предпосылкой хозрасчета предприятия (объединения, отрасли) является закрепление за ним основных фондов и оборотных средств.

Используя имеющиеся средства, предприятие (объединение) в соответствии с планом подбирает кадры, организует производственный процесс, реализует продукцию, имеет самостоятельный бухгалтерский баланс, отражающий прибыль и убытки предприятия, имеет расчетный счет в Госбанке, выполняет свои финансовые обязательства.

Предприятия (объединения) имеют право самостоятельно вступать в хозяйственные отношения с другими предприятиями и организациями.

Новая система планирования и экономического стимулирования, осуществленная на основе решений сентябрьского (1965 г.) Пленума ЦК КПСС, значительно

¹ В этой главе рассматриваются лишь вопросы, относящиеся к курсу экономики. Остальные вопросы изложены в учебнике [19].

повысила хозяйственную самостоятельность предприятий (объединений), способствовала повышению их заинтересованности в достижении наибольших результатов при наименьших экономически целесообразных затратах труда и материальных ресурсов.

По решению сентябрьского (1965 г.) Пленума ЦК КПСС значительно сокращено количество плановых (директивных) показателей, утверждаемых вышестоящими организациями, повышена роль экономических методов руководства, ответственность за выполнение договорных обязательств¹. Плановыми (директивными) показателями предприятий (объединений) являются: объем реализованной продукции, прибыль, рентабельность, фонд заработной платы, объем централизованных капитальных вложений и ввод в действие основных фондов и производственных мощностей, задания по внедрению новой техники, показатели материально-технического снабжения, платежи в бюджет и ассигнования из бюджета.

Поставлением Совета Министров СССР от 21 июня 1971 г. «О некоторых мерах по улучшению планирования и экономического стимулирования промышленного производства»² установлено, что начиная с 1972 г. наряду с общим заданием по объему реализованной продукции будет утверждаться дополнительно объем реализованной продукции высшего качества, соответствующей по своим технико-экономическим показателям последним достижениям отечественной и зарубежной техники.

В качестве важнейшего задания в девятой пятилетке предприятиям установлен также показатель роста производительности труда. Это дополнение к группе утверждаемых показателей обусловлено необходимостью совершенствовать критерии оценки работы предприятий и усилить взаимосвязь их планов с народнохозяйственным планом.

Остальные показатели являются расчетными и используются при разработке планов предприятий и анализе их производственно-хозяйственной деятельности.

¹ За невыполнение договорных обязательств по поставке продукции или при поставке некачественной продукции потребителю должны быть возмещены убытки. Усилена ответственность транспортных, проектных и монтажных организаций.

² См.: «Экономическая газета», 1971, № 28, с. 4.

Выпуск продукции в денежном выражении характеризуется показателями *валовой, товарной, реализованной и чистой продукции*.

Валовая продукция характеризует весь объем продукции за рассматриваемый период, включая изменения объемов незавершенного производства и полуфабрикатов собственного изготовления.

Объем валовой продукции по плану¹ определяется по формуле

$$O_v = \sum_{i=1}^n (V_i \bar{P}_i) + S_{\text{к.р.х}} + S_{\text{усл}} + S_{\text{н.п}} \text{ руб./период, (VI.1)}$$

где V_i — объем выпускаемой продукции i -го вида в рассматриваемый период, ед. прод./период; $\bar{P}_i$ — цена за единицу i -го вида продукции, руб./ед. прод.; n — количество видов выпускаемой продукции; $S_{\text{к.р.х}}$ — стоимость капитального ремонта оборудования и транспортных средств, выполняемых хозяйственным способом², руб./период; $S_{\text{усл}}$ — стоимость услуг промышленного характера, оказываемых другим предприятиям и организациям, руб./период; $S_{\text{н.п}}$ — стоимость незавершенного производства, руб./период.

Товарная продукция отражает объем продукции предназначенной потребителям, а также объем работ промышленного характера (включая капитальный ремонт оборудования и транспортных средств рассматриваемого предприятия или отрасли).

Объем товарной продукции определяется по выражению

$$O_t = \sum_{i=1}^n (V_i \bar{P}_i) + S_{\text{к.р.х}} + S_{\text{усл}} \text{ руб./период. (VI-2)}$$

В объем *реализованной продукции* готовая продукция включается лишь после поступления средств за нее на расчетный счет предприятия-изготовителя, в то время как в товарную она включается после сдачи на склад или передачи потребителю и оформления соответствующим

¹ Аналогичная формула используется при определении фактического объема.

² Т. е. без привлечения специализированной ремонтной организации.

щими документами. Кроме того, в объем реализованной продукции включается изменение остатков стоимости не-реализованной продукции ΔO_p .

Объем реализованной продукции определяется по формуле

$$O_p = \sum_{i=1}^n (V_i \bar{C}_i) + S_{к.р.х} + S_{усл} + \Delta O_p \text{ руб./период. (VI-3)}$$

Чистая продукция отражает продукцию, созданную живым трудом, и состоит из затрат на заработную плату и прибыли.

Объем чистой продукции определяется по выражению

$$O_{ч} = \sum_{i=1}^n (V_i \bar{C}_i) - S_m - S_{ам} \text{ руб./период, (VI-4)}$$

где S_m — стоимость сырья, материалов, покупных полуфабрикатов и др., руб./период; $S_{ам}$ — амортизационные отчисления, руб./период.

Условно-чистая продукция наряду с заработной платой и прибылью включает также амортизацию основных фондов $S_{ам}$.

Объем условно-чистой продукции определяется по формуле

$$O_{у.ч} = \sum_{i=1}^n (V_i \bar{C}_i) - S_m \text{ руб./период. (VI-5)}$$

Показатель объема реализованной продукции используется при формировании прибыли. Прибыль может быть *балансовой* или *общей* и *расчетной*.

Балансовая прибыль $P_б$ равна объему реализованной продукции за данный период (год, квартал) за вычетом налога с оборота $S_{н.об}$ и себестоимости продукции S за тот же период:

$$P_б = O_p - S_{н.об} - S \text{ руб./период. (VI-6)}$$

Общая сумма балансовой прибыли в 1972 г. составила 93,4 млрд. руб., в том числе по промышленности 59,4 млрд. руб. или 63,5%. Прибыль электроэнергетической отрасли промышленности составила около 6,7% суммарной прибыли промышленности¹.

¹ См.: Народное хозяйство СССР в 1972 г. М., 1973.

Расчетная прибыль P_p определяется по выражению

$$P_p = P_б - P_ф - P_{б.к} - P_{\text{рент}} \text{ руб./период, (VI-7)}$$

где $P_ф$ — плата за пользование производственными фондами, руб./период; $P_{б.к}$ — плата за пользование банковскими кредитами, руб./период; $P_{\text{рент}}$ — рентные (фиксированные) платежи, руб./период.

Плата за производственные фонды обеспечивает экономическую заинтересованность предприятий в более эффективном использовании имеющихся производственных фондов.

Плата за производственные основные фонды и оборотные средства исчисляется в процентах (2—6%) к стоимости: производственных основных фондов по балансовой стоимости (без вычета износа); собственных нормируемых оборотных средств; сверхплановых и сверхнормативных не прокредитованных банком производственных фондов.

Плата не производится за производственные основные фонды, созданные за счет фонда развития производства¹ в течение 2 лет, кредита банка — до полного погашения ссуды, а также за вновь введенные производственные мощности в пределах установленных нормативных сроков их освоения и др.

Если на данном предприятии образовались фонды, выбывшие вследствие изменения технологии производства или других причин, то предприятие может передать их на баланс другого предприятия, а полученные средства направить в фонд развития производства.

Плата за пользование банковскими кредитами стимулирует предприятия к лучшему использованию собственных средств и получению минимально необходимых кредитов.

Рентные (фиксированные) платежи устанавливаются предприятиям, которые в результате особо благоприятных природных условий, удобного географического размещения относительно источников сырья имеют дополнительную прибыль по сравнению с аналогичными предприятиями той же отрасли.

Рентабельность определяется в двух видах: *общая рентабельность и расчетная.*

¹ О фонде развития производства см. ниже.

Общая рентабельность определяется по выражению

$$R_o = \frac{П_б}{K_{осн}^{ср} + S_{н.об.ср}^{ср}} 100 \%, \quad (VI-8)$$

где $П_б$ — величина балансовой прибыли; $K_{осн}^{ср}$, $S_{н.об.ср}^{ср}$ — среднегодовая стоимость основных производственных фондов и нормируемых оборотных средств.

Расчетная рентабельность определяется по формуле

$$R_p = \frac{П_p}{K_{осн}^{ср} - \Delta K_{осн} + S_{н.об.ср}^{ср}} 100 \%, \quad (VI-9)$$

где $П_p$ — величина расчетной прибыли; $\Delta K_{осн}$ — стоимость основных производственных фондов, за пользование которыми не производится плата.

Уровень рентабельности характеризует величину прибыли, приходящуюся на каждый рубль производственных фондов. Чем больше прибыль предприятия при данных производственных фондах, тем выше уровень рентабельности предприятия.

Общая рентабельность по промышленности в целом составила в 1973 г. 18,0%, в том числе по электроэнергетической отрасли 9,7%. Сравнительно небольшой уровень рентабельности электроэнергетической отрасли определяется высокой капиталоемкостью энергетического производства.

Расчетная прибыль предприятия используется в следующих направлениях:

- 1) для формирования фондов экономического стимулирования;
- 2) для погашения долгосрочных кредитов;
- 3) на покрытие прироста оборотных средств;
- 4) на финансирование централизованных капитальных вложений;
- 5) на покрытие прочих плановых расходов;
- 6) оставшиеся средства в виде свободного остатка направляются в государственный бюджет.

На предприятиях создаются следующие фонды экономического стимулирования: фонд материального поощрения, фонд социально-культурных мероприятий и жилищного строительства, фонд развития производства.

Фонд материального поощрения используется для:
а) премирования работников предприятия; б) единовремен-

менного поощрения работников предприятия, отличившихся при выполнении важных производственных заданий; в) выплаты вознаграждений за общие годовые итоги работы предприятия; г) выплаты премий коллективам и отдельным работникам — победителям в социалистическом соревновании; д) оказания единовременной помощи работникам предприятия и др.

Средства в фонд материального поощрения поступают из прибыли. В этот фонд включаются также премии, выплачиваемые рабочим из фонда заработной платы.

Фонд социально-культурных мероприятий и жилищного строительства предназначен для финансирования строительства и ремонта жилых домов и культурно-бытовых объектов (клубов, домов отдыха, санаториев, пионерских лагерей, спортивных сооружений и др.), на культурно-бытовое и медицинское обслуживание работников предприятия, физкультурные мероприятия и др. Этот фонд образуется из расчетной прибыли. Допускается перераспределение средств между фондом материального поощрения и фондом социально-культурных мероприятий и жилищного строительства в размере до 20%¹.

Фонд развития производства направляется на улучшение условий труда, механизацию и автоматизацию производства, модернизацию и обновление оборудования, совершенствование организации производства, ликвидацию «узких мест» на производстве и другие мероприятия. Источниками образования фонда развития производства кроме расчетной прибыли являются: часть отчислений на реновацию, средства, получаемые от реализации выбывших основных фондов и излишнего имущества за вычетом затрат на их демонтаж, и др.

Новая система планирования и экономического стимулирования создает у коллективов предприятий заинтересованность в разработке более высоких плановых заданий, предусматривающих полное использование производственных фондов, трудовых, материальных и финансовых ресурсов, совершенствование техники и повышение качества продукции, улучшение технико-экономических показателей производственной деятельности.

¹ Методы расчета фондов рассматриваются в учебнике [19].

МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ

§ VII-1. Задачи оценки экономической эффективности капитальных вложений в промышленной теплоэнергетике

Проблема экономической эффективности капитальных вложений в народное хозяйство принадлежит к числу важнейших экономических проблем коммунистического строительства.

Первостепенное значение повышения эффективности капитальных вложений подчеркивается в Программе КПСС.

Выступая на XV съезде профсоюзов, Л. И. Брежнев указал на необходимость «добиваться всесторонней обоснованности и эффективности хозяйственных решений, на каком бы уровне они ни принимались. Осуществлять поставленные задачи экономно, с наименьшими издержками и наибольшей отдачей для общества, решительно бороться с ведомственной узостью и проявлениями местничества»¹.

Правильная оценка экономических показателей вариантов и повышение точности экономических расчетов в проектировании, эксплуатации на всех участках энергетического производства имеют огромное значение. Хозяйственные руководители и инженерно-технические работники должны уметь определять экономическую эффективность конкретных технических решений с точки зрения интересов народного хозяйства в целом. От правильности решения множества крупных и мелких вопросов на отдельных предприятиях и в проектных органи-

¹ Брежнев Л. И. Решения XXIV съезда КПСС — боевая программа деятельности советских профсоюзов. М., 1972, с. 9.

зациях зависит экономичность всего общественного производства.

Энергетические предприятия являются весьма капиталоемкими. На один рубль энергетической продукции капитальных вложений приходится почти в 5 раз больше, чем по промышленности в целом.

На развитие энергетического хозяйства по всей энергетической цепи, т. е. на добычу, переработку, транспорт и хранение энергетических ресурсов, генерирование, передачу, распределение и потребление всех видов энергии, в народном хозяйстве расходуется более одной трети суммарных капиталовложений, выделяемых на развитие промышленности и транспорта [33].

В СССР для расчетов экономической эффективности капитальных вложений применяется «Типовая методика определения экономической эффективности капитальных вложений», утвержденная в 1969 г. Госпланом СССР, Госстроем СССР и Президиумом Академии наук СССР. На ее основе составлены отраслевые методики, учитывающие особенности отдельных отраслей народного хозяйства и промышленности. В электроэнергетической отрасли используется «Инструкция по определению экономической эффективности капитальных вложений в развитие энергетического хозяйства», утвержденная Министерством энергетики и электрификации СССР 20.VI. 1972 г. [21].

Эффективность капитальных вложений определяется на основе сопоставления величин эффекта и затрат. При этом различают общую (абсолютную) экономическую эффективность капитальных вложений и сравнительную экономическую эффективность.

Общая экономическая эффективность подсчитывается на основе сопоставления величины прибыли или снижения себестоимости с определяющими их значениями основных фондов и нормируемых оборотных средств или капитальных затрат (подробнее см. в § VII-2).

Сравнительная экономическая эффективность определяется на основе сопоставления технико-экономических показателей взаимозаменяемых вариантов решения определенной производственной задачи (подробнее см. в § VII-3).

На современном уровне технико-экономических расчетов денежная количественная оценка не всегда отражает полностью все особенности сравниваемых вариантов.

Кроме того, некоторые варианты по денежной оценке достаточно близки. Наряду с важнейшей денежной оценкой при выборе оптимального варианта должны учитываться и натуральные показатели. К ним относятся надежность и простота эксплуатации, санитарно-гигиенические условия труда, дефицитность материалов, трудовые ресурсы, вес и объем изделий и др.

Если в результате рассмотрения денежных и натуральных показателей будет выбран вариант, не соответствующий минимуму денежных затрат, то в этом случае денежная оценка служит для установления величины дополнительных затрат, вызванных выбором данного варианта.

Для промышленной теплоэнергетики характерны широкие возможности комбинирования, взаимозаменяемость установок и взаимозаменяемость видов продукции.

По степени комбинирования можно различать:

а) отдельные энергетические установки, производящие один вид продукции (котельные, воздухоподогреватели, кислородные станции и т. п.);

б) комбинированные энергетические установки, производящие несколько видов энергетической продукции (например, ТЭЦ — электрическую энергию и тепло, а иногда и сжатый воздух; ПВС — тепло и сжатый воздух и т. п.);

в) комбинированные энерготехнологические установки, производящие технологическую и энергетическую продукцию (циклонные энерготехнологические установки, установки по энерготехнологической переработке топлива и т. п.).

Взаимозаменяемость установок определяется возможностью получения одинаковой продукции от различных установок. Например, тепло может быть получено от ТЭЦ или котельных, содержащих агрегаты различных типов; сжатый воздух — от ТЭЦ, ПВС или компрессорной станции; обогащенное дутье — получение кислорода от кислородных станций и последующее смешение с воздухом или от установок непосредственного обогащения воздуха¹.

Взаимозаменяемость видов продукции определяется

¹ Эти установки разрабатываются в настоящее время. См.: Соколов Е. Я., Сазанов Б. В. Научные труды кафедры ПТКС МЭИ. «Промышленная энергетика», 1973, № 4.

возможностью использования различных энергоносителей в данных промышленных установках, например, использование природного газа или электроэнергии в нагревательных печах, использование парового или электрического привода компрессора, использование различных видов топлива на промышленной ТЭЦ или котельной.

При данной степени комбинирования, данном типе установки и виде продукции возможны также варианты, отличающиеся конструктивными решениями, количеством и параметрами оборудования и т. д.

Целью расчетов сравнительной экономической эффективности в промышленной теплоэнергетике является выбор наиболее целесообразного варианта, например, схемы энергоснабжения; вида энергоносителя; типа энергетической установки; схемы комплексного использования побочных (вторичных) энергоресурсов; параметров и рациональной конструкции теплоэнергетического оборудования; скорости газов в поверхностях нагрева; оптимального количества ступеней выпарной установки; наивыгоднейшего режима использования котельных агрегатов, турбоагрегатов, выпарных агрегатов и др.; рациональных автоматизированных систем управления производством; схем организации труда и т. п.

Основные методические положения по определению общей и сравнительной экономической эффективности капитальных вложений рассматриваются ниже.

§ VII-2. Общая (абсолютная) экономическая эффективность капитальных вложений

Расчеты общей экономической эффективности капитальных вложений осуществляются для проектируемых и действующих предприятий на всех стадиях разработки текущих, пятилетних и перспективных планов и при оценке их выполнения.

Показатели общей экономической эффективности сравниваются с плановыми нормативами и с аналогичными показателями эффективности за предшествующий период, по продолжительности равный планируемому, а также с показателями эффективности производства на передовых предприятиях.

В расчетах используются следующие показатели об-

щей экономической эффективности капитальных вложений [21]:

1. По отрасли в целом, подотрасли и отдельным предприятиям для действующих производственных фондов

$$R_o = P_6 / (K_{осн}^{ср} + S_{н.об.ср}^{ср}), \quad (VII-1)$$

где P_6 — годовой объем общей (балансовой) прибыли; $K_{осн}^{ср}$, $S_{н.об.ср}^{ср}$ — величина среднегодовых основных производственных фондов и нормируемых оборотных средств.

2. По отрасли в целом и отдельным ее подотраслям для условий проектирования

$$\Delta R_o' = \Delta P_6 / K, \quad (VII-2)$$

где ΔP_6 — прирост общей среднегодовой прибыли за планируемый период (год, пятилетка); K — капитальные вложения в строительство объектов производственного назначения за планируемый период.

Обратное соотношение показывает абсолютный срок окупаемости капитальных вложений в отрасль или подотрасль:

$$T_{аб.о} = K / \Delta P_6 \text{ лет.} \quad (VII-3)$$

3. По отдельным предприятиям, стройкам и объектам, отдельным мероприятиям для условий проектирования и планирования

$$\Delta R_{\pi} = \frac{P_6}{K} = \frac{\sum_{i=1}^n (V_i \bar{P}_i) - S_{\pi} - \sum_{i=1}^n (V_i \bar{S}_i)}{K}, \quad (VII-4)$$

где P_6 — общая (балансовая) годовая прибыль, определяемая как разность стоимости годового выпуска продукции $\sum_{i=1}^n (V_i \bar{P}_i)$, подсчитанной в оптовых ценах предприятия $\bar{P}_i$, налога с оборота S_{π} и себестоимости годового выпуска продукции $\sum_{i=1}^n (V_i \bar{S}_i)$.

Обратное соотношение показывает абсолютный срок окупаемости капиталовложений в предприятия, стройки, отдельные мероприятия и др.:

$$T_{аб.п} = K / P_6 \text{ лет.} \quad (VII-5)$$

4. По предприятиям, где применяются расчетные цены, а также по планово-убыточным предприятиям

$$\Delta R_{\text{п.у}} = \frac{\Delta S}{K} = \frac{S_1 - S_2}{K}, \quad (\text{VII-6})$$

где ΔS — экономия от снижения себестоимости годового выпуска продукции (одинакового по объему и качеству), вызванного капитальными вложениями, равными K .

Обратное соотношение показывает абсолютный срок окупаемости для планово-убыточных предприятий:

$$T_{\text{аб.п.у}} = K/\Delta S \text{ лет.} \quad (\text{VII-7})$$

§ VII-3. Сравнительная экономическая эффективность капитальных вложений

При сравнении вариантов с целью выбора оптимального (наивыгоднейшего) в расчеты могут вводиться только взаимозаменяемые варианты, обеспечивающие одинаковое удовлетворение определенных (заданных) потребностей в продукции (у потребителя).

Расчетам по выбору оптимального варианта должно предшествовать приведение вариантов в сопоставимый вид.

Основные условия сопоставимости вариантов: сравниваемые варианты должны быть приведены к одинаковому энергетическому (производственному) эффекту; для каждого из сравниваемых вариантов должны быть приняты оптимальные решения; экономические показатели вариантов должны учитывать взаимосвязи, имеющиеся в народном хозяйстве; экономические показатели вариантов должны подсчитываться с учетом фактора времени; методы подсчета отдельных элементов затрат должны быть одинаковыми.

Ниже рассматриваются отдельные условия сопоставимости вариантов.

Приведение к одинаковому энергетическому (производственному) эффекту. Во всех вариантах количество и качество полезно отдаваемой потребителям продукции должно быть одинаковым. Учитывая технологические особенности энергетического производства (практическую невозможность работы на склад), рассматриваемые варианты должны уравниваться не только по полезному

годовому отпуску энергетической продукции, надежности энергоснабжения, но и в отношении участия в балансе мощностей (приведение к одинаковому энергетическому эффекту по мощности). При этом для установок, работающих совместно с другими, должны учитываться условия параллельной работы и приниматься оптимальное распределение нагрузок.

Для энергогенерирующих установок варианты технических решений могут отличаться по расходам мощности и энергии на собственные производственные нужды, потерям при передаче энергии до места потребления, необходимой резервной мощности и режимам использования в энергосистеме. В то же время потребители энергии при любом варианте энергоснабжения должны обеспечиваться одинаковой мощностью и количеством энергии. Поэтому установленные мощности и выработка энергии по сравниваемым вариантам могут быть разными.

В качестве примера рассмотрим сравнение вариантов теплоснабжения промышленного узла от ТЭЦ или котельной. Чтобы привести эти варианты в сопоставимый вид по получаемой продукции, в расчет вводится конденсационная электростанция.

Для одинакового обеспечения потребителей энергией и мощностью, соотношения между установленными мощностями и выработками ТЭЦ, КЭС и котельной должны удовлетворять следующим условиям:

$$N_{\text{КЭС}} = N_{\text{ТЭЦ}} \left(\begin{smallmatrix} + \\ - \end{smallmatrix} \right) \Delta N, \quad \mathcal{E}_{\text{КЭС}} = \mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}} \left(\begin{smallmatrix} + \\ - \end{smallmatrix} \right) \Delta \mathcal{E}, \quad (\text{VII-8})$$

$$Q_{\text{ч.кот}} = Q_{\text{чТЭЦ}} \left(\begin{smallmatrix} + \\ - \end{smallmatrix} \right) \Delta Q_{\text{ч}}, \quad Q_{\text{год.кот}} = Q_{\text{годТЭЦ}} \left(\begin{smallmatrix} + \\ - \end{smallmatrix} \right) \Delta Q_{\text{год}},$$

где $N_{\text{КЭС}}$, $N_{\text{ТЭЦ}}$ — установленные электрические мощности КЭС и ТЭЦ; $\mathcal{E}_{\text{КЭС}}$, $\mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}}$ — годовые выработки электроэнергии на КЭС и ТЭЦ; ΔN , $\Delta \mathcal{E}$ — величины повышения (снижения) установленной электрической мощности и выработки в варианте с котельной и КЭС для обеспечения потребителей необходимой электрической энергией и мощностью¹; $Q_{\text{ч.кот}}$, $Q_{\text{чТЭЦ}}$ — тепловые мощности котельной и ТЭЦ; $Q_{\text{год.кот}}$, $Q_{\text{годТЭЦ}}$ — годовые вы-

¹ Обычно записывается знак «+», так как суммарный расход электрической мощности и энергии на собственные нужды и покрытие потерь в электрической сети больше в варианте с КЭС и котельной.

работки тепла котельной и ТЭЦ; $\Delta Q_{\text{ч}}$, $\Delta Q_{\text{год}}$ — величины снижения (повышения) тепловой мощности и выработки в варианте с котельной и КЭС для обеспечения потребителей тепла необходимой энергией и мощностью¹.

При оценке эффективности использования энерготехнологических агрегатов, производящих наряду с технологической продукцией электроэнергию и тепло, установок испарительного охлаждения, газовых утилизацион-

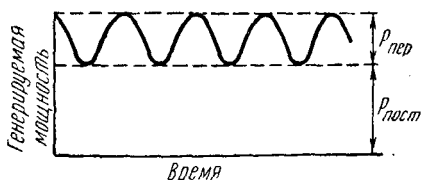


Рис. VII-1. К определению замещающих энергетических агрегатов

ных бескомпрессорных турбин, котлов-утилизаторов и других в расчет включаются замещаемые энергетические установки.

Рассмотрим способ определения типа замещаемых энергетических агрегатов на примере установки с переменной во времени генерирующей мощностью, что является характерным для большинства энерготехнологических агрегатов, установок по использованию побочных (вторичных) энергоресурсов и др. Пример графика изменения во времени генерируемой электрической мощности показан на рис. VII-1. Рассматриваемый график может быть разделен на две части: нижнюю — с постоянной генерируемой мощностью $P_{\text{пост}}$, верхнюю — с переменной генерируемой мощностью $P_{\text{пер}}$. Постоянная часть генерируемой мощности замещает агрегаты, которые замыкают баланс энергосистемы по мощности. Такими замыкающими мощностями будут являться наиболее совершенные в рассматриваемый период конденсационные электростанции, поскольку сравнительно более эффективных электростанций других типов (ТЭЦ, гидростанций, АЭС и пр.) обычно недостаточно для

¹ Обычно записывается знак «—», так как суммарный расход тепла на собственные нужды и покрытие потерь в тепловой сети больше в варианте с ТЭЦ.

обеспечения баланса мощностей энергосистемы, т. е. равенства между генерируемой мощностью и потребностью.

Величина установленной мощности замещаемой установки должна приниматься с учетом различий в расходе мощности на собственные нужды, степени надежности, длительности и периодичности ремонтов и других влияющих факторов по замещаемой КЭС и проектируемому объекту (источнику энергии).

Следовательно, постоянная часть генерируемой мощности позволяет обеспечить определенную экономию в капитальных затратах на конденсационные электростанции и электрические сети и в их годовых эксплуатационных расходах (включая топливную составляющую).

Переменная часть генерируемой мощности замещает только определенную выработку электроэнергии агрегатов, замыкающих баланс энергосистемы по энергии. Такими агрегатами являются наименее экономичные из работающих в данный период времени агрегатов. Величина замещаемой выработки должна приниматься с учетом расходов энергии на собственные нужды, покрытие потерь в электрических сетях.

Следовательно, переменная часть генерируемой мощности позволяет обеспечить определенную экономию в топливной составляющей годовых эксплуатационных расходов.

Таким образом, в рассматриваемом примере используется сочетание различных замещаемых установок, от сооружения и использования которых можно отказаться в случае осуществления проектируемого объекта.

Разработка оптимальных решений для каждого из сравниваемых вариантов. Для каждого из сравниваемых вариантов на основе технико-экономических сопоставлений должно быть предварительно выбрано наилучшее решение, а затем эти варианты сопоставлены между собой. Результаты сравнения будут необоснованными, если часть вариантов разработана детально, а остальные приняты без достаточно глубокого технико-экономического анализа.

Например, вариант установки котлов-утилизаторов на проектируемом предприятии с получением пара средних параметров для производства электроэнергии на промышленной ТЭЦ нельзя всегда сравнивать с вариантом промышленной ТЭЦ на тех же начальных параметрах пара. Необходимо прежде всего каждый из сравнивае-

мых вариантов поставить в оптимальные для него условия. Может оказаться, что вариант с использованием утилизационных установок и соответствующих турбин среднего давления необходимо сравнить с вариантом получения электроэнергии от мощных ТЭЦ с крупными агрегатами, работающими на высоких или сверхвысоких параметрах пара. Кроме того, учитывая переменный во времени режим производства тепла, необходимо предварительно на основе технико-экономических расчетов определить тепловую мощность утилизационных установок, которую целесообразно использовать для производства электроэнергии.

Разработка экономических показателей с учетом взаимосвязей, имеющих в народном хозяйстве. При разработке экономических показателей данного варианта необходимо учитывать затраты, не только вызываемые непосредственно сооружением объектов по рассматриваемому варианту, но и затраты в смежные объекты¹.

Под смежными (сопряженными) объектами понимаются такие, которые необходимы в течение всего периода нормальной последующей эксплуатации данного объекта. К смежным объектам могут относиться топливная база; транспортные устройства для перевозки топлива; электрические станции; электрические, тепловые сети; водопроводные сети и др. Например, при сравнении нагревательных печей, работающих на газе или электроэнергии, в расчетах необходимо учитывать смежные затраты:

а) в варианте электропечи — на добычу топлива, транспорт топлива, производство электроэнергии, передачу электроэнергии;

б) в варианте топливной печи — на добычу и транспорт топлива.

Количественная оценка смежных затрат связана с необходимостью проведения анализа топливных, электрических или тепловых балансов данного экономического района в рассматриваемый период времени.

Пусть, например, в оптимальном топливном балансе данного экономического района в рассматриваемый период времени используется природный газ, мазут, мест-

¹ Имеющиеся в настоящее время цены полностью не отражают общественно необходимых затрат труда. Поэтому расчеты ведутся по себестоимости и капитальным затратам с учетом затрат в смежные объекты.

ное топливо, несколько видов твердого топлива. Причем по экономическим показателям из твердых видов топлива наилучшим является первый, несколько хуже — второй и наихудший — третий вид. Оптимальный топливный баланс составлен для определенных вариантов потребности в топливе отдельных потребителей.

Рассмотрим другой вариант конкретной топливопотребляющей установки, требующей большего количества природного газа по сравнению с первоначальным вариантом. В условиях определенного в данный период времени объема добычи природного газа его надо будет снять у потребителя, вызывающего наименьший ущерб. Такой потребитель называется замыкающим потребителем данного вида топлива.

Так, например, для групп потребителей, расположенных в Центре европейской части СССР, замена донецкого угля природным газом приводит к следующей экономии приведенных затрат: промышленные печи — 8—15; промышленные котельные — 3,2—4,5; крупные электростанции — 2,0—2,3 руб./т у.т. Следовательно, для данного района замыкающими потребителями для природного газа будут крупные электростанции.

Взамен природного газа данному замыкающему потребителю будет передан другой вид топлива — допустим, мазут. Учитывая также определенный баланс по мазуту, его необходимо будет снять у замыкающего потребителя по мазуту, а ему передать следующий по экономичности первый вид твердого топлива. Если продолжить аналогичное рассмотрение, то в итоге увеличение потребления природного газа потребителем скажется на увеличении добычи и транспорта наименее экономичного твердого топлива третьего вида, который будет в данном случае замыкающим видом топлива.

Замыкающие функции могут выполнить те источники, у которых на данном этапе: возможности добычи превышают потребный уровень их использования в оптимизируемом энергетическом балансе; качественные характеристики топлива позволяют обеспечить широкий круг потребителей как в своем районе, так и за его пределами; наибольшие удельные приведенные затраты на добычу и транспорт.

Поэтому местное топливо, для которого не выполняются первые два условия, не может являться замыкающим видом топлива.

Показатели замыкающего вида топлива используются для формирования замыкающих затрат на топливо.

Удельные замыкающие затраты на топливо $\bar{Z}_T$ подсчитываются по формуле¹

$$\bar{Z}_T = \bar{Z}_{д.т} + \bar{Z}_{пер.т} + \bar{Z}_{тр.т} + \Sigma \Delta \bar{Z}_{тр.т} + \Sigma \Delta \bar{Z}_{потр} \text{ руб./т у.т.} \quad (\text{VII-9})$$

где $\bar{Z}_{д.т}$, $\bar{Z}_{пер.т}$, $\bar{Z}_{тр.т}$ — удельные приведенные затраты на добычу, переработку и магистральный транспорт замыкающего вида топлива, руб./т у.т.; $\Sigma \Delta \bar{Z}_{тр.т}$ — суммарное изменение приведенных затрат на внутрирайонный транспорт и хранение топлива, руб./т у.т.; $\Sigma \Delta \bar{Z}_{потр}$ — суммарное изменение приведенных затрат на использование топлива у потребителей, руб./т у.т.

Аналогично показателю замыкающих затрат на топливо в технико-экономических расчетах используется показатель удельных замыкающих затрат на электроэнергию $\bar{Z}_э$, определяемый по формуле

$$\bar{Z}_э = \alpha_{с.н} \alpha_{п} \left[\frac{\alpha_p (E_n \bar{K}_{ст} + \bar{S}_{у.п.ст})}{h} + b_э \bar{Z}_T \cdot 10^{-3} \right] \pm \pm \frac{E_n \Delta \bar{K}_л + \Delta \bar{S}_л}{h} \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч}, \quad (\text{VII-10})$$

где $\bar{K}_{ст}$, $\bar{S}_{у.п.ст}$ — удельные капитальные затраты и удельные условно-постоянные издержки эксплуатации замыкающих (по мощности) электростанций, руб./кВт и $\frac{\text{руб./год}}{\text{кВт}}$; $\Delta \bar{K}_л$, $\Delta \bar{S}_л$ — изменение удельных капитальных

затрат и удельных ежегодных издержек на транспорт электроэнергии (знаки «+» или «—» зависят от направления потока электроэнергии), руб./кВт и $\frac{\text{руб./год}}{\text{кВт}}$;

h — годовое число часов использования максимума рассматриваемой категории потребителей, ч/год; $b_э$ — удельный расход топлива на замыкающей электростанции (с

¹ При рассмотрении понятий замыкающих затрат на топливо, электроэнергию, тепло использовались «Руководящие указания по определению замыкающих затрат на топливо и энергию», рекомендованные Научным советом по комплексным проблемам энергетики Академии наук СССР и Госпланом СССР. М., 1973.

учетом влияния остальной энергосистемы), кг у.т./кВт·ч; $\alpha_{с.п.}$, $\alpha_{п.}$, $\alpha_{р.}$ — коэффициенты, учитывающие собственные нужды, потери в сетях и величину резерва на электростанции; E_n — нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, 1/год.

Показатели, входящие в уравнение (VII-10), взаимосвязаны между собой и не могут задаваться произвольно.

Метод расчета замыкающих затрат на тепло зависит от источника теплоснабжения:

при теплоснабжении от ТЭЦ

$$\bar{Z}_{\text{теп}} = \frac{E_n K_{\text{ТЭЦ}} + S_{\text{у.п.ТЭЦ}} + B_{\text{ТЭЦ}} \bar{Z}_t - \bar{Z}_{\text{ТЭЦ}} \bar{Z}_s}{Q_{\text{годТЭЦ}}} + \bar{Z}_{\text{р.т.}} \text{руб./ГДж}; \quad (\text{VII-11})$$

при теплоснабжении от котельной

$$\bar{Z}_{\text{теп}} = E_n \bar{K}_{\text{кот}} + \bar{S}_{\text{у.п.кот}} + b_{\text{кот}} \bar{Z}_t \cdot 10^{-3} + \bar{Z}_{\text{р.т.}} \text{руб./ГДж}. \quad (\text{VII-12})$$

Здесь $K_{\text{ТЭЦ}}$, $\bar{K}_{\text{кот}}$ — суммарные и удельные капиталовложения в ТЭЦ и котельную, руб. и $\frac{\text{руб.}}{\text{ГДж/год}}$; со-

ответственно; $S_{\text{у.п.ТЭЦ}}$, $\bar{S}_{\text{у.п.кот}}$ — суммарные и удельные условно-постоянные эксплуатационные расходы по ТЭЦ и котельной, руб./год и руб./ГДж, соответственно; $B_{\text{ТЭЦ}}$, $b_{\text{кот}}$ — суммарный и удельный расходы топлива ТЭЦ и котельной, т у. т./год и кг у. т./ГДж, соответственно; $\bar{Z}_{\text{р.т.}}$ — удельные приведенные затраты на транспорт тепла, руб./ГДж; $\bar{Z}_{\text{ТЭЦ}}$ — годовой отпуск электроэнергии от ТЭЦ, кВт·ч/год; $Q_{\text{годТЭЦ}}$ — годовой отпуск тепла от ТЭЦ, ГДж/год.

Замыкающие затраты на топливо, электроэнергию и тепло, определяемые по выражениям (VII-9) ÷ (VII-12), представляют собой систему взаимосвязанных удельных экономических показателей, характеризующих приведенные затраты на обеспечение дополнительной потребности в этих энергоносителях по определенным районам страны в данные интервалы времени. Замыкающие затраты отражают только изменения, возникающие по сравнению с оптимальным энергетическим балансом данного экономического района в рассматриваемый период времени.

Определение экономических показателей с учетом фактора времени. Учет фактора времени включает рассмотрение общего срока сооружения данного объекта; распределение капиталовложений по годам строительства; изменения годовых эксплуатационных расходов в период эксплуатации данного объекта.

Если срок сооружения отдельных объектов (варианты I и II), предназначенных для производства опреде-

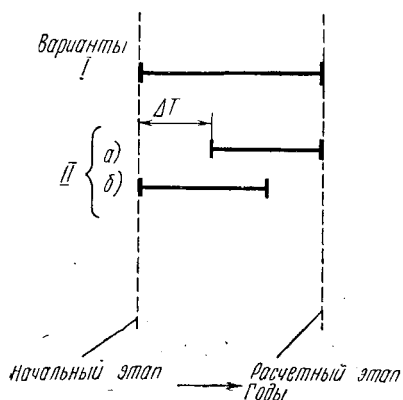


Рис. VII-2. К учету общего срока сооружения объектов

ленной продукции, различен (см. рис. VII-2), а капитальные затраты одинаковы, то строительство объекта с меньшим сроком сооружения (вариант IIа) может быть начато позже, с тем чтобы к одному и тому же расчетному периоду по любому из рассмотренных вариантов получить необходимую продукцию. В этом случае вариант IIа имеет определенное преимущество по сравнению с вариантом I, заключающееся

в том, что в период ΔT не отвлекаются средства из общего народнохозяйственного оборота на рассматриваемое капитальное строительство и, кроме того, учитывая непрерывное повышение производительности труда, осуществление строительства по варианту IIа обеспечивает дополнительное снижение сроков строительства и затрат.

Если принять, что строительство объектов по разным вариантам (вариант I и IIб) начинается в одном и том же году, то в варианте I с относительно большим сроком строительства выпуск продукции начинается позже (рис. VII-2). В этом случае следует учесть ущерб у потребителей этой продукции в варианте I с более длительным сроком строительства.

Помимо общего срока строительства необходимо принимать во внимание и распределение капитальных затрат по годам строительства (рис. VII-3). Пусть вариан-

ты имеют одинаковый срок строительства, равные капитальные затраты, но различное их распределение по годам строительства. В этом случае вариант II, по которому капитальные затраты в большем размере требуются в последние годы строительства, имеет при прочих равных условиях определенные преимущества по сравнению с вариантом I, по которому в большем размере требуются капитальные затраты в первые годы строительства. Эти преимущества определяются тем, что в варианте II на сравнительно меньшие сроки (до начала эксплуатации объекта) отвлекаются большие средства на капитальное строительство.

Следовательно, если сравниваемые варианты различаются по продолжительности строительства и распределению капитальных затрат по годам строительства, то должен учитываться эконо-

мический результат разновременности капитальных вложений. Это достигается использованием приведенных капитальных затрат $K_{пр}$, учитывающих средний эффект, который может быть получен в народном хозяйстве при условии производственного использования «замороженных» в период строительства капитальных вложений.

Пусть срок строительства объекта равен t лет, а капиталовложения по годам составляют $K_1, K_2, K_3, \dots, K_t$. Тогда к концу второго года приведенные капиталовложения первого года составят

$$K_{пр1} = K_1 + E_{н.п} \cdot K_1 = K_1(1 + E_{н.п}),$$

где $E_{н.п}$ — нормативный коэффициент приведения разновременных затрат, принимаемый согласно Типовой методике равным 0,08.

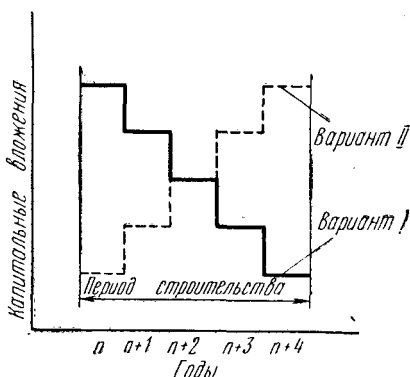


Рис. VII-3. К учету распределения капитальных затрат по годам строительства

К концу третьего года приведенные капиталовложения первого года будут равны

$$K_{\text{пр1}} = K_1(1 + E_{\text{н.п}}) + E_{\text{н.п}} K_1(1 + E_{\text{н.п}}) = K_1(1 + E_{\text{н.п}})^2.$$

К окончанию строительства приведенные капиталовложения первого года выразятся формулой

$$K_{\text{пр1}} = K_1(1 + E_{\text{н.п}})^{t-1}.$$

Приведенные капиталовложения второго года к концу третьего года (от начала строительства) составят

$$K_{\text{пр2}} = K_2(1 + E_{\text{н.п}}),$$

а к окончанию строительства

$$K_{\text{пр2}} = K_2(1 + E_{\text{н.п}})^{t-2}.$$

Аналогично и для капитальных затрат других лет строительства.

Таким образом, суммарные приведенные капитальные затраты, отнесенные к году окончания строительства, составят

$$K_{\text{пр}} = K_1(1 + E_{\text{н.п}})^{t-1} + K_2(1 + E_{\text{н.п}})^{t-2} + \dots + \\ + K_{t-1}(1 + E_{\text{н.п}}) + K_t,$$

или

$$K_{\text{пр}} = \sum_{i=1}^t K_i(1 + E_{\text{н.п}})^{t-i}, \quad (\text{VII-13})$$

где t — срок приведения затрат, принимаемый в данном случае равным сроку строительства; $K_1, K_2, \dots, K_{t-1}, K_t$ — капитальные затраты в 1-й, 2-й, ..., $(t-1)$ -й, t -й год строительства объекта.

Если рассматривается несколько вариантов сооружения ряда объектов, отличающихся порядком ввода, мощностью отдельных объектов, их типом и др., то капитальные затраты по всем вариантам приводятся к одному и тому же году. За этот год рекомендуется принимать год начала эксплуатации одного из рассматриваемых объектов. Выбор года, к которому приводятся капиталовложения, не влияет на соотношение затрат и выбор варианта, так как при изменении года приведения затраты по всем вариантам умножаются на одинаковый множитель.

В ряде случаев возможен частичный выпуск продукции до полного завершения строительства объекта. Так, например, при сооружении тепловой электростанции ввод в эксплуатацию отдельных агрегатов может предшествовать полному окончанию строительства ТЭС. Поэтому в ходе строительства выпуск продукции может постепенно нарастать. Расчет приведенных капитальных затрат с учетом этого обстоятельства ведется по уравнению вида

$$K_{\text{пр}} = \sum_{i=1}^t K_i (1 + E_{\text{н.п}})^{t-i} - \sum_{i=1}^t \Delta K_i [(1 + E_{\text{н.п}})^{t-i} - 1], \quad (\text{VII-14})$$

где ΔK_i — часть капитальных затрат i -го года строительства, которая начинает производительно использоваться в год j -й.

Изменение годовых эксплуатационных расходов в период эксплуатации рассматриваемых объектов (вариантов) может иметь место как в первый период эксплуатации, так и на последующих этапах.

На рис. VII-4 показан различный процесс нарастания выпуска одинаковой продукции во времени T по двум новым объектам (вариантам), определяемый их технико-экономическими характеристиками. Динамике объемов выпуска продукции V соответствует изменение себестоимостей единиц продукции $\bar{S}$.

Примером изменения годовых эксплуатационных расходов на последующих этапах эксплуатации может служить динамика этих показателей во времени для тепловых электростанций под влиянием динамики электро- и теплопотребления и в связи с непрерывным техническим прогрессом и различиями в энергоэкономических свойствах установок, работающих параллельно в энергосистеме.

Если в начальный период эксплуатации новые типы «заменяемых» паротурбинных установок (например, К-200-130) работают с большой загрузкой (как наиболее экономичные в энергосистеме), то в последующем, с вводом в эксплуатацию еще более экономичного оборудования, использование их снизится. Следовательно, для конденсационных агрегатов характерным является постепенное снижение годового числа часов использования установленной мощности (рис. VII-5) по мере развития энергосистемы во времени. Поэтому выработка электро-

энергии на этих агрегатах будет постепенно снижаться, а себестоимость электроэнергии, как правило, повышаться.

Изменение годового числа часов использования установленной мощности агрегатов ТЭЦ определяется под влиянием режима использования в графиках электрических и тепловых нагрузок. С развитием энергосистемы

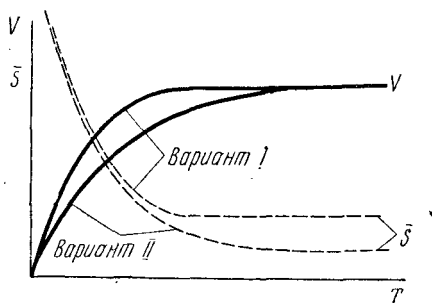


Рис. VII-4. Изменение себестоимости единицы продукции в начальный период эксплуатации объектов

ТЭЦ разгружаются только по конденсационной мощности. Поэтому ТЭЦ не могут разгрузиться так глубоко, как конденсационные электростанции, и начиная с определенного этапа, годовое число часов использования установленной мощности агрегатов ТЭЦ становится заметно выше, чем для конденсационных агрега-

тов. Следовательно, себестоимость производства электроэнергии на ТЭЦ будет также меняться во времени, но по другому закону, чем для КЭС.

Поэтому в сравнительных технико-экономических расчетах годовые эксплуатационные расходы должны приниматься не по их уровню на начальный период эксплуатации, а с учетом изменения условий работы в течение всего расчетного периода.

Установление технико-экономических показателей сравниваемых вариантов с учетом их изменения во времени производится при использовании средств современной вычислительной техники (подробнее см. в гл. X).

Необходимо отметить, что фактор времени вносит определенную условность в результаты расчетов, поскольку трудно точно учесть динамику удельных технико-экономических показателей за расчетный период, особенно если он составляет 20—30 лет. Это обстоятельство должно приниматься во внимание при определении точности получаемых результатов.

Методы расчета отдельных элементов затрат. Методы расчетов, степень подробности и точность расчетов

отдельных элементов затрат и сравниваемых вариантов в целом должны быть одинаковыми. Нельзя сравнивать варианты, если капитальные затраты определены в одном случае по сметам, в другом — приближенно на основе укрупненных удельных показателей. Условие их сопоставимости не будет соблюдено.

Когда производится сопоставление с вариантом, для которого отсутствуют надежные технико-экономические показатели, целесооб-

разно провести несколько расчетов при варьировании исходных показателей этого варианта. Такие расчеты позволят установить влияние изменения технико-экономических показателей на выбор оптимального варианта. В этих случаях можно также определить предельно допустимые наибольшие показатели, при которых рассматриваемый вариант становится равноэкономичным с вариантом, для которого известны технико-экономические показатели. Если ожидаемые наиболее вероятные значения исходных показателей значительно меньше предельно допустимых, то рассматриваемый вариант будет предпочтительнее.

При определении технико-экономических показателей вариантов следует в первую очередь пользоваться конкретными проектными разработками. При отсутствии проектной документации для приближенной оценки могут быть использованы укрупненные измерители. При укрупненной оценке фактические показатели конкретного объекта могут (до 10% и более) отклоняться от принятых, поэтому в принимаемых решениях учитывается вероятная степень погрешности результатов расчетов.

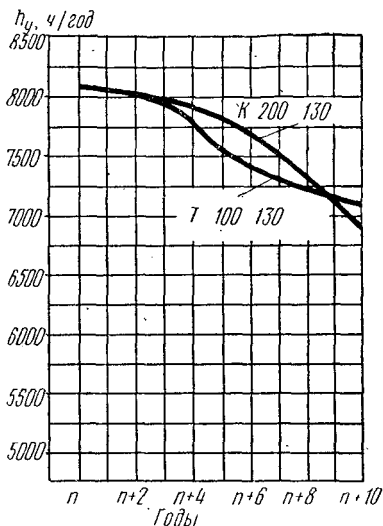


Рис. VII-5. Динамика годового числа часов использования блоков с агрегатами К-200-130 и Т-100-130

Все затраты по сравниваемым вариантам должны приниматься в сопоставимых ценах одного (расчетного) года. Для этого используются коэффициенты перевода цен данного года в цену другого (расчетного) года.

В суммарные капитальные затраты и годовые эксплуатационные расходы по каждому из вариантов можно не включать те составляющие затрат, которые являются общими для всех сравниваемых вариантов.

Показатели сравнительной экономической эффективности капитальных вложений. При сравнении вариантов окончательное решение принимается на основе комплексного анализа стоимостных и натуральных показателей. Вариант, требующий меньших капитальных затрат и годовых эксплуатационных расходов, по стоимостным характеристикам является наивыгоднейшим. При одинаковых капитальных вложениях, но разных уровнях себестоимости наилучшим будет вариант с наименьшей себестоимостью.

Снижение себестоимости при одновременном повышении капитальных вложений (в результате роста технической вооруженности) еще не свидетельствует о народнохозяйственной эффективности, так как капиталовложения могут оказаться чрезмерно большими. Поэтому только комплексный учет капитальных затрат и годовых эксплуатационных расходов может дать экономически правильное решение.

В простейшем случае при сроке строительства рассматриваемых вариантов, не превышающим одного года, и неизменных во времени годовых эксплуатационных расходах, соизмерение капитальных затрат и годовых эксплуатационных расходов производится путем подсчета приведенных затрат Z по формуле¹

$$Z = S + E_n K, \text{ руб./год}, \quad (\text{VII-15})$$

где K — единовременные капитальные затраты, руб.; E_n — нормативный коэффициент эффективности, принимаемый в настоящее время в теплоэнергетике равным $0,12 \text{ 1/год}^2$; S — ежегодные издержки (годовые эксплуатационные расходы), руб./год.

¹ Капитальные затраты и годовые эксплуатационные расходы, входящие в уравнения (VII-15) ÷ (VII-17), должны подсчитываться при соблюдении условий сопоставимости.

² При определении экономической эффективности объектов комплексного назначения, имеющих важное народнохозяйственное значение, допускается при наличии обоснования снижение значения нормативного коэффициента эффективности [21].

Взаимосвязь показателей, входящих в это уравнение, изображена на рис. VII-6. С увеличением капитальных затрат в оптимизируемый объект вначале (в общем случае) наблюдается снижение годовых эксплуатационных расходов ввиду уменьшения трудовых затрат, топлива, материалов, энергии и др. При чрезмерно больших капитальных затратах может начаться увеличение годовых эксплуатационных расходов из-за роста амортизационных отчислений, затрат на текущий ремонт и др. Можно найти такие капитальные затраты, которым соответствуют минимальные эксплуатационные расходы K_s .

Кривая изменения приведенных затрат проходит через минимум при значениях капитальных затрат $K_3 < K_s$. Если через точку K_3 , соответствующую минимуму приведенных затрат, провести вертикаль, то она пересечет кривую $S=f(K)$ в точке a . Тангенс угла наклона касательной к кривой $S=f(K)$ в точке a будет равен нормативному коэффициенту эффективности E_n ¹.

Из рассмотрения рис. VII-6 следует, что, как показано на схеме, увеличение капитальных затрат целесообразно до величины K_3 , так как это ведет к снижению годовых эксплуатационных расходов, приведенных затрат и соответствует сравнительно высоким значениям коэффициента эффективности. Дальнейшее увеличение капитальных затрат нецелесообразно, так как вначале ($K_3 < K < K_s$) это ведет к росту приведенных затрат (при некотором снижении годовых эксплуатационных расходов) и низким значениям коэффициента эффективности (при $K=K_s$ величина коэффициента эффективности равна нулю), а затем (при $K > K_s$) — к росту эксплуатаци-

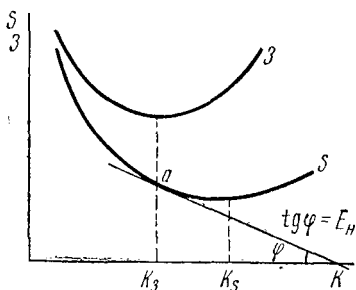


Рис. VII-6. Схема взаимосвязей капитальных затрат K , годовых эксплуатационных расходов S и коэффициента эффективности E

¹ Из уравнения (VII-15) в точке минимума приведенных затрат $\frac{dZ}{dK} = \frac{dS}{dK} + E_n$. Отсюда $E_n = -\frac{dS}{dK}$.

онных расходов, приведенных затрат и отрицательным значениям коэффициента эффективности.

На рис. VII-7 показаны возможные соотношения экономических показателей по двум сравниваемым вариантам. Выбор оптимального варианта производится в зависимости от параметра l .

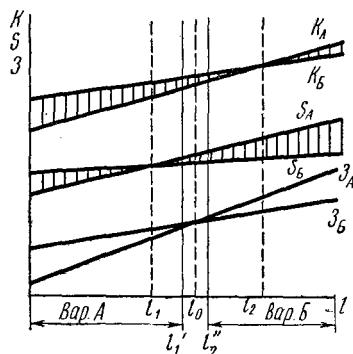


Рис. VII-7. Схема возможных зон соотношений экономических показателей сравниваемых вариантов

Этим параметром, отложенным по оси абсцисс, может быть, например, производительность компрессоров при паровом (вариант Б) или электрическом (вариант А) приводе; расстояние между двумя географическими точками, в зависимости от которого целесообразно перевозить топливо по железной дороге (вариант А) для последующего его сжигания на электростанции или передавать электроэнергию, произведенную на месте добычи топлива (вариант Б).

Как следует из рисунка, при $l < l_1$ целесообразен вариант А, так как $K_A < K_B$ и $S_A < S_B$. При $l > l_2$ имеем обратное соотношение экономических показателей и более целесообразным является вариант Б.

Для определения целесообразного варианта в зоне между l_1 и l_2 необходимо найти приведенные затраты по вариантам А и Б. При $l = l_0$ приведенные затраты по сравниваемым вариантам равны между собой. Вертикаль, проходящая через точку l_0 , разделяет зону $l_1 - l_2$ на две части; при $l > l_0$ и $l < l_0$.

Учитывая степень точности исходных данных, используемых при технико-экономических расчетах, следует на графике дополнительно выделить определенную зону, прилегающую к точке $l = l_0$, в которой варианты А и Б по стоимостным показателям практически равноэкономичны. Следовательно, весь возможный диапазон изменения параметра l можно разделить на три зоны, в которых по стоимостным показателям предпочтительнее использовать вариант А (при $l < l'_1$), вариант Б (при $l > l'_2$) и равноэкономичную зону ($l'_1 < l < l'_2$). Оконча-

тельный выбор оптимального варианта должен быть проведен с учетом не только денежных, но и натуральных показателей.

Аналогичные зависимости имеют место при выборе расчетных температур теплоносителей в тепловой сети, температуры уходящих газов парогенераторов, промышленных печей, оптимальных поверхностей теплообменников и т. п.

Если в общем случае срок строительства превышает 1 год и ежегодные издержки по сравниваемым вариантам меняются по годам расчетного периода T , тогда формула приведенных затрат может быть записана в виде [21]

$$\sum_{i=1}^T Z = \sum_{i=1}^T (E_n K_i + \Delta S_i) (1 + E_{н.п})^{t_n - i} \text{ руб./год}, \quad (\text{VII-16})$$

где K_i — капитальные затраты в i -й год рассматриваемого расчетного периода T , руб; $\Delta S_i = S_i - S_{i-1}$ — разность годовых эксплуатационных расходов в i -й год и предшествующий, руб./год; t_n — год (срок), к которому приводятся затраты.

При рассмотрении сложного комплексного варианта, в который входят объекты, относящиеся к разным отраслям, приведенные затраты подсчитываются по выражению

$$\sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^T (E_{nj} K_{ji} + \Delta S_{ji}) (1 + E_{н.п})^{t_n - i} \text{ руб./год}, \quad (\text{VII-17})$$

где E_{nj} — нормативный коэффициент эффективности для отрасли, 1/год; n — количество отраслей, входящих в рассматриваемый комплексный вариант; K_{ji} , ΔS_{ji} — капитальные затраты и разность годовых эксплуатационных расходов по отрасли j в год i .

При выборе оптимального варианта могут быть использованы экстремальный, вариантный методы расчетов или их сочетание, а также разностный метод и метод обобщенной разности приведенных затрат.

Для использования *экстремального метода* необходимо предварительно выразить в аналитической форме все составляющие приведенных затрат в функции от искомого параметра. Тогда величина оптимального параметра

может быть найдена, если продифференцировать выражение приведенных затрат по искомому параметру и приравнять первую производную нулю. (Необходимо также убедиться, что вторая производная положительна.)

Экстремальный метод нахождения оптимального варианта (параметра), позволяющий без перебора вариантов решить поставленную задачу, обладает и определенными недостатками. К ним относятся:

а) невозможность во многих случаях достаточно точно отразить экономические характеристики в аналитической форме и, следовательно, неизбежность внесения в расчет определенных погрешностей;

б) невозможность определения изменения приведенных затрат при отклонении от «оптимальной точки».

Между тем учет шкалы стандартов на оборудование, точности технико-экономических расчетов требуют знания величины изменения приведенных затрат при отклонении от «оптимальной точки». Кроме того, для множества задач кривая изменения приведенных затрат вблизи точки минимума имеет весьма пологий характер, т. е. проявляется устойчивость экономической характеристики. В этом случае можно установить «оптимальную зону», в пределах которой с учетом натуральных показателей может быть выбран оптимальный вариант.

Основным преимуществом экстремального метода является непосредственное нахождение оптимального варианта, а также простота анализа влияния отдельных факторов на показатели оптимального варианта.

При *вариантном методе* необходимо по каждому из рассматриваемых вариантов установить приведенные затраты, а затем сравнить их между собой для выбора оптимального. Если при таком сравнении не обнаруживается точка минимума, то необходимо расширить круг рассматриваемых вариантов (в пределах технически возможных вариантов). Это часто требует перебора большого количества вариантов.

Наиболее рациональным может явиться сочетание экстремального и вариантного методов. В этом случае вначале экстремальным методом устанавливается приближенное значение искомого параметра, находящееся в области минимума приведенных затрат. Затем, определив приведенные затраты по ограниченному количеству вариантов, находящихся в области минимума, можно

установить оптимальную зону, внутри которой на основе комплексного анализа стоимостных и натуральных показателей выбирается оптимальный вариант.

Разностный метод заключается в определении разности приведенных затрат по сравниваемым вариантам, учитывающей только те затраты, по которым различаются варианты. Это позволяет упростить установление величины экономии в приведенных затратах.

При разработке новых конструкций агрегатов, энерготехнологических схем, когда отсутствует точная и полная информация, может быть использован *метод обобщенной разности приведенных затрат*¹. По этому методу разность приведенных затрат относится к специально выбранному показателю или их группе, характерному для рассматриваемой задачи. Это позволяет провести предварительный анализ условий сравнительной эффективности вариантов.

При внедрении новой техники на действующем предприятии должен быть рассмотрен вопрос об основных фондах, высвобождающихся при внедрении новой техники.

Если эти фонды могут быть использованы в производстве, то дополнительных потерь от замены старой техники новой не произойдет. Если эти фонды не смогут быть использованы, то к капитальным затратам на новую установку K_n должны быть прибавлены отчисления на реновацию по старой установке $\alpha_{\text{рен}} K_{\text{ст}}$ ² за период, равный разности срока службы и времени эксплуатации старой установки $(T_{\text{сл}} - T_{\text{эксп}})$ ³.

$$K = K_n + \alpha_{\text{рен}} \cdot K_{\text{ст}} (T_{\text{сл}} - T_{\text{эксп}}) \text{ руб.} \quad (\text{VII-18})$$

При $T_{\text{сл}} \leq T_{\text{эксп}}$ величина K принимается равной K_n .

Суммарная экономия годовых эксплуатационных расходов равна разности между эксплуатационными расходами по старой $S_{\text{ст}}$ и новой S_n установкам:

$$S = S_{\text{ст}} - S_n \text{ руб./год.} \quad (\text{VII-19})$$

¹ См.: Ключников А. Д. Методика энергоэкономического анализа тепловых схем топливных печей. «Энергетика», 1973, № 1.

² Величина ежегодных отчислений на реновацию $\alpha_{\text{рен}}$ выражена в долях от капитальных затрат.

³ При этом принимается, что затраты на демонтаж старой установки примерно равны ее остаточной стоимости. Если это равенство не соблюдается, то дополнительно необходимо учесть разность затрат на демонтаж и остаточную стоимость.

Так, например, если использование новых котельных агрегатов приводит к тому, что часть старой заводской котельной должна быть остановлена и демонтирована, то отчисления на реновацию по старой части котельной за период, равный разности срока службы и времени ее эксплуатации, должны быть прибавлены к капитальным затратам по варианту использования новых котельных агрегатов. Таким образом, эта неамортизированная часть капитальных затрат на котельную должна окупиться экономией от внедрения новой техники.

§ VII-4. Определение экономической эффективности прикладных научно-исследовательских работ

Оценка экономической эффективности прикладных научно-исследовательских работ необходима как для отбора тем, подлежащих разработке, так и для определения ожидаемого эффекта от использования их в народном хозяйстве.

Поскольку затраты на проведение научно-исследовательских работ и их реальный экономический эффект могут быть уточнены после их завершения, то предварительно подсчитывается потенциал экономической эффективности.

Этим расчетам должно предшествовать приведение вариантов в сопоставимый вид. Величина потенциала экономической эффективности $\Delta Z_{\text{нпр}}$, отнесенная к году, определяется по выражению

$$\Delta Z_{\text{нпр}} = [(\bar{S}_1 + E_n \bar{K}_1) - (\bar{S}_2 + E_n \bar{K}_2)] V \text{ руб./год}, \quad (\text{VII-20})$$

где $\bar{S}_1, \bar{S}_2$ — себестоимость единицы продукции до и после использования результатов научно-исследовательских работ, руб./ед.прод.; $\bar{K}_1, \bar{K}_2$ — удельные капитальные затраты до и после использования результатов научно-исследовательских работ, $\frac{\text{руб.}}{\text{ед. прод./год}}$; V — годовой объем выпускаемой продукции, ед. прод./год.

Если в результате внедрения научно-исследовательской работы будут изменяться не только затраты на производство продукции, но и ее потребительские свойства, то изменение приведенных затрат необходимо подсчитывать как сумму, получаемую в сфере производства и в сфере потребления этой продукции.

Внедрению результатов научно-исследовательской работы предшествуют предпроизводственные работы, включающие: исследовательские, проектно-конструкторские, технологические и по подготовке производства, освоению и организации производства.

При оценке затрат на предпроизводственные работы следует учитывать их одновременность путем приведения по формуле сложных процентов (VII-13) к первому году внедрения результатов научной работы в производство.

Показатель характеристики эффективности научно-исследовательской работы в i -й год внедрения устанавливается по формуле

$$\gamma = \frac{\Delta Z_{\text{нпр } i}}{\sum_{i=1}^T K_{\text{нпр } i} (1 + E_{\text{н.п}})^{\tau-i}}, \quad (\text{VII-21})$$

где $\Delta Z_{\text{нпр } i}$ — потенциал экономической эффективности научно-исследовательской работы в i -й год; $K_{\text{нпр } i}$ — предпроизводственные затраты в i -й год; τ — год приведения затрат; T — расчетный период.

Суммарная потенциальная экономия в приведенных затратах может быть, по мнению автора, подсчитана по выражению

$$\Delta Z = \sum_{i=1}^T \left(\frac{1}{T} \Delta Z_{\text{нпр } i} - E_{\text{н}} K_{\text{нпр } i} \right) (1 + E_{\text{н.п}})^{\tau-i} \text{руб./год.} \quad (\text{VII-22})$$

Наряду с указанным показателем для оценки эффективности научно-исследовательских работ в ряде случаев используют систему косвенных показателей: количество внедренных научно-исследовательских работ, количество полученных авторских свидетельств на открытия и изобретения, число защищенных докторских и кандидатских диссертаций, количество изданных книг и опубликованных статей в специальных журналах и др. Результирующий (интегральный) показатель этой системы устанавливается методом балльно-индексной оценки (табл. VII-1).

Уровень показателей оценивается в баллах по пятибалльной, десятибалльной или стобалльной системе. В примере использована десятибалльная система. Индекс баллозначимости (в %) отражает сравнительную

значимость (важность) каждого показателя. Перемножив величины баллов по каждому показателю на соответствующие индексы баллозначимости, получим взвешенные баллы, сумма которых представляет собой

Таблица VII-1

Определение результирующих взвешенных баллов

№ п/п	Показатели	Отдел А			Отдел Б		
		балл	индекс балло- значи- мости, %	взвешен- ный балл	балл	индекс балло- значи- мости, %	взвешен- ный балл
1	Количество внедренных научно-исследовательских работ	4	18	72	2	18	36
2	Количество авторских свидетельств	7	12	84	9	12	108
3	Количество защищенных докторских диссертаций	—	30	—	2	30	60
4	Количество защищенных кандидатских диссертаций	8	17	136	6	17	102
5	Количество изданных книг	5	18	90	7	18	126
6	Количество опубликованных статей	9	5	45	6	5	30
Итого			100	427		100	462

результирующий косвенный показатель. В рассматриваемом примере отдел Б имеет несколько более высокий результирующий косвенный показатель ($\sim$ на 7%).

Недостаток балльно-индексного метода заключается в определенной произвольности экспертных оценок. Степень достоверности результирующей оценки во многом зависит от тщательности подбора специалистов-экспертов, их количества и обработки данных экспертизы методами математической статистики.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ И ПЛАНИРОВАНИЕ В ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ

§ VIII-1. Основные понятия и этапы прогнозирования

Прогнозирование представляет собой вид познавательной деятельности людей, направленный на исследование будущего, вероятностное суждение о будущем. Прогнозирование может быть краткосрочным, среднесрочным, долгосрочным и весьма долгосрочным (глобальным). Классификацию прогнозов по времени (периодам) целесообразно связывать с ожидаемыми сроками решения поставленных в прогнозе проблем или с определенными этапами развития отрасли промышленности. В этом случае может быть рекомендовано следующее деление по прогнозируемым периодам [12].

Краткосрочное прогнозирование — прогнозирование, увязанное с оперативным и текущим планированием, охватывающее период от последующих суток до нескольких лет текущей пятилетки. Примерами краткосрочного прогнозирования являются прогноз суточных и годовых графиков тепловой нагрузки, приточности воды в водохранилищах ГЭС, оказывающей влияние на использование тепловых электростанций, и др.

Среднесрочное прогнозирование — прогнозирование на период, определяемый реализацией известных в настоящее время технических решений и составляющий примерно 8—11 лет. За это время возможны проектирование, сооружение и ввод в эксплуатацию объектов, реализующих известные технические идеи.

Долгосрочное прогнозирование — прогнозирование на период, увязанный с долгосрочными программами развития народного хозяйства в целом. Например, прогноз развития предприятия или отрасли на 15—20 лет, увязанный с перспективными планами развития народного хозяйства на 1975—1990 гг.

Весьма долгосрочное прогнозирование — прогнозирование на отдаленный период, когда могут быть реализованы принципиально качественно новые идеи. Например, прогноз технического развития отрасли на 2000 г.¹

Прогнозирование может быть нормативным, изыскательским или комплексным.

При *нормативном подходе* задаются определенной целью и прогнозируют средства ее достижения. Например, задается уровень производства электроэнергии, тепла на определенный этап и рассматриваются пути его достижения.

При *изыскательском подходе* прогнозируется возможное развитие и использование известных научно-технических решений.

Комплексный подход основывается на учете при прогнозировании конечной цели и развития имеющихся научно-технических решений.

Прогнозирование может проводиться на различных уровнях: на уровне страны, отрасли народного хозяйства, всесоюзного промышленного объединения, производственного объединения, предприятия или его энергетического хозяйства. Причем во всех случаях прогнозирование должно иметь своей целью достижение наилучших показателей для народного хозяйства страны в целом.

Результаты прогнозов используются при разработке соответствующих планов (оперативных, текущих, пятилетних, перспективных², а в случае весьма отдаленного периода рассматриваются как предплановая стадия. Обычно прогнозы охватывают период более длительный, чем планы, для обоснования которых они предназначены.

Каждый вид прогнозирования, так же как и планирования, имеет свои конкретные задачи, исходную информацию, методы расчетов, рассматривает различные периоды времени. В то же время все виды прогнозирования имеют между собой многочисленные прямые и обратные связи и направлены на решение общей народнохозяйственной задачи повышения эффективности производства.

Переход к более отдаленным периодам прогнозиро-

¹ Прогнозы могут быть и на очень отдаленную перспективу, т. е. за пределами 2000 г.

² См. [19] и др.

вания связан с уменьшением достоверности прогноза, расширением количества возможных вариантов и повышением влияния прогноза (активности прогноза).

Составленный на основе прогноза план технического развития на следующий год может почти полностью совпасть с фактическим положением, либо рассматривать очень ограниченное количество вариантов и тогда активность прогноза, с точки зрения его воздействия на ход технического развития, будет небольшой. В то время как долгосрочное прогнозирование, обладающее меньшей достоверностью и рассматривающее большее количество вариантов, обеспечивает реальную возможность активного воздействия на техническое развитие. Это обстоятельство вызывает необходимость проведения долгосрочных прогнозов. Однако чрезмерное отдаление прогнозируемого периода резко снижает достоверность и ценность прогноза.

В постановлении ЦК КПСС и Совета Министров СССР «О мероприятиях по повышению эффективности работы научных организаций и ускорению использования в народном хозяйстве достижений науки и техники»¹, указывается, что по важнейшим проблемам народного хозяйства и отдельных его отраслей должны разрабатываться научно-технические прогнозы на 10—15 лет и более.

В соответствии с решением XXIV съезда КПСС принято постановление о разработке долгосрочного перспективного плана развития народного хозяйства Советского Союза на 1976—1990 гг.²,

Предвидение перспектив развития и их влияние на народное хозяйство и, в частности, энергетику особенно важно в настоящее время, когда значительно ускорился научно-технический прогресс.

В современных условиях возросла необходимость в прогнозах при разработке не только перспективных, но и текущих планов.

Прогнозирование, опирающееся на данные современного этапа и исследующее будущее, в то же время определяет и наши ближайшие планы.

Прогнозы развития отдельных отраслей и их энерге-

¹ См.: «Правда», 28 октября 1968 г.

² См.: Брежнев Л. И. О пятидесятилетии образования Союза Советских Социалистических Республик. М., 1972, с. 54.

тического хозяйства должны вытекать из прогноза развития всего народного хозяйства. При детализации прогноза развития данной отрасли наряду с требованиями, предъявляемыми народным хозяйством в рассматриваемый период, необходимо учитывать конкретные технико-экономические, социальные и другие условия осуществления этого прогноза. Кроме того, рассматривая прогнозирование в данной отрасли, все решения можно, по предложению академика Стыриковича М. А., разделить на три группы. К первой группе относятся те конкретные решения, которые целесообразны почти во всех рассматриваемых вариантах развития. Эти решения могут быть приняты к реализации в первую очередь. Ко второй группе относятся решения, которые, вероятно, понадобятся, но с их реализацией можно еще подождать. Окончательное мнение по ним может быть дано через определенный период времени. К третьей группе относятся решения, по которым в настоящее время не ожидается большего эффекта. Окончательное суждение по ним должно быть отложено на более отдаленный период.

Таким образом, рассматривая окончательное решение отдельных вопросов по этапам (в пределах допустимого срока), можно повысить экономическую эффективность развития данной отрасли и народного хозяйства в целом.

Прогноз развития данной отрасли промышленности и ее энергетического хозяйства основывается на детальном анализе существующих и разрабатываемых производственных процессов и определении наиболее вероятного их сочетания и развития в рассматриваемый период.

Работа по составлению прогноза отрасли (подотрасли, предприятия, энергохозяйства) состоит из следующих этапов [12]: проведение обзоров технического и экономического состояния; обоснование прогнозируемого периода; анализ и формулировка основных задач отрасли в прогнозируемый период; анализ и прогнозная характеристика научно-технического потенциала развития отрасли; балансирование задач развития отрасли и составляющих научно-технического потенциала; разработка прогноза технического развития отрасли; использование прогноза для целей планирования.

Отдельные этапы прогнозирования и их взаимосвязи показаны на рис. VIII-1.

Обзоры технического и экономического состояния отрасли и ее энергетического хозяйства должны отражать современное состояние; содержать сопоставление технико-экономических показателей отдельных предприятий

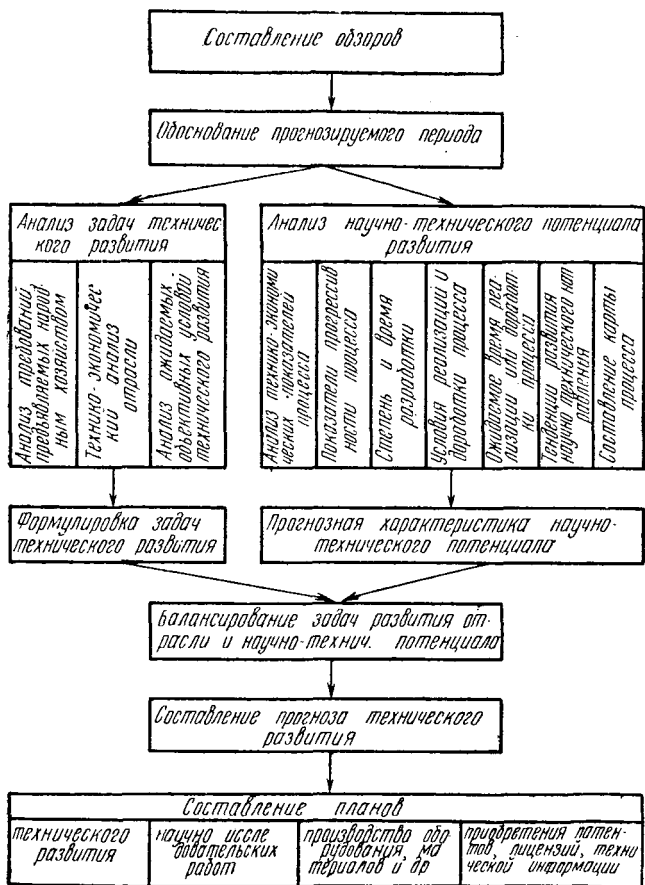


Рис. VIII-1. Схема построения прогноза развития отрасли (подотрасли, предприятия)

между собой, а также с зарубежными производствами, данные о патентах, авторских свидетельствах и др.; основываться на изучении новой техники и технологии, создание которых находится на различных стадиях: про-

мышленного использования, полупромышленного освоения, проектирования, научного исследования.

Анализ задач технического развития отрасли и ее энергетического хозяйства содержит: анализ требований, предъявляемых народным хозяйством к данной отрасли в прогнозируемый период; комплексный технико-экономический анализ отрасли и ее энергетического хозяйства; анализ ожидаемых объективных условий, в которых будет осуществляться техническое развитие отрасли и ее энергетического хозяйства в прогнозируемый период.

К требованиям народного хозяйства могут, например, относиться: обеспечение потребности народного хозяйства в продукции данной отрасли; обеспечение роста производительности труда; использование технологических процессов, обеспечивающих минимальные загрязнения воздушного и водного бассейнов; обеспечение рационального топливно-энергетического баланса, уровня экономических показателей и др.

Комплексный технико-экономический анализ отрасли и ее энергетического хозяйства служит для установления основных количественных показателей производственно-хозяйственной деятельности, выявления процессов, требующих улучшения или замены, и резервов производства, определения потребности в продукции других отраслей, включая потребность в топливе, тепле, электроэнергии, кислороде и др.

Объективные условия, в которых будет осуществляться развитие отрасли и ее энергетического хозяйства, определяются технико-экономическими характеристиками используемого сырья, топлива, материалов, энергоносителей, возможным размером капиталовложений и их динамикой по годам прогнозируемого периода и др.

Результатом анализа указанных вопросов должна быть формулировка задач технического развития отрасли (подотрасли, предприятия, энергетического хозяйства).

Анализ научно-технического потенциала должен дать объективную технико-экономическую характеристику отдельных направлений развития отрасли (подотрасли, предприятия, энергетического хозяйства).

Первым этапом анализа является изучение технического состояния отрасли и ее энергохозяйства в СССР и за рубежом, а также ознакомление с возможными направлениями технического развития.

Большое значение имеет рассмотрение показателей, характеризующих прогрессивность процессов. К ним, например, относятся рост производительности труда, повышение качества продукции, повышение фондоотдачи, снижение расходов топлива и энергии, повышение прибыли и рентабельности.

Самостоятельное значение имеет анализ степени и стадии разработки, т. е. подготовленности к промышленному использованию (поисковые исследования, лабораторные исследования, проектирование, промышленные испытания, единичное или широкое использование в промышленности).

Вероятные сроки реализации должны указываться по отдельным оценкам: минимальный, средний, максимально допустимый.

Тенденции развития данного научно-технического направления могут свидетельствовать о повышении, устойчивости или снижении промышленного значения процесса. Эти тенденции определяются на основе количественного анализа информации, фактов использования достижений науки и техники.

На основе проведенного анализа составляется прогнозная характеристика научно-технического потенциала. Эта характеристика сопоставляется с задачами технического развития и производится их балансирование, т. е. установление степени соответствия.

Следующим этапом является составление прогноза технического развития, в котором могут быть указаны различные варианты (максимальный, минимальный, наиболее вероятный).

Прогноз технического развития должен рассматриваться как основа для планирования, при котором будут уточняться технические и экономические показатели. В их состав входят план технического развития; план научно-исследовательских работ; план производства оборудования, материалов; план приобретения патентов, лицензий, технической информации.

Прогнозирование развития энергетического хозяйства промышленных предприятий, подотраслей и отраслей тесно связано прямыми и обратными связями с прогнозом масштабов и технологии этих предприятий (отраслей), баланса топливно-энергетических ресурсов экономических районов и страны в целом, развития энергетических систем и их объединений.

Важное самостоятельное значение имеют выбор энергоносителей и прогнозирование их удельных расходов, прогнозирование рациональных схем энергоснабжения.

Характер изменения во времени удельных расходов энергоносителей складывается под влиянием большего количества факторов, действующих в противоположных направлениях. Так, снижение удельных расходов тепла происходит под влиянием: повышения к. п. д. теплоиспользующих аппаратов в связи с увеличением их мощностей и усовершенствованием конструкций; рационализации технологических процессов, не требующих многократного охлаждения и нагрева материала; замены расхода тепла электроэнергией; увеличения удельного веса менее энергоемкой продукции; роста производительности оборудования и др.

Повышение удельных расходов тепла происходит под влиянием: увеличения доли энергоемких видов продукции (производство пластмасс, химических волокон и др.), усложнения процессов термической обработки материалов; роста расходов тепла на вентиляцию производственных помещений и др.

Прогнозирование в промышленной энергетике создает базу для плановых и проектных решений.

§ VIII-2. Методы прогнозирования

Процесс составления прогноза можно разделить на ряд этапов¹:

формулировка задания на прогноз;

формирование групп управления и методического обеспечения прогнозной разработки. Задачей группы управления, в которую входят крупнейшие специалисты в данной области, являются анализ и интерпретация промежуточных и окончательных результатов прогноза, консультирование членов группы методического обеспечения, контроль и управление процессом прогнозного исследования. В функцию группы методического обеспечения входят:

непосредственная организация и проведение прогнозного исследования с использованием комплекса программ;

формирование банка данных о прогнозируемой области. Банк данных должен содержать статистические, об-

¹ По материалам VI Киевского симпозиума по науковедению и научно-техническому прогнозированию, 1972.

зорные, прогнозные и другие материалы, а также каталог организаций и специалистов в данной области;

предпрогнозная ориентировка и формирование исходной проблемы. Этот этап состоит во всестороннем анализе современного состояния, тенденций развития прогнозируемой области в стране и за рубежом, в разработке четкой формулировки исходной проблемы;

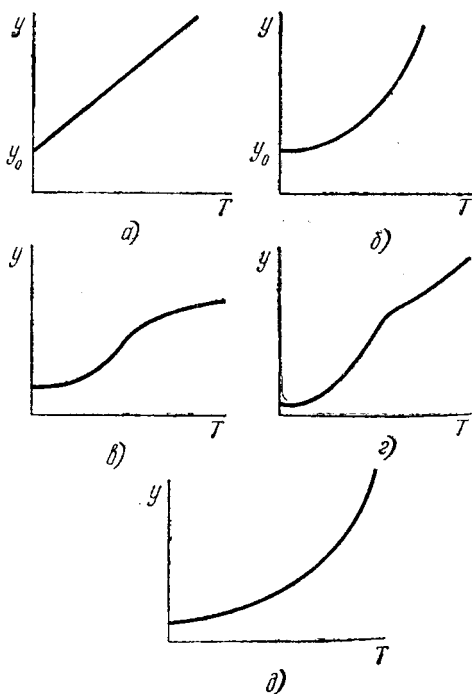


Рис. VIII-2. Характеристики тенденций

проведение прогнозных расчетов и обработка результатов;

проведение качественного и количественного анализа прогнозных данных. Результатом анализа должно быть выявление возможных вариантов решения исследуемой проблемы, определение относительной важности промежуточных проблем;

формулирование гипотезы о путях решения исследуемой проблемы и подготовки документации. Разработка

прогноза должна проводиться с учетом стоимости реализации отдельных вариантов.

В настоящее время известно более ста различных методических приемов и способов научно-технического прогнозирования [36]. Их можно сгруппировать в следующие классы: методы экстраполяции и интерполяции, методы экспертной оценки, методы моделирования.

Методы экстраполяции позволяют определить будущее на базе тенденций, наблюдаемых в прошлом. Тенденция, т. е. характер изменения во времени рассматриваемого показателя, является часто результатом взаимодействия большого количества внешних и внутренних факторов. Поэтому в рассматриваемом периоде тенденция сохраняется, если не изменяются состав влияющих факторов и их значимость. В остальных случаях может наблюдаться изменение тенденции во времени.

Характеристики тенденций на рассматриваемый период можно приближенно разделить на 4 группы.

К первой группе относится линейный рост показателя (рис. VIII-2, а). Аналитическая зависимость выражается уравнением прямой:

$$y = y_0 + aT, \quad (\text{VIII-1})$$

где y_0 — значение показателя на исходном этапе ($T=0$); a — среднегодовой темп роста; T — период (в годах), отсчитываемый от исходного этапа.

К второй группе относится экспоненциальный рост показателя (рис. VIII-2, б)

$$y = y_0 + aT^n, \quad (\text{VIII-2})$$

где n — константа безразмерная ($n > 1$).

К третьей группе относится логистический рост показателя (рис. VIII-2, в) по уравнению

$$y = \frac{n}{1 + ae^{-mT}}, \quad (\text{VIII-3})$$

где m — константа, 1/год; n — константа, характеризующая верхний предел показателя y .

К четвертой группе относятся различные сочетания тенденций, например, дважды экспоненциальный рост: крутой подъем с последующим переходом на более пологую кривую (рис. VIII-2, г) или медленный экспоненци-

альный рост, сменяющийся более быстрым ростом (рис. VIII-2, д).

Использование той или иной зависимости определяется конкретным содержанием исследуемой проблемы. Например использование логистической кривой может оказаться целесообразным при исследовании функциональных характеристик, приближающихся к своим абсолютным пределам: скорости света, абсолютному нулю температуры, нулевому давлению, коэффициенту полезного действия, равному единице и т. п.

Для прогнозирования с использованием экстраполяции широко используется метод корреляции [44 и др.]. Например, прогноз теплотребления может производиться на основе коррелятивных связей с объемом промышленной продукции, величиной производственных фондов, числом жителей и др.

Интерполяция может использоваться в случае, когда известны (заданы) конечная величина (цель) и изменение показателя за прошлый период.

Рассматриваемый класс методов характеризуется сравнительной простотой использования, но не позволяет непосредственно учесть перспективы технических и социальных сдвигов, не дает экономической оценки прогнозируемым вариантам.

Методы экспертных оценок основываются на материалах высококвалифицированных специалистов, которые затем статистически обрабатываются и обобщаются. Эти методы разделяются на индивидуальные и коллективные.

Индивидуальные оценки образуются на основе:

беседы прогнозиста с экспертом, в ходе которой прогнозист по заранее разработанной программе задает эксперту ряд вопросов;

длительной работы эксперта по анализу тенденций и прогнозу на будущее.

Важным мероприятием по повышению точности и глубины прогнозов является привлечение к экспертизе коллектива компетентных специалистов. Коллективная экспертная оценка проводится разнообразными методами.

Один из распространенных методов¹ включает ряд

¹ Этот метод получил название «Паттерн». Английское слово PATTERN означает «шаблон», «модель», «схема», составлено по первым буквам слов Planning Assistance Through Technical Evaluation Relevance Number (помощь планированию посредством относительных показателей технической оценки) [26].

взаимосвязанных блоков (рис. VIII-3): сценарий, перспективы развития науки и техники, дерево цели, коэффициенты относительной важности, коэффициенты состояния разработки и сроков, коэффициенты взаимной полезности. Все материалы обрабатываются на ЭВМ. Их результатом является прогнозная оценка на данный этап.

Разработка сценария заключается в установлении ус-

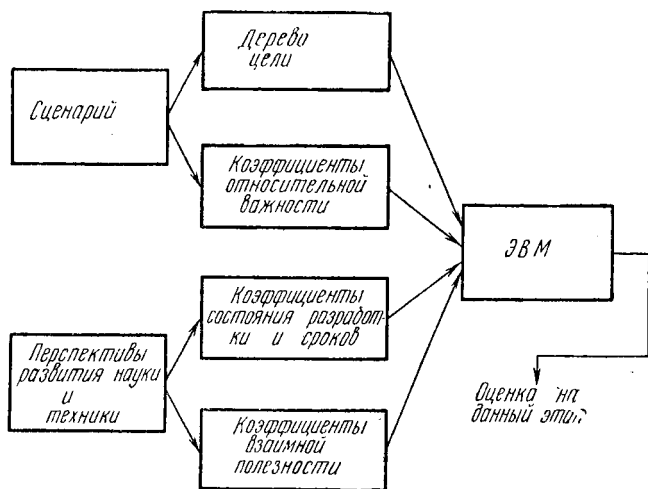


Рис. VIII-3. Основные блоки метода ПАТТЕРН

ловной картины (динамической модели) будущего. Для этого привлекаются высококвалифицированные ученые и специалисты в рассматриваемой области.

Выявленная в сценарии главная цель детализируется на отдельные подцели, каждая из которых разделяется на более частные задачи и т. д. Упорядочение и взаимная согласованность главной цели с подцелями, частными задачами и другими и их распределение по степени важности, называемое ранжированием, можно представить в виде ветвящейся фигуры, имеющей ряд уровней — дерева цели. Иерархическое дерево цели строится на логической основе сверху вниз, исходя из сценария, поэтапно, уровень за уровнем так, чтобы мероприятия последующего уровня обеспечивали задачи предыдущего. Дерево цели содержит только те проблемы, которые требуют науч-

но-технической разработки и изготовления. Остальные, обеспеченные промышленностью и наукой, исключаются из рассмотрения. Таким образом, этот метод служит для анализа нерешенных задач и прогнозирования их выполнения.

Для каждого уровня дерева целей эксперты должны

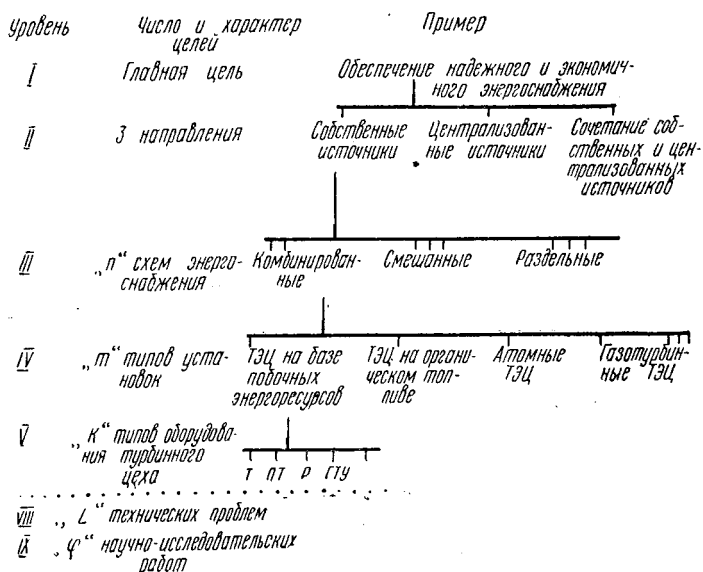


Рис. VIII-4. Схема дерева цели задачи рационального энергоснабжения

установить коэффициенты относительной важности всех его элементов, выраженные в долях единицы. Присвоение коэффициентов относительной важности может проводиться в несколько туров. Величины, установленные на первом туре, анализируются, и специалисты, поставившие коэффициенты, значительно отличающиеся от средних, должны на втором туре объяснить причины, которыми они руководствовались. Цель этого состоит в том, чтобы обеспечить одинаковую глубину понимания всеми экспертами. Затем проводится второй тур. Количество туров зависит от квалификации специалистов и их опыта. В среднем для групп, состоящих из 10—12 хо-

рошо подобранных экспертов, достаточно трех туров [26].

На рис. VIII-4 показано схематически дерево цели для задачи рационального энергоснабжения развивающегося промышленного предприятия.

На каждом уровне материалы экспертных оценок оформляются в виде матрицы (табл. VIII-1).

Таблица VIII-1

Общий вид матрицы

Критерий	Удельный вес критерия	Элементы уровня						
		a	b	c		i		n
α	F_α	Z_α^a	Z_α^b	Z_α^c		Z_α^i		Z_α^n
β	F_β	Z_β^a	Z_β^b	Z_β^c		Z_β^i		Z_β^n
γ	F_γ	Z_γ^a	Z_γ^b	Z_γ^c		Z_γ^i		Z_γ^n
.	.	.	.	.		.		.
ε	F_ε	Z_ε^a	Z_ε^b	Z_ε^c		Z_ε^i		Z_ε^n
.	.	.	.	.		.		.
ν	F_ν	Z_ν^a	Z_ν^b	Z_ν^c		Z_ν^i		Z_ν^n
		W_m^a	W_m^b	W_m^c		W_m^i		W_m^n

В первом столбце приводятся критерии оценки. Во втором — удельный вес каждого критерия, причем $\sum_{\varepsilon=\alpha}^{\nu} F_\varepsilon = 1$.

Для каждого критерия в горизонтальных строчках указываются коэффициенты относительной важности. Например, для элемента i по критерию α коэффициент относительной важности составляет Z_α^i . Сумма значений

коэффициентов относительной важности для каждого критерия должна быть равна единице, т. е. $\sum_{i=a}^n Z_i^e = 1$.

В последней горизонтальной строчке указываются средние арифметически взвешенные значения коэффици-

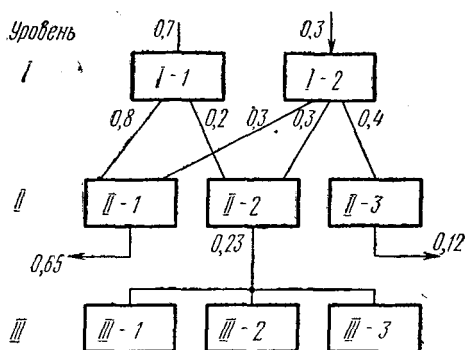


Рис. VIII-5. К расчету коэффициентов относительной важности

ентов относительной важности для каждого элемента уровня. Например, для колонки i величина $W_m^i = \sum_{e=\alpha}^v F_e \cdot Z_i^e$.

Сумма значений средних арифметических взвешенных также равна единице: $\sum_{i=a}^n W_m^i = 1$.

Расчет коэффициента относительной важности вдоль ветви дерева цели учитывает связи элемента данного уровня с одним или несколькими элементами вышестоящего уровня и определяется как сумма произведений соответствующих коэффициентов относительной важности. Пример расчета приводится к части дерева цели, изображенного на рис. VIII-5 [26].

Коэффициент относительной важности для элемента II-1 равен $W_{II-1}^{o.b.} = 0,7 \cdot 0,8 + 0,3 \cdot 0,3 = 0,65$. Аналогично для элементов II-2 и II-3, $W_{II-2}^{o.b.} = 0,7 \cdot 0,2 + 0,3 \cdot 0,3 = 0,23$; $W_{II-3}^{o.b.} = 0,3 \cdot 0,4 = 0,12$.

Важную роль играет определение состояния и возможных сроков завершения определенных работ, характеризующих коэффициентом состояния разра-

ботки и сроков. В основу их расчета положена следующая классификация этапов разработки: производственная готовность, техническое проектирование, перспективная разработка, поисковая разработка, теоретические исследования.

Под производственной готовностью понимается этап разработки, когда требования, предъявляемые к изделию, могут быть удовлетворены имеющимися техническими возможностями промышленности.

Техническое проектирование соответствует случаю, когда проблема технически решена, доказана возможность изготовления изделия на имеющемся оборудовании.

Перспективная разработка отражает этап, когда доказана принципиальная возможность создания изделия и изготавливается опытный образец.

Поисковая разработка соответствует этапу, когда проводятся работы для доказательства возможности технического решения проблемы и удовлетворения условиям эксплуатации, проверяются в лабораторных условиях возможные конструктивные решения. Теоретические исследования являются начальным этапом разработки.

Определение состояния, возможных сроков реализации разработок, а также необходимых затрат производится экспертами. Эти данные используются прежде всего для исключения из рассмотрения тех задач, которые близки к завершению, т. е. находящихся на стадии технического проектирования или производственной готовности.

Материалы экспертных оценок служат для построения характеристики изменения денежных затрат¹ по этапам цикла разработки (рис. VIII-6). Общая площадь под рассматриваемой кривой, соответствующая суммарным расходам, может быть разделена на две части: завершennую часть (площадка без штриховки) и часть, подлежащую разработке (заштрихованная площадка).

Отношение предстоящих затрат (заштрихованная площадка) к суммарным расходам представляет собой коэффициент состояния разработки

$$W^{cp} = \frac{\int_0^3 f(x) dx}{\int_0^2 f(x) dx}.$$

¹ Могут быть также построены характеристики необходимой численности работников.

При разработке подсистем (задач), входящих в данное дерево цели, принимаются во внимание возможности частичного использования результатов разработок одних подсистем для других, характеризующиеся коэффициентами взаимной полезности. Эти коэффициенты определяются специалистами и выражают относительное снижение затрат времени и других ресурсов.

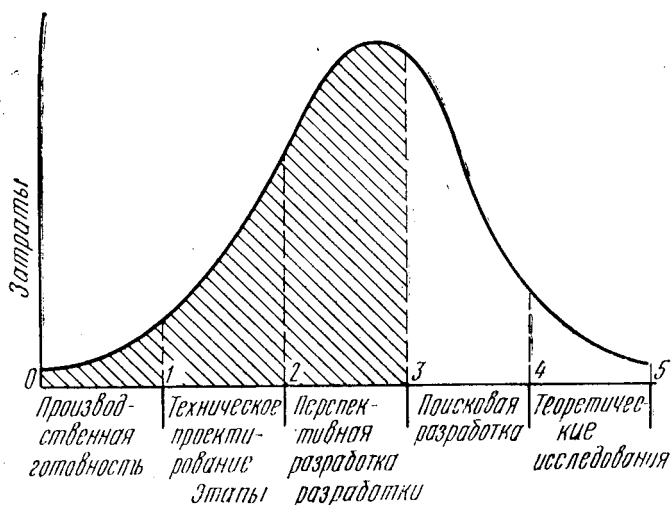


Рис. VIII-6. Характеристика изменения затрат по этапам цикла разработки

Указанные выше коэффициенты представляют собой исходную информацию, используемую для расчетов прогнозов на ЭВМ (см. рис. VIII-3).

Процесс прогнозирования на основе коллективных экспертных оценок осуществляется также при использовании ряда других методов. К ним, например, относится метод, при котором процесс генерации идей и их критической оценки разделен во времени. Процесс генерации идей должен строго ограничиваться определенными правилами: критика высказываний не допускается, стимулируются необычные идеи, требуются комбинации и усовершенствования выдвигаемых идей. Оценка предложений допускается позднее. При этом на суждения и оценки экспертов меньшее влияние оказывает авторитет коллег,

все эксперты одинаково вовлекаются в активный процесс творческого мышления.

Для выявления преобладающего суждения специалистов может применяться также анкетирование. Этот метод не использует коллективного обсуждения и проводится в несколько туров. В первом туре экспертам передаются специально разработанные анкеты для их заполнения. Вопросы в анкетах ставятся таким образом, чтобы ответы на них имели количественную характеристику. Ответы экспертов обобщаются и результаты сообщаются каждому из них. Во втором туре эксперты могут уточнять свои первоначальные ответы, а те, кто резко расходится с мнением большинства, приводят обоснование своих точек зрения. Такая процедура повторяется несколько раз до достижения приемлемой сходимости высказанных мнений.

Недостатком метода экспертных оценок является определенная субъективность исходной информации.

Методы моделирования основаны на замене реального объекта исследования его математической моделью (количественным описанием явления) или его физической моделью. Метод содержит построение модели, вариацию влияющих факторов, учет ограничений, перенос выводов с модели на реальный объект.

В основу математической модели может быть положен балансовый метод¹, учитывающий многочисленные внутренние и внешние связи данной отрасли промышленности (предприятия), технический прогресс, динамику удельных расходов энергоносителей, повышение эффективности производства и др. Применение балансового метода требует обширной информации и связано с определенной трудоемкостью расчетов. При этом точность результатов часто ограничивается точностью исходной информации. В настоящее время моделирование осуществляется с помощью электронных вычислительных машин.

¹ Подробнее о балансовом методе см. в § IX-6.

ЭКОНОМИКА ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

§ IX-1. Классификация производственных энергетических процессов

Промышленность СССР является основным потребителем электрической энергии, тепла, топлива, сжатого воздуха, кислорода.

Все энергетические процессы на промышленных предприятиях могут быть разделены на *силовые, тепловые, электрохимические и электрофизические, освещение.*

К *силовым* процессам относятся процессы, на которые расходуется механическая энергия, необходимая для привода стационарных и мобильных рабочих машин и машин-орудий.

К *тепловым* процессам относятся процессы, расходующие тепло различных потенциалов. В соответствии с этим тепловые процессы могут быть разделены на высокотемпературные, среднетемпературные, низкотемпературные и криогенные.

Высокотемпературные процессы, осуществляемые при температурах выше 773 К (500°С), включают: а) термохимические высокотемпературные процессы (производство стали, ферросплавов; выплавка чугуна, никеля, производство стекла, цемента и т. п.); б) термические высокотемпературные процессы (термообработка; нагрев под прокатку, ковку, штамповку; плавление металлов).

Среднетемпературные процессы осуществляются при температурах от 423 до 773 К (150—500°С). К ним относятся процессы сушки, варки, выпаривания, нагрева, мойки.

Процессы, проходящие при температурах от 423 до 120 К, относятся к низкотемпературным (отопление, горячее водоснабжение, кондиционирование воздуха и др.).

Процессы, проходящие при температурах ниже 120 К, относятся к криогенным процессам (разделение воздуха на составляющие, сжижение и замораживание газов и др.).

Приведенное выше разделение тепловых процессов на высоко-, средне-, низкотемпературные и криогенные является условным [7].

Электрохимические и электрофизические процессы осуществляются при использовании электрической энергии. К ним относится электролиз для получения алюминия, магния и др., фотохимические реакции, ионизирующие излучения и т. п.¹

Большинство энергетических процессов на промышленных предприятиях может быть осуществлено за счет различных энергоносителей. Возможные в различных процессах энергоносители и примерная структура энергопотребления промышленности приведены в табл. IX-1².

В общем энергопотреблении промышленности наибольший удельный вес занимают тепловые процессы (70,5%), затем следуют силовые, электрохимические и освещение. В тепловых процессах более 60% приходится на высокотемпературные процессы.

В перспективе можно ожидать увеличения удельного веса силовых процессов (до 28—30%) и электрохимических процессов (до 6—7%) при почти неизменном удельном весе высокотемпературных процессов.

Структура использования отдельных энергоносителей меняется по отраслям промышленности, а внутри отрасли зависит от вида производства, его мощности и др. В металлургии и промышленности строительных материалов около половины энергопотребления покрывается непосредственным использованием топлива.

В химической промышленности преобладает использование пара и горячей воды (около 50%), затем следует непосредственное использование топлива (около 36%). В легкой и пищевой отраслях промышленности ведущими энергоносителями являются пар и горячая вода. Ими покрывается от 44 до 57% общего энергопотребления.

¹ При этом часть электрофизических и электрохимических процессов учитывается в силовых процессах (электрошлифование и др.) и высокотемпературных процессах (электролучевой и плазменный способы плавления, сварка, резка и т. п.).

² В этой таблице не выделены криогенные процессы.

Энергоносители и ориентировочная структура энергопотребления промышленности

Энергетические процессы	Энергоносители						Структура энергопотребления (в % к итогу)			
	электроэнергия	пар	горячая вода	топливо			удельный вес процесса в суммарном расходе энергетич. ресурсов	в том числе за счет		
				газообразное	жидкое	твердое		электроэнергии	тепла	непосредственного использования топлива
Силовые . . .	+	+	—	+	+	—	24,0	20,0	—	4,0
Тепловые . . .							70,5	3,5	27,0	40,0
В том числе:										
высокотемпературные	+	—	—	+	+	+	43,5	3,5	—	40,0
средне- и низкотемпературные . .	+	+	+	+	+	+	27,0	—	27,0	—
Электрохимические	+	—	—	—	—	—	4,0	4,0	—	—
Освещение . .	+	—	—	—	—	—	1,5	1,5	—	—
Итого по промышленности* . .							100	29,0	27,0	44,0

* Структура энергопотребления по стране в целом следующая: электроэнергия — 23,0%, тепло — 15,5%, непосредственное использование энергоресурсов — 61,5% [34].

Выбор экономически целесообразных видов энергоносителей и их рациональной структуры зависит от условий конкретного производства и устанавливается специальными технико-экономическими расчетами (см. гл. VII и § IX-4).

§ IX-2. Показатели использования энергетических ресурсов в технологических процессах

Энергетические ресурсы могут использоваться в энергетических установках и процессах (энергетическое использование), в качестве сырья и материалов (неэнергетическое использование), а также одновременно в качестве сырья и источника энергии или для производства нескольких видов энергии (комплексное использование энергетических ресурсов).

Для характеристики использования энергетических ресурсов в технологических процессах используется коэффициент полезного действия, представляющий отношение всего количества энергии, полученного от этого процесса (или полезно использованного), к количеству подведенной энергии.

Энергетический коэффициент полезного действия (к. п. д.) данного технологического процесса, называемый также коэффициентом топливоиспользования, определяется в общем случае из выражения

$$\eta = \eta_{д.т} \eta_{пр.э} \eta_{тр.э} \eta_{пр.м} \eta_{р.м}, \quad (IX-1)$$

где $\eta_{д.т}$ — к. п. д. добычи, транспорта и переработки топлива; $\eta_{пр.э}$ — к. п. д. производства энергии (тепло, электрическая энергия); $\eta_{тр.э}$ — к. п. д. транспорта энергии; $\eta_{пр.м}$ — к. п. д. привода механизма; $\eta_{р.м}$ — к. п. д. рабочей машины, технологического агрегата.

При использовании в данном технологическом процессе нескольких видов энергоносителей суммарный энергетический к. п. д. составит

$$\eta_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n (\epsilon_i \eta_i), \quad (IX-2)$$

где η_i — энергетический к. п. д. для данного вида энергоносителя; ϵ_i — доля данного энергоносителя в общем энергетическом балансе рассматриваемого технологического процесса.

Энергетический к. п. д. данного технологического агрегата, рабочей машины определяется следующим образом:

$$\eta_i = \frac{Q_{п} + Q_{п.э}}{Q_{т} + Q_{экз} + \Sigma Q_{др}}, \quad (IX-3)$$

где $Q_{\text{п}}$ — полезно используемое тепло в технологическом процессе; $Q_{\text{п.э}}$ — тепло побочных (вторичных) энергоресурсов, используемое вне данного технологического процесса; $Q_{\text{т}}$ — тепло, вносимое топливом (физическое и химическое); $Q_{\text{экз}}$ — тепло экзотермических реакций; $\Sigma Q_{\text{др}}$ — тепло, подведенное с другими энергоносителями.

Полезно использованное тепло составит:

для нагревательных печей

$$Q_{\text{п}} = Q_{\text{пр}} - Q_{\text{с}}, \quad (\text{IX-4})$$

для плавильных печей

$$Q_{\text{п}} = Q_{\text{пр}} - Q_{\text{с}} + Q_{\text{энд}}, \quad (\text{IX-5})$$

где $Q_{\text{пр}}$ — тепло технологической продукции; $Q_{\text{с}}$ — тепло материалов садки; $Q_{\text{энд}}$ — тепло эндотермических реакций.

Полезное использование первичных энергетических ресурсов в технологических процессах колеблется в широких пределах (%):

Силовые процессы	20—35
Высокотемпературные процессы	15—65
Средне- и низкотемпературные процессы	30—85
Электрохимические процессы	18—20
Освещение	менее 1 ¹

Суммарный к. п. д. использования топливно-энергетических ресурсов составляет в настоящее время около 37,2%². Остальные 62,8% — потери, в том числе (%):

при добыче, транспорте и переработке топлива	2,2
при генерировании энергии	24,2
при транспорте энергии	1,7
при использовании энергии	34,7

По возможности устранения потерь они могут быть классифицированы следующим образом: неизбежные (или собственные) потери; технические потери.

¹ Эта величина отражает исключительно низкий к. п. д. (2—3%) источников света — электрических ламп накаливания. Вся оставшаяся подведенная к лампам накаливания электрическая энергия превращается, как известно, в тепло, рассеиваемое в окружающую среду. Повышение к. п. д. электрического освещения осуществляется на основе широкого применения в промышленности люминесцентных ламп и дальнейшего их совершенствования.

² По материалам к. э. н. Вигдорчика А. Г.

Баланс котельного агрегата ПК-10

Статьи прихода и расхода	Тепловой баланс		Эксергетический баланс	
	ГДж/ч	%	ГДж/ч	%
Приходная часть баланса Тепло или эксергия топлива	628,0	100	628,0	100
<i>Расходная часть баланса</i>				
Тепло или эксергия пара	570,7	90,9	289,7	46,1
Потери с уходящими газами	44,8	7,1	8,0	1,3
Потери от химического недожога	9,6	1,5	9,2	1,5
Потери при горении	—	—	152,0	24,2
Потери при теплообмене	—	—	153,6	24,4
Потери через тепловую изоляцию	2,9	0,5	2,1	0,4
Потери вследствие присосов воздуха	—	—	13,4	2,1

Под неизбежными (или собственными) понимаются потери, которые при данном принципе организации процесса не могут быть устранены или снижены без радикального изменения самого процесса. Потери, уменьшение или устранение которых технически возможно при данном принципе организации процесса, относятся к техническим. В этих потерях может быть выделена часть¹, устранение которой в данных условиях экономически целесообразно (см. § IX-3).

Изменение суммарного к. п. д. во времени происходит под влиянием двух групп факторов, действующих в противоположных направлениях.

На повышение к. п. д. влияет снижение потерь во всех элементах энергетической цепи (от производства до потребления энергетических ресурсов включительно) и особенно при генерировании и использовании энергии.

¹ В пределах технические потери могут быть сведены к нулю без принципиального изменения процесса.

Важным направлением повышения к. п. д. является более полное использование побочных (вторичных) энергоресурсов.

На снижение к. п. д. влияет повышение удельного веса электроэнергии в общем энергопотреблении, имеющей более низкий суммарный к. п. д. получения. В ближайшей перспективе можно ожидать повышения суммарного к. п. д. на 7—8%, т. е. достижения 44—45%.

В настоящее время наряду с энергетическим к. п. д. используется также и эксергетический к. п. д. Этот к. п. д. выражается равенством вида

$$\eta_L = \frac{L_{\text{затр}} - L_{\text{пот}}}{L_{\text{затр}}} = \frac{L_{\text{ид}}}{L_{\text{ид}} + L_{\text{пот}}}, \quad (\text{IX-6})$$

где $L_{\text{затр}}$ — величина затраченной эксергии; $L_{\text{пот}}$ — потери эксергии; $L_{\text{ид}}$ — затраты эксергии при идеальном проведении процесса.

Потери эксергии могут быть внутренние и внешние. Внутренние потери вызываются необратимо протекающими процессами внутри самой установки (например, при теплообмене с конечной разностью температур, от трения движущихся частей, при горении топлива). Внешние потери вызываются необратимо протекающими процессами вне рассматриваемой установки. Например, потери эксергии с продуктами сгорания, выходящими из котельного агрегата.

В табл. IX-2 [38] приведены тепловой и эксергетический балансы котельного агрегата ПК-10 при следующих исходных данных:

Паропроизводительность котла	230 т/ч
Давление в барабане	9,81 МПа (100 ата)
Температура перегретого пара	510° С
Температура питательной воды	215° С
Низшая теплота сгорания сухого саратовского природного газа	35,8 МДж/м³
Температура уходящих газов	150° С
Температура холодного воздуха	20° С
Температура подогретого дутья	350° С

Энергетический к. п. д. (по тепловому балансу) составляет 90,9%, а эксергетический к. п. д. — 46,1%. Основные потери эксергии связаны с необратимостью процесса горения (24,2%) и теплообмена (24,4%).

Аналогичное сопоставление теплового и эксергетического балансов методической печи показывает, что эксергетический к. п. д. печи ниже на 34,8% (32,7% против 67,5%). Основные потери эксергии имеют место при горении, теплообмене и с угаром металла.

Эксергетический к. п. д. более удобен при анализе использования энергоресурсов в сложных энерготехнологических установках.

Составление эксергетических балансов предприятия и отдельных технологических процессов в ряде случаев целесообразно не только для оценки их совершенства, но и для разнесения суммарных затрат в комплексных производствах, оценки себестоимости отдельных видов продукции (см. гл. V).

§ IX-3. Определение оптимального к. п. д. энергетических установок

Повышение к. п. д. энергетических установок (систем преобразования и транспорта энергии) приводит, как правило, к необходимости увеличения капитальных затрат на их сооружение при данной мощности (производительности). Следовательно, возникает задача соизмерения дополнительных капитальных затрат и экономии энергоресурсов с целью нахождения оптимального технического решения и соответствующего ему оптимального к. п. д.

Значения оптимальных к. п. д. зависят от типа установки, географического района ее размещения, видов используемых энергоносителей¹ и других факторов.

В общем случае значение оптимального к. п. д. системы энергетических установок может не совпасть с величиной, полученной при использовании технических решений, соответствующих оптимальным к. п. д. отдельных установок, входящих в рассматриваемую систему. Поэтому оптимизация должна проводиться для всей системы в целом.

¹ Вопросы выбора энергоносителей рассматриваются в следующем параграфе.

В частных случаях, когда изменение параметров отдельных установок не влияет (или влияет незначительно) на режим работы остальных, оптимизация может приводиться для определенных частей системы энергетических установок.

При использовании ряда энергоносителей и получении разнообразных видов продукции оценку степени совершенства системы (установки) часто целесообразно проводить по эксергетическому к. п. д.

Эксергетический к. п. д. может быть представлен в виде [см. формулу (IX-6)].

$$\eta_L = \frac{L_{ид}}{L_{ид} + L_T + L_H} = \frac{1}{1 + \frac{L_T}{L_{ид}} + \frac{L_H}{L_{ид}}}, \quad (IX-7)$$

где L_H, L_T — неизбежные (собственные) и технические потери эксергии в процессе.

Совершенствование системы (установки), связанное с увеличением капитальных вложений, влияет только на величину $L_T/L_{ид}$, так как отношение $L_H/L_{ид}$ остается постоянным и определяется принципиальными особенностями процесса.

Логический анализ ряда энергетических установок показал, что в общем виде зависимость к. п. д. от величины капитальных затрат K может быть представлена в виде [17]

$$\eta_L = \frac{1}{1 + \frac{\alpha}{K^m} + \beta K^{m_1} + \gamma}, \quad (IX-8)$$

где α, β, m и m_1 — коэффициенты, характерные для данной конкретной установки.

В уравнении (IX-8) величина $L_T/L_{ид}$ выражена суммой $\frac{\alpha}{K^m} + \beta K^{m_1}$. Член уравнения $\frac{\alpha}{K^m}$ отражает рост к. п. д. с увеличением капитальных затрат. Этот член часто оказывает наибольшее влияние на к. п. д.

Одновременно с ростом капитальных затрат проявляется действие факторов, оказывающих влияние на снижение к. п. д. Например, увеличение рабочих поверхностей установки приводит к росту потерь в окружающую

среду. Это отражается слагаемым βK^m , влияние которого обычно значительно меньше, чем первого. Учитывая это, с целью упрощения дальнейших преобразований, коэффициент m_1 принимается равным единице.

Относительная величина неизбежных (собственных) потерь, выраженная в формуле (IX-7) через $L_n/L_{ид}$ в уравнении (IX-8) отражается коэффициентом γ .

Аналитическая связь годовых эксплуатационных расходов с капитальными затратами и эксергетическим к. п. д. для систем преобразования энергии может быть выражена следующим образом:

$$S = \lambda K + S_0 + \frac{\bar{L}_{ид}}{\eta_L} V \bar{Ц}, \quad (IX-9)$$

где λ — коэффициент, учитывающий часть условно-постоянных эксплуатационных затрат, зависящих от капитальных затрат (амортизационные отчисления, затраты на текущий ремонт и др., отнесенные к капитальным затратам); S_0 — остальные составляющие условно-постоянных затрат; $\bar{L}_{ид}$ — минимальный расход энергоресурсов (при $\eta_L = 1,0$) на единицу продукции; V — годовой объем производства продукции; $\bar{Ц}$ — средне-взвешенные замыкающие затраты на единицу расхода энергоресурсов.

Если рассматриваются передаточные устройства (электрические сети, тепловые сети, пневмосети), не имеющие неизбежных (собственных) потерь эксергии ($\gamma = 0$ и при $\eta_L = 1$ величина $\bar{L}_{ид} = 0$), то годовые эксплуатационные расходы могут быть представлены в виде

$$S = \lambda K + S_0 + V_{\pi} \left(\frac{\alpha}{K^m} + \beta K \right) \bar{Ц}, \quad (IX-10)$$

где V_{π} — объем переданных энергоносителей.

Как указывалось выше, оптимальное решение при прочих равных условиях соответствует минимуму приведенных затрат¹:

¹ Выражение (IX-11) написано для случая, когда срок строительства установки не превышает одного года, а ежегодные издержки постоянны во времени. В остальных случаях следует дополнительно учесть приведение капитальных затрат и издержек [см. VII-16].

$$Z = S + E_n K. \quad (\text{IX-11})$$

Определим оптимальный к. п. д. для случая, когда ежегодные издержки описываются уравнением (IX-9). Подставив уравнения (IX-8) и (IX-9) в выражение (IX-11), после преобразований получим

$$Z = A + K(E_n + \lambda + V \bar{L}_{нд} \beta \bar{U}) + V \bar{L}_{нд} \bar{U} \frac{\alpha}{K^m}, \quad (\text{IX-12})$$

где

$$A = S_0 + V(1 + \gamma) \bar{U}.$$

Для определения величины капитальных затрат, соответствующих минимуму приведенных затрат, найдем первую производную¹ и приравняем ее нулю:

$$\frac{dZ}{dK} = E_n + \lambda + V \bar{L}_{нд} \beta \bar{U} - V \bar{L}_{нд} \bar{U} \frac{\alpha m}{K^{m+1}} = 0. \quad (\text{IX-13})$$

Отсюда оптимальные капитальные затраты

$$K_{\text{опт}} = \left(\frac{\alpha}{B} \right)^{1/m+1}, \quad (\text{IX-14})$$

где

$$B = \frac{1}{m} \left(\frac{E_n + \lambda}{V \bar{L}_{нд} \bar{U}} + \beta \right). \quad (\text{IX-15})$$

Оптимальное значение к. п. д. найдем, подставив выражение (IX-14) в уравнение (IX-8):

$$\eta_{L \text{ опт}} = \frac{1}{1 + \alpha^{\frac{1}{m+1}} \left(B^{\frac{m}{m+1}} + \beta B^{-\frac{1}{m+1}} \right) + \gamma}. \quad (\text{IX-16})$$

Обозначив второй член в знаменателе через φ , получим

$$\eta_{L \text{ опт.}} = \frac{1}{1 + \varphi + \gamma}. \quad (\text{IX-17})$$

Для передаточных устройств уравнение для оптимального к. п. д. сохраняет вид, указанный в формулах

¹ Вторая производная больше нуля, следовательно, экстремум соответствует минимуму функции.

(IX-16) и (IX-17), при замене выражения для B [см. формулу (IX-15)] на следующее:

$$B = \frac{1}{m} \left(\frac{E_n + \lambda}{V \bar{C}} + \beta \right). \quad (\text{IX-18})$$

Получение обобщенной зависимости оптимального эксергетического к. п. д. для разнообразных энергетических установок оказалось возможным ввиду того, что термодинамический и экономический анализ их проводится на основе общих положений.

Приведенные конкретные расчеты [17] показывают, что оптимальные значения к. п. д. меньше единицы и должны различаться для разных установок.

Так, применительно к определенным условиям оптимальный к. п. д. для транзитной тепловой магистрали составил 0,967, для теплообменника рефрижеративной установки — 0,915; для регенератора воздухоразделительной установки — 0,908.

Сопоставление к. п. д. соответствующих или проектируемых энергетических установок с оптимальными указывает на степень их технико-экономического совершенства.

§ IX-4. Техничко-экономические основы выбора энергоносителей

Выбор целесообразного вида энергоносителя из технически возможных для данного технологического процесса производится на основе общей методики технико-экономических расчетов (см. гл. VII).

Правильное решение этого вопроса имеет большое значение, так как от вида используемого энергоносителя зависят: технико-экономические показатели предприятий и отрасли в целом; технологические схемы и их инженерное оформление; размещение производственных мощностей отраслей промышленности по экономическим районам страны; структура энергетического баланса страны (районов) и перспективная потребность страны (районов) в данных видах топлива и энергии.

Ниже рассматривается выбор энергоносителей применительно к отдельным видам энергетических процессов.

Высокотемпературные процессы. Высокотемпературные процессы являются самым крупным потребителем энергетических ресурсов. Энергоносителями для проведения большинства высокотемпературных процессов могут быть топливо (газообразное, жидкое) или электрическая энергия.

Для термохимических высокотемпературных процессов, где требуется температура свыше $1800\text{--}2000^\circ\text{C}$, как правило, целесообразно использовать электрическую энергию. К таким процессам относится производство молибдена, вольфрама, кремния, карбид-кальция, ферросилиция и др.

Энергоносителями, которые являются пригодными для остальных термохимических высокотемпературных процессов и термических высокотемпературных процессов, могут быть те, которые обеспечат определенные условия.

1. Получение высокого пирометрического эффекта. Такому условию удовлетворяют электроэнергия (более 2000°C), природный газ и мазут (1800 и 1850°C). Низкокалорийные искусственные газы (доменный и пр.) обеспечивают необходимые температуры при специальном подогреве воздуха.

2. Получение светящегося пламени при сжигании топлива. В нагревательных и плавильных печах до $80\text{--}90\%$ тепла передается металлу лучеиспусканием. Поэтому наряду с температурой горения существенное влияние оказывает степень светимости продуктов сгорания. Наиболее высокой светимостью обладают продукты сгорания мазута. Если светимость недостаточна (например, при использовании доменного газа), то в топливо вносятся добавки (смолы и др.) для ее повышения.

3. Благоприятный химический состав используемого топлива. Содержание в топливе серы и ее соединений ведет к повышению потерь нагреваемого металла с окалиной и увеличению расхода топлива. При наличии в дымовых газах SO_2 необходимо повышать температуру уходящих газов, чтобы избежать конденсации паров SO_2 , коррозии аппаратов газового тракта.

По составу продуктов сгорания природный газ является наиболее подходящим топливом. Мазут может быть использован только с содержанием серы не более $0,5\%$.

Искусственные газы часто содержат частички золы,

угля, сажи, смоляные и водяные пары и требуют предварительной очистки.

В топливе могут содержаться компоненты, опасные для эксплуатационного персонала. Особенно опасны доменный, генераторный и коксовые газы, а также природный газ. Поэтому большое внимание должно быть уделено герметизации печей, отводу продуктов сгорания в борова, улучшению приточно-вытяжных вентиляционных систем.

Таким образом, по условиям технологической пригодности для рассматриваемых процессов могут быть использованы природный газ, искусственные газы, мало-сернистый мазут и электроэнергия.

Для выбора оптимального энергоносителя применительно к данному технологическому процессу сравниваемые варианты должны быть приведены в сопоставимый вид. В соответствии с общими рекомендациями (см. § VII-3) условия сопоставимости вариантов применительно к рассматриваемому вопросу приведены ниже.

1. Одинаковое качество продукции. Если по условиям технологического процесса при данном энергоносителе невозможно достичь такого же качества продукции, как и при другом энергоносителе, то необходимо учитывать дополнительные затраты на доведение качества продукции до одинакового уровня или ущерб от снижения качественных показателей продукции. Например, увеличение окалины приводит к потере металла вследствие угара и к увеличению припусков на последующую механическую обработку, а также к дополнительным расходам на эту механическую обработку.

2. Одинаковая производительность агрегатов. Равенство мощностей агрегатов (часовая производительность агрегатов) должно быть обеспечено, если нагревательная установка является одним из элементов единого непрерывного технологического процесса. Если нагревательные установки работают автономно, то условием сравнения может быть равенство суточной (месячной или годовой) производительности.

3. Для варианта с использованием электроэнергии необходимые электрические мощности и годовой расход электроэнергии должны быть приняты такими, чтобы с учетом расходов на собственные нужды электростанций и потерь в электрической сети обеспечить необходимую

производительность рассматриваемых технологических агрегатов.

4. Для вариантов с использованием малосернистого мазута, природного газа, искусственного газа их количество должно быть выбрано таким, чтобы с учетом к. п. д. процесса обеспечить необходимую производительность технологических агрегатов.

5. Каждый вариант установки должен иметь технически передовые конструкцию и технологический процесс (укрупнение агрегатов и их автоматизация, применение защитных атмосфер и безокислительного нагрева для нагревательных печей, подогрев воздуха и др.).

6. Сравнение вариантов нагрева следует вести применительно к конкретному типу производства (единичное, серийное, массовое).

7. Сравнение должно проводиться с учетом затрат в те элементы энергетической цепи, на которые влияет принятие того или иного энергоносителя¹. Так, для потребителей, не затрагивающих существенно структуру энергетического баланса страны (экономического района), затраты на топливо и энергию следует определять по удельным замыкающим затратам. Если масштаб намечаемого потребления топлива и энергии заметно влияет на энергетический баланс, то выбор энергоносителей необходимо производить на основе совместной оптимизации энергетического баланса и взаимозаменяемых видов энергоносителей.

8. Капитальные затраты должны исчисляться (или приводиться) в ценах одних и тех же лет.

9. При разработке показателей сравниваемых вариантов должно учитываться их изменение во времени (см. гл. VII).

10. Должно обеспечиваться единообразие методов расчета отдельных элементов затрат.

Общее выражение для приведенных затрат по варианту с использованием электроэнергии имеет вид²

$$\Sigma Z^3 = S_{ам}^3 + S_{т.р}^3 + S_{з.п}^3 + Z_{э}^3 + S_{в}^3 + S_{з}^3 + S_y^3 +$$

¹ Затраты, являющиеся одинаковыми для всех сравниваемых вариантов, в расчет желательно не включать.

² Выражение записано для случая, когда период строительства не превышает один год, годовые эксплуатационные расходы не меняются во времени (см. § VII-3) и отсутствует выход дополнительных видов продукции (пар и др.), полученных на основе использования побочных (вторичных) энергоресурсов.

$$+ S_c^3 + S_{np}^3 + E_n K_y^3 \text{ руб./год.} \quad (\text{IX-19})$$

Приведенные затраты по варианту с использованием газа или малосернистого мазута могут быть подсчитаны по формуле¹

$$\Sigma Z^{r(m)} = S_{ам}^{r(m)} + S_{т.р}^{r(m)} + S_{з.п}^{r(m)} + Z_t^{r(m)} + S_b^{r(m)} + S_3^{r(m)} + \\ + S_y^{r(m)} + S_c^{r(m)} + S_{np}^{r(m)} + E_n K_y^{r(m)} \text{ руб./год.} \quad (\text{IX-20})$$

Тогда разность приведенных затрат по рассматриваемым вариантам составит

$$\Delta Z = \Sigma Z^3 - \Sigma Z^{r(m)} = \Delta S_{ам} + \Delta S_{т.р} + \Delta S_{з.п} + Z_t^3 - Z_t^{r(m)} + \\ + \Delta S_b + \Delta S_3 + \Delta S_y + \Delta S_c + \Delta S_{np} + E_n \Delta K_y \text{ руб./год.} \quad (\text{IX-21})$$

Здесь $S_{ам}^3$, $S_{ам}^{r(m)}$, $\Delta S_{ам}$ — отчисления на амортизацию технологического агрегата при использовании электроэнергии, газа или мазута и их разность, руб./год; $S_{т.р}^3$, $S_{т.р}^{r(m)}$, $\Delta S_{т.р}$ — затраты на текущий ремонт технологического агрегата при использовании электроэнергии, газа или мазута и их разность, руб./год; $S_{з.п}^3$, $S_{з.п}^{r(m)}$, $\Delta S_{з.п}$ — расходы на заработную плату (с начислениями) производственного персонала при использовании электроэнергии, газа или мазута и их разность, руб./год; Z_t^3 — замыкающие затраты на электроэнергию, руб./год; $Z_t^{r(m)}$ — замыкающие затраты на топливо (при использовании доменного или коксового газа — приведенные затраты), руб./год; S_b^3 , $S_b^{r(m)}$, ΔS_b — затраты на вентиляторный воздух и охлаждающую воду при использовании электрической энергии, газа или мазута и их разность, руб./год; S_3^3 , $S_3^{r(m)}$, ΔS_3 — затраты на создание защитной атмосферы при использовании электрической энергии, газа или мазута и их разность, руб./год; S_y^3 , $S_y^{r(m)}$, ΔS_y — расходы, вызываемые угаром металла при использовании электрической энергии, газа или мазута и их разность, руб./год; S_c^3 , $S_c^{r(m)}$, ΔS_c — затраты на сырье и их изменение,

¹ Выражение записано для случая, когда период строительства не превышает одного года, годовые эксплуатационные расходы не меняются во времени (см. § VII-3) и отсутствует выход дополнительных видов продукции (пар и др.), полученных на основе использования побочных (вторичных) энергоресурсов.

руб./год; $S_{\text{пр}}^{\text{э}}$, $S_{\text{пр}}^{\text{г(м)}}$, $\Delta S_{\text{пр}}$ — прочие годовые эксплуатационные расходы при использовании электрической энергии, газа или мазута и их разность¹ (затраты на очистку от окалины и штампы при нагреве для обработки под давлением, затраты на обеспечение нормальных санитарно-гигиенических условий труда, дополнительные затраты на последующих стадиях обработки и др.), руб./год; $K_{\text{у}}^{\text{э}}$, $K_{\text{у}}^{\text{г(м)}}$, $\Delta K_{\text{у}}$ — капитальные затраты на технологический агрегат (установку) при использовании электроэнергии, газа или мазута и их разность, руб; $E_{\text{н}}$ — нормативный коэффициент эффективности, 1/год.

Ниже приводится результат выбора энергоносителя на примере термической и термохимической обработки металла в толкательной автоматизированной печи для цементации деталей, размещенной в районе Центра европейской части СССР [7]. В качестве энергоносителей могут быть использованы электрическая энергия или природный газ.

При подсчете приведенных затрат учитывались составляющие: амортизационные отчисления по установкам индукционного и газового нагрева, затраты на текущий ремонт; расходы на заработную плату; затраты на энергоносители; расходы на охлаждающую воду; потери металла в окалину, капитальные затраты в нагревательные печи и др.

Технико-экономические расчеты [7] показывают, что использование газовых нагревательных печей для цементации деталей обеспечивает значительную экономию приведенных затрат по сравнению с применением электрических печей.

Применение газового нагрева приводит к повышению энергетического к. п. д. В варианте газовой печи коэффициент использования первичного топлива составляет

$$\eta_{\text{т}} = \eta_{\text{д.т}} \eta_{\text{тран}} \eta_{\text{печи}}^{\text{г}} = 0,27 \div 0,40.$$

При использовании электроэнергии

$$\eta_{\text{э}} = \eta_{\text{д.т}} \eta_{\text{тран}} \eta_{\text{эл.ст}} \eta_{\text{эл.с}} \eta_{\text{печи}}^{\text{э}} = 0,17 \div 0,30,$$

¹ В варианте с использованием газа или мазута в прочие затраты могут быть включены замыкающие затраты на электроэнергию, используемую на собственные нужды (привод вентиляторов и др.).

где $\eta_{д.т.}$, $\eta_{тран}$ — коэффициенты полезного действия топливодобычи и транспорта топлива; $\eta_{эл.ст}$ — к. п. д., электростанции; $\eta_{эл.с}$ — к. п. д. электрической сети; $\eta_{печи}^г$ — к. п. д. газовой и электрической печи.

При использовании электроэнергии обеспечиваются благоприятные условия для автоматизации процессов загрузки, нагрева и выгрузки, что имеет большое значение для организации поточного производства и повышения производительности труда; улучшаются санитарно-гигиенические условия труда.

Комплексный учет всех денежных и натуральных показателей и особенностей отдельных предприятий позволит в каждом отдельном случае обоснованно выбрать наиболее выгодное решение.

Аналогично термическим высокотемпературным процессам производится выбор энергоносителя при производстве стали (термохимический высокотемпературный процесс).

Энергетический к. п. д. при использовании мартеновской печи, работающей на топливе, в данном случае значительно выше, чем при использовании электрической печи:

$$\eta_t = \eta_{д.т.} \eta_{тран} \eta_{печи}^г \cong 0,15 \div 0,40,$$

$$\eta_э = \eta_{д.т.} \eta_{тран} \eta_{эл.ст} \eta_{эл.с} \eta_{печи}^э \cong 0,1 \div 0,2.$$

Удельные капитальные затраты при использовании электроэнергии в несколько раз выше, чем при использовании топлива.

Себестоимость тонны обычной углеродистой стали, полученной в электрической печи, также в несколько раз выше, чем в печи, работающей на топливе. Следовательно, печи, работающие на топливе, имеют определенные технико-экономические преимущества при выплавке обычной углеродистой стали по сравнению с электропечами.

Применение кислорода в мартеновских печах позволяет ускорить процесс плавки стали и расширяет возможности выплавки малоуглеродистых сталей. Еще больший эффект дает применение кислорода в конверторном производстве, так как позволяет выплавлять конструкционные и низколегированные стали.

Внедрение кислорода означает применение электро-

энергии в косвенном виде, поскольку для получения кислорода используется электроэнергия. В этих условиях рассматриваемые варианты сближаются по технико-экономическим показателям.

Преимуществами использования электропечей при выплавке стали являются: меньший угар металла (примерно вдвое), что особенно важно при выплавке легированных сталей; ускорение процесса; улучшение качества металла; уменьшение необходимых производственных площадей; улучшение санитарно-гигиенических условий труда.

В условиях дешевой электроэнергии при выплавке легированных сталей в электропечах себестоимость ее может стать ниже, чем в печах, работающих на топливе. Поэтому легированная сталь производится не только в этих печах, но и в электропечах.

В ряде случаев может оказаться целесообразным сочетание использования топлива и электроэнергии на отдельных стадиях одного технологического процесса. Так, например, при получении чугуна в электродомнах осуществление предварительной агломерации шихты в пламенных печах на 70% повышает производительность электропечей и уменьшает расход электроэнергии с 3000 до 1800 кВт·ч/т; при использовании метода прямого получения железа.

Процессы обжига. Для большей части процессов обжига использование электроэнергии менее эффективно, чем природного газа. При применении природного газа обеспечивается высокий к. п. д. обжиговых печей (с учетом использования тепла отходящих газов для сушки сырья). Использование электрической энергии не дает в данном случае преимущества ни в ускорении процесса, ни в улучшении качества продукции, ни в санитарно-гигиенических условиях труда.

Исключением является процесс обжига фарфора, когда применение электроэнергии позволяет снизить брак благодаря возможности тонкой регулировки процесса.

Таким образом, в настоящее время для высокотемпературных процессов экономически целесообразно в большинстве случаев использовать природный газ. В то же время определенные расширяющиеся во времени области применения остаются за электроэнергией и малосернистым мазутом.

По ориентировочной оценке [34], соотношение между

электрическими и газовыми печами изменяется от 1:4 (в 1967 г.) до 1:3 (в 1977—1980 гг.).

Средне- и низкотемпературные процессы. На средне- и низкотемпературные процессы приходится около четверти всего энергопотребления промышленности. Эти процессы могут быть осуществлены за счет пара, горячей воды, электроэнергии или непосредственного сжигания топлива.

В большинстве средне- и низкотемпературных процессов электрическая энергия используется как промежуточный энергоноситель для получения тепла и не меняет самого технологического процесса. Поэтому энергетический к. п. д. при использовании электроэнергии ниже в два и более раза, чем при использовании топлива, пара или горячей воды.

По капитальным затратам вариант с использованием электроэнергии обычно в несколько раз дороже, чем при использовании пара. Энергетическая составляющая себестоимости также выше (в 1,5—2,5 раза) при применении электроэнергии.

Следовательно, для средне- и низкотемпературных процессов энергоносители (пар и горячая вода) имеют, как правило, существенное экономическое преимущество перед электрической энергией.

В средне- и низкотемпературных процессах электрическую энергию экономически целесообразно применять в тех случаях, когда она вносит существенные упрощения в производственный процесс, повышает качество продукции, например при замене обычной сушки древесины сушкой токами высокой частоты, консервировании фруктов токами высокой частоты, при использовании инфракрасных лучей для сушки покрытых лаками изделий и т. п.

В отдельных случаях может оказаться целесообразным использование электроэнергии для получения сравнительно небольших количеств пара или горячей воды в электродогревателях, используемых в процессах, где они являются не только энергоносителями, но и сырьем, рабочим телом (пропарка, увлажнение, мойка и др.).

Электроэнергия может быть использована в районах со значительными запасами гидроэнергии и недостаточными топливными ресурсами.

В настоящее время в рассматриваемых процессах также получает распространение непосредственное сжигание

природного газа. Однако основными энергоносителями для средне- и низкотемпературных процессов являются пар и горячая вода.

Силовые процессы. На силовые процессы приходится около четверти энергопотребления промышленности и около 70% всего электропотребления. Основными преимуществами использования электроэнергии в силовых процессах являются: простота и удобство сочетания привода с рабочей машиной, электрический двигатель имеет более высокий и устойчивый к. п. д. по сравнению с паровой турбиной, особенно при малых мощностях.

В то же время для некоторых силовых процессов целесообразно использовать электропривод. К ним относятся процессы обработки металлов (молоты в машиностроении) и привод мощных установок, требующих изменения числа оборотов (компрессоры, воздуходувки, насосы), для которых используются паровой привод или газовые турбины. Энергетический к. п. д. для случая турбинного привода мощных установок с переменным числом оборотов, как правило, выше, чем при электрическом приводе.

Оптимальный вид привода выбирается на основе технико-экономических расчетов с учетом общей схемы энергоснабжения предприятия.

Степень электрификации силовых процессов можно охарактеризовать коэффициентами электрификации рабочих машин по мощности $\beta_{э.р.м}^м$ и по энергии $\beta_{э.р.м}^э$:

$$\beta_{э.р.м}^м = \frac{\sum N_{э.пр}}{\sum N_{э.пр} + \sum N_{м.пр}} 100\%, \quad (IX-22)$$

$$\beta_{э.р.м}^э = \frac{\sum \mathcal{E}_{э.пр}}{\sum \mathcal{E}_{э.пр} + \sum \mathcal{E}_{м.пр}} 100\%, \quad (IX-23)$$

где $\sum N_{э.пр}$, $\sum \mathcal{E}_{э.пр}$ — суммы установленных мощностей и годового потребления электроэнергии электроприводом; $\sum N_{м.пр}$, $\sum \mathcal{E}_{м.пр}$ — суммы установленных мощностей и годового потребления энергии установками, имеющими механический привод, выраженные в электрических единицах.

Коэффициент электрификации рабочих машин характеризует долю участия электропривода в суммарной мощности (энергии) обслуживаемых всеми видами привода машин-орудий.

Коэффициент $\beta_{\text{э.р.м}}^{\text{м}}$ несколько больше $\beta_{\text{э.р.м}}^{\text{э}}$ вследствие того, что машины с механическим приводом в большинстве случаев обслуживают непрерывные процессы, имеющие более высокое годовое число часов использования максимума нагрузки.

Коэффициент электрификации силовых процессов (по мощности) по промышленности составляет в настоящее время 87% [50]. Остальные 13% приходятся на паровые и газовые турбины, а также двигатели внутреннего сгорания, которые рационально используются для привода крупных воздуходувок и компрессоров в черной металлургии, химической промышленности.

Криогенные процессы. Энергоносителем для криогенных установок является электроэнергия.

Электрохимические процессы протекают при использовании электроэнергии. Электролиз металлов позволяет уменьшить потери, повысить качество продукции, извлечь из обычно применяемых руд помимо основного металла ценные сопутствующие металлы: золото, серебро и пр.

Улучшение в перспективе экономических показателей производства электроэнергии ведет к повышению удельного веса электрохимических процессов.

Таким образом, развитие промышленной энергетики идет в направлении электрификации силовых процессов, повышения роли электрохимических процессов, электрификации и газификации высокотемпературных процессов, газификации и теплофикации средне- и низкотемпературных процессов.

§ IX-5. Методы расчета потребности в энергии.

Графики энергопотребления

Основными исходными данными для расчета потребности промышленного района в электроэнергии, тепле, топливе, сжатом и кондиционированном воздухе и других являются объемы промышленной продукции и удельные расходы:

$$\mathcal{E} = \overline{\mathcal{E}}V \text{ кВт} \cdot \text{ч/период},$$

$$Q = qV \text{ ГДж/период}, \quad (\text{IX-24})$$

$$B = bV \text{ т у. т./период},$$

$$W = \overline{W}V \text{ тыс. м}^3/\text{период и т. п.},$$

где $\mathcal{E}$, Q , B , W — потребность в электроэнергии, тепле, топливе, сжатом воздухе за данный период времени; $\bar{\mathcal{E}}$, q , b , $\bar{W}$ — удельные расходы электроэнергии, тепла, топлива, сжатого воздуха на единицу продукции; V — объем продукции за данный период времени.

Величина удельных расходов изменяется во времени и зависит от типа производства, совершенства технологического оборудования и степени его использования, вида привода, совершенства технологического процесса, степени автоматизации и других влияющих факторов¹.

Для характеристики энергопотребления промышленных предприятий и районов важное значение имеют величины максимальных нагрузок, суточные режимы потребления за характерные дни различных сезонов, годовой график месячных максимумов.

Максимальная суточная нагрузка группы однотипных потребителей тепла Q'_m определяется их максимальными мощностями Q_{mi} и коэффициентами спроса γ_{ci} :

$$Q'_m = \sum_{i=1}^n (Q_{mi} \gamma_{ci}) \text{ ГДж/ч.} \quad (\text{IX-25})$$

Коэффициент спроса данного i -го потребителя или группы однотипных определяется как произведение коэффициента загрузки γ_{zi} на коэффициент одновременности γ_{oi} :

$$\gamma_{ci} = \gamma_{zi} \gamma_{oi}, \quad (\text{IX-26})$$

где γ_{zi} — коэффициент загрузки, характеризующий величину максимальной нагрузки потребителя, отнесенную к его максимальной мощности ($\gamma_{zi} \leq 1$); γ_{oi} — коэффициент одновременности, характеризующий долю потребителей данной группы, одновременно находящихся в работе.

Значение коэффициента спроса определяется конкретными особенностями данного производства, его технологическим режимом. При приближенных расчетах для нагревательных, поверхностных и смешивающих аппаратов с непрерывным режимом работы величину γ_c рекомендуется принимать в пределах 0,75—0,8,

¹ Вопросы нормирования рассматриваются в учебнике [19].

для периодически работающих агрегатов (молоты, насосы и др.) — 0,6—0,7.

При установлении максимальной тепловой нагрузки ряда групп разнотипных потребителей дополнительно учитывается коэффициент разновременности (неодновременности) γ_p , учитывающий несовпадение во времени максимумов тепловых нагрузок:

$$Q_m = \sum Q'_m \gamma_p \text{ ГДж/ч.} \quad (\text{IX-27})$$

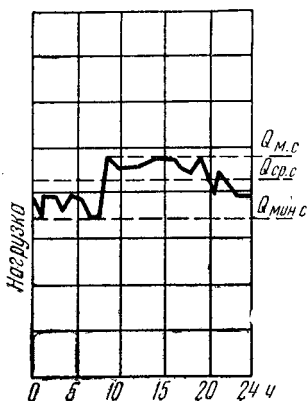


Рис. IX-1. Зимний суточный график тепловой нагрузки целлюлозно-бумажного комбината

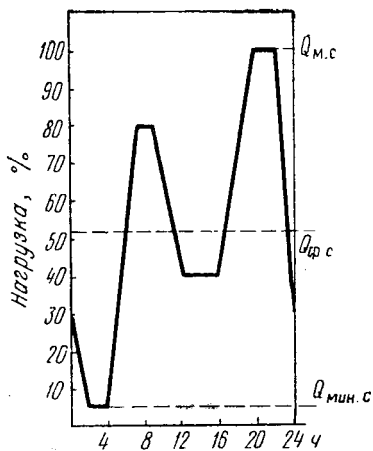


Рис. IX-2. Ориентировочный суточный график нагрузки горячего водоснабжения

Для промышленных потребителей $\gamma_p = 0,9 \div 0,95$. Генерируемая тепловая мощность (нетто) должна быть больше максимальной тепловой нагрузки на величину потерь при транспортировке и в теплообменниках:

$$Q_{г.м} = \gamma_p \sum \frac{Q'_m}{\eta_{тран} \eta_t} \text{ ГДж/ч,} \quad (\text{IX-28})$$

где $\eta_{тран}$ — к. п. д. транспорта тепла от турбин ТЭЦ или котельной до потребителей; η_t — к. п. д. теплообменников.

Величины $\eta_{тран}$ и η_t обычно составляют 0,97—0,98 и 0,98—0,99 соответственно.

Суточный график тепловой нагрузки зависит от технологических режимов производственных процессов, сменности, сезона года. Наиболее равномерные суточные графики имеют такие теплоемкие производства, как химические, целлюлозно-бумажные, нефтеперерабатывающие. На рис. IX-1 приведен зимний суточный график целлюлозно-бумажного комбината [30].

Нагрузка отопления, вентиляции, кондиционирования воздуха либо остается неизменной в течение суток, либо снижается в нерабочие часы.

Нагрузка горячего водоснабжения меняется по часам суток в соответствии с бытовыми нагрузками, нагрузками предприятий общественного питания и др. (рис. IX-2).

Конфигурация суточного графика тепловой нагрузки характеризуется минимальной $Q_{\min.с}$, средней $Q_{ср.с}$, максимальной $Q_{м.с}$ нагрузками и их соотношениями.

Коэффициент заполнения суточного графика нагрузки ($\gamma_{сут}$) определяется как отношение среднесуточной нагрузки к максимальной:

$$\gamma_{сут} = \frac{Q_{ср.с}}{Q_{м.с}} = \frac{Q_{ср.с} \cdot 24}{Q_{м.с} \cdot 24} = \frac{Q_{сут}}{Q_{м.с} \cdot 24}, \quad (IX-29)$$

где $Q_{сут}$ — суточное потребление тепла, ГДж.

Коэффициент минимальной нагрузки равен отношению минимальной нагрузки к максимальной:

$$\gamma_{\min} = \frac{Q_{\min.с}}{Q_{м.с}}. \quad (IX-30)$$

Суточный график тепловой нагрузки может быть разделен на три части: пиковую, полупиковую и базисную. Часть суточного графика нагрузки, находящаяся между горизонтальными линиями, проведенными через максимальную и среднюю нагрузки, относится к пиковой. Полупиковая часть заключена между горизонтальными прямыми, проходящими через среднюю и минимальную нагрузки. Часть суточного графика нагрузки, находящаяся ниже линии, проходящей через минимальную нагрузку, относится к базисной.

Конфигурация пиковой и полупиковой частей суточного графика нагрузки отражается их коэффициентом заполнения

$$\gamma_{п} = \frac{Q_{ср.с} - Q_{\min.с}}{Q_{м.с} - Q_{\min.с}},$$

или

$$\gamma_{\Pi} = \frac{\gamma_{\text{сут}} - \gamma_{\text{мин}}}{1 - \gamma_{\text{мин}}} \quad (\text{IX-31})$$

В течение года технологическое теплотребление меняется главным образом за счет внутригодового прироста тепловой нагрузки, изменения потерь в окружающую среду, расходов тепла на разогревы агрегатов после холодных простоев, остановок в ремонт.

Годовые графики отопительно - вентиляционной нагрузки и нагрузки кондиционирования воздуха существенно меняются по месяцам года.

На рис. IX-3 [30] приведен в качестве примера годовой гра-

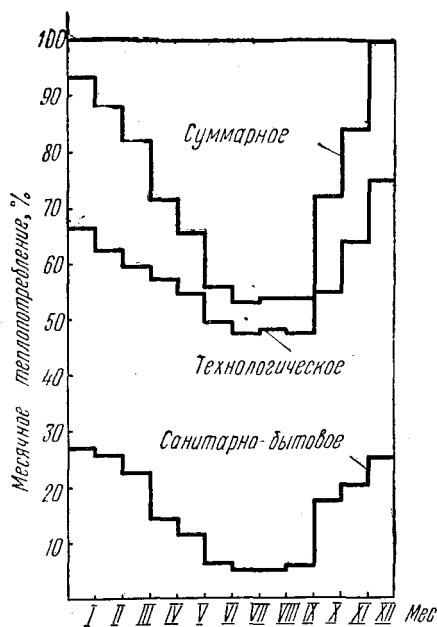


Рис. IX-3. Годовой график месячного теплотребления целлюлозно-бумажного комбината

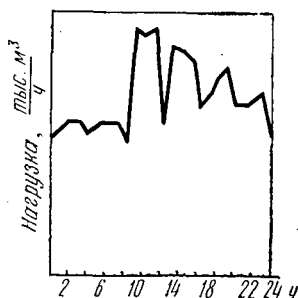


Рис. IX-4. Суточный график потребления сжатого воздуха машиностроительным заводом

фик месячного теплотребления целлюлозно-бумажного комбината.

Суточные и годовые графики нагрузки определенного района теплоснабжения могут быть построены путем суммирования характерных суточных графиков нагрузки отдельных групп потребителей.

Аналогично могут быть построены графики нагрузки

для сжатого воздуха. На рис. IX-4 приведен график суточного потребления сжатого воздуха машиностроительным заводом.

Годовой максимум тепловой нагрузки может быть определен из отношения

$$Q_m = \frac{Q_{\text{год}}}{h_m} \text{ ГДж/ч}, \quad (\text{IX-32})$$

где h_m — годовое число часов использования максимальной нагрузки, ч/год.

Показатель h_m представляет собой расчетное число часов, за которые была бы использована вся годовая потребность в тепле, если бы нагрузка поддерживалась максимальной.

Величина h_m определяется выражением вида

$$h_m = \gamma_{\text{сут}} \gamma_{\text{нед}} \gamma_{\text{мес}} \gamma_{\text{год}} \cdot 8760 \text{ ч/год}, \quad (\text{IX-33})$$

где $\gamma_{\text{сут}}$ — среднегодовой коэффициент заполнения суточного графика нагрузки; $\gamma_{\text{нед}}$ — то же, для недельного графика; $\gamma_{\text{мес}}$ — то же, для месячного графика; $\gamma_{\text{год}}$ — коэффициент заполнения годового графика нагрузки.

Коэффициент заполнения недельного графика нагрузки отражает колебания нагрузки внутри отдельных недель по дням (главным образом за счет выходных и праздничных дней) и определяется по выражению

$$\gamma_{\text{нед}} = \frac{Q_{\text{ср.м.н}}}{Q_{\text{м.н}}}, \quad (\text{IX-34})$$

где $Q_{\text{ср.м.н}}$ — средний за неделю расчетный максимум, ГДж/ч; $Q_{\text{м.н}}$ — наибольший за неделю расчетный максимум, ГДж/ч.

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

Величина $\gamma_{\text{мес}}$ определяется следующим образом:

$$\gamma_{\text{мес}} = \frac{Q_{\text{ср.м}}}{Q_{\text{м.м}}}, \quad (\text{IX-35})$$

где $Q_{\text{ср.м}}$ — средний за месяц расчетный максимум рабочего дня; $Q_{\text{м.м}}$ — наибольший за месяц расчетный максимум.

Коэффициент неравномерности годового теплоснабжения определяется по формуле

$$\gamma_{\text{год}} = \frac{\sum_{i=1}^{12} Q_{\text{м.м}i}}{12Q_{\text{м.год}}}, \quad (\text{IX-36})$$

где $Q_{\text{м.м}i}$ — максимальная нагрузка за каждый месяц;
 $Q_{\text{м.год}}$ — годовая максимальная нагрузка.

Аналогично вышеизложенному может быть определена потребность и построены графики нагрузки по сжатому воздуху и графики электрической нагрузки промышленного предприятия или промышленного узла.

Использование приведенного выше способа для построения *графиков электрической нагрузки энергосистемы* с большим числом разнообразных потребителей весьма трудоемко. Существует ряд методов расчета и построения графиков электрической нагрузки энергетической системы.

Рассмотрим основные принципы этих методов.

1. Суммарный суточный график электрической нагрузки энергосистемы может быть построен путем суммирования типовых суточных графиков, составленных для отдельных отраслей и подотраслей промышленности, сельского хозяйства, электрифицированного транспорта и коммунально-бытовой нагрузки с учетом их роли в общем электробалансе.

2. Для сокращения количества слагаемых суммарный суточный график рекомендуется строить исходя из следующих элементов: а) постоянная технологическая нагрузка; б) нагрузка прерывных производств; в) нагрузка промышленного освещения; г) нагрузка электрифицированного транспорта; д) коммунально-бытовая нагрузка.

Для установления каждого слагаемого применяется специально разработанная система показателей и типовых графиков нагрузки, выраженных в процентах.

3. В ряде случаев используется упрощенный метод, для которого исходной информацией являются: величины годового электропотребления отдельными потребителями или группами; коэффициент годового роста нагрузки; район размещения потребителей энергии; типовые зимние и летние суточные графики электрических

нагрузок, выраженные в относительных единицах, для различных климатических районов страны.

Вначале определяется структура электропотребления, а по ней — коэффициенты заполнения суточных графиков электрических нагрузок. Этим коэффициентам и географическому району размещения потребителей соответствуют определенные типовые суточные графики электрической нагрузки.

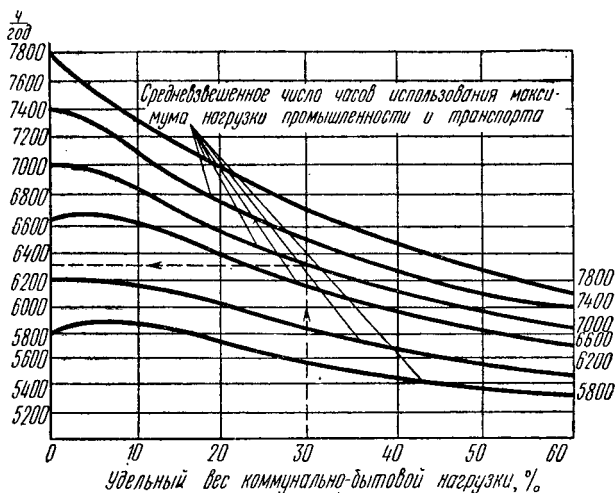


Рис. IX-5. К определению годового числа часов использования максимума нагрузки энергосистемы

Величина годового (зимнего) максимума нагрузки энергосистемы определяется по средневзвешенному числу часов использования промышленной и транспортной нагрузки и удельному весу коммунально-бытового электропотребления (рис. IX-5)¹.

Для построения суточных графиков электрических нагрузок энергосистем в другие сутки года (кроме зимних и летних), а также во все характерные сутки других лет (помимо тех, для которых имеются подробно разработанные энергобалансы по потребителям) может использоваться выражение вида

¹ Эти методы расчетов разработаны в институтах «Энергосеть-проект», «Гидропроект», ЭНИН им. Кржижановского.

$$P = P_m [1 - (1 - \gamma_{\min}) \bar{h}^v] \text{ МВт,} \quad (\text{IX-37})$$

где P_m — величина суточного максимума электрической нагрузки в рассматриваемые характерные сутки, МВт, (рис. IX-6); $\gamma_{\min}$ — коэффициент минимальной нагрузки, равный отношению минимальной нагрузки ($P_{\min}$) к максимальной (P_m); $\bar{h}$ — порядковый (по продолжи-

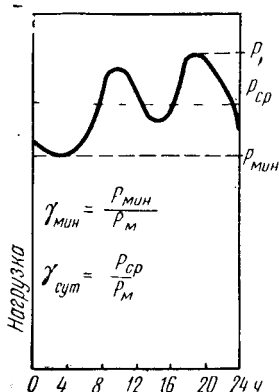


Рис. IX-6. Суточный график электрической нагрузки энергосистемы

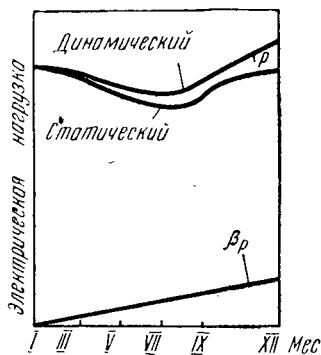


Рис. IX-7. Годовой график электрической нагрузки энергосистемы и его составляющие

тельности) час рассматриваемых суток, выраженный в относительных единицах; γ — коэффициент, характеризующий суточный график электрической нагрузки энергосистемы,

$$\gamma = \frac{\gamma_{\text{сут}} - \gamma_{\min}}{1 - \gamma_{\text{сут}}}. \quad (\text{IX-38})$$

Здесь $\gamma_{\text{сут}}$ — коэффициент заполнения суточного графика нагрузки, равный отношению среднесуточной нагрузки $P_{\text{ср}}$ к максимальной в рассматриваемые сутки.

Показатели, входящие в это выражение, определяются уравнениями, отражающими ход годовых многолетних графиков максимальных, средних и минимальных электрических нагрузок энергосистемы.

Действительный (динамический) годовой график электрической нагрузки энергосистемы (рис. IX-7) можно рассматривать как произведение статического графика на график внутригодового роста нагрузки.

Внутригодовой рост нагрузки отражается коэффициентами роста β_p . Коэффициент роста годового максимума $\beta_{p.m}$ равен

$$\beta_{p.m} = P_{m.год} / P'_{m.год}, \quad (IX-39)$$

где $P_{m.год}$ и $P'_{m.год}$ — годовые максимумы нагрузки в рассматриваемый и предшествующий годы.

Аналогичные коэффициенты отражают рост выработки (или средней нагрузки) и минимальной нагрузки.

Анализ отчетных данных показывает, что кривые статических годовых графиков максимальных, средних и минимальных электрических нагрузок энергосистемы за рабочие дни достаточно близки к косинусоиду. Поэтому годовой график месячных максимумов нагрузки может быть выражен уравнением вида

$$P_m = (1 + \beta_{p.m})^{n/12} \cdot [1 + m_m + (1 - m_m) \times \times \cos 30n] P'_{m.год} \cdot 0,5 \text{ МВт}, \quad (IX-40)$$

где n — количество месяцев от исходного, характеризваемого суточным максимумом нагрузки $P'_{m.год}$ до рассматриваемого, для которого искомый суточный максимум равен P_m ; m_m — соотношение между летним и зимним максимумами электрической нагрузки.

Аналогично могут быть представлены зависимости для средней и минимальной нагрузок.

Использование ЭВМ обеспечивает возможность достаточно быстрого расчета любого суточного графика электрической нагрузки энергосистемы за рабочий день многолетнего периода.

§ IX-6. Энергетические балансы в промышленности

Энергетический баланс страны охватывает все элементы энергетического хозяйства от источника получения первичных энергетических ресурсов до полезного использования всех видов энергии потребителями, т. е. добычу, переработку, транспорт, преобразование, распределение и потребление всех видов топливно-энергетических ресурсов и энергии в народном хозяйстве¹.

¹ При составлении энергетических балансов учитывается также экспорт и импорт энергетических ресурсов и электроэнергии.

Термин «энергетический баланс» означает полное количественное соответствие (равенство) в данный момент времени между расходом и приходом топлива и энергии и энергетическом хозяйстве, включая (где это необходимо) изменение запасов энергетических ресурсов.

Потребность в энергии и энергетических ресурсах составляет *расходную часть* энергетического баланса. Для обеспечения энергетического баланса необходима *приходная часть*, т. е. энерго- и топливоснабжающие установки. Энергетический баланс является методом социалистического планирования энергетического хозяйства. Впервые энергетический баланс в нашей стране был использован при составлении плана ГОЭЛРО (Государственного плана электрификации России).

Энергетический баланс является составной частью материального баланса страны, задачей которого является обеспечение оптимального, взаимосвязанного развития энергоснабжающих систем (топливоснабжающей, электроснабжающей, теплоснабжающей и др.) с другими отраслями народного хозяйства¹.

Энергетический баланс может быть разделен [51]: по стадиям энергетического потока (добыча, переработка или преобразование и конечное использование); по энергетическим установкам и объектам (обогачительные фабрики, электростанции, компрессорные станции, котельные и т. п.);

по целевому назначению (силовые процессы, тепловые процессы, электрохимические и электрофизические процессы, освещение);

по использованию (полезная энергия, потери);

в территориальном разрезе;

по народному хозяйству в целом, отраслям народного хозяйства и отдельным отраслям промышленности, транспорта и сельского хозяйства.

При составлении энергетического баланса различные энергетические ресурсы приводятся к единому измерителю. Приведение может производиться по физическому эквиваленту потенциальной энергии, по эксергии, количеству полезной энергии.

Единый энергетический баланс страны дает наиболее полную характеристику энергетического хозяйства.

¹ Теория и практические методы оптимизации энергетического баланса являются самостоятельной областью исследования [27, 34 и др.].

Общий энергетический баланс разделяется на частные: баланс электрической энергии, баланс тепла, баланс топлива.

Баланс электрической энергии представляет собой баланс потребности народного хозяйства в электроэнергии и производства его различными типами электростанций. Баланс электроэнергии неразрывно связан с балансом электрической мощности — балансом максимальной нагрузки потребителей и генерирующих мощностей с учетом рациональной величины резерва. Расходная часть электробаланса разделяется по отраслям народного хозяйства. Для более глубокого анализа электробаланса представляется также целесообразным [34] распределе-

Таблица IX-3

Ориентировочная структура расходной части электробаланса, %

Отрасли народного хозяйства и энергопотребляющие процессы	1960 г.	1975 г.
<i>А. Структура по отраслям народного хозяйства</i>		
Промышленность	64,58	56,82
Строительство	3,06	1,66
Транспорт	6,04	7,05
Сельское хозяйство	3,40	7,00
Коммунально-бытовое хозяй- ство городов	10,41	11,69
Собственные нужды электро- станций и потери в сетях . .	12,50	14,62
Экспорт	0,01	1,06
Итого	100,00	100,00
<i>Б. Структура по энергопотребляющим процессам</i>		
Силовые процессы и освеще- ние	79,00	70,00
Высокотемпературные, элек- трохимические процессы и др.	21,00	25,00
Низкотемпературные процес- сы	—	5,00
Итого	100,00	100,00

ние электроэнергии по направлениям ее целевого использования в энергопотребляющих процессах (силовые процессы, высокотемпературные и др.).

В табл. IX-3 приведена ориентировочная структура расходной части электробаланса страны на 1960 и 1975 гг. [34, 50].

Приходная часть электробаланса определяет структуру генерирующих мощностей (по типам электростанций) и выработки электроэнергии (табл. IX-4, [34, 50]).

Т а б л и ц а IX-4

Ориентировочная структура приходной части электробаланса, %

Типы электростанций	1960 г.
<i>А. Структура по установленной мощности</i>	
Конденсационные электростанции	} 77,9
Теплоэлектроцентрали	
Гидроэлектростанции	22,1
Атомные электростанции	—
Итого	100,0
<i>Б. Структура по выработке электроэнергии</i>	
Конденсационные электростанции	57,8
Теплоэлектроцентрали	28,8
Гидроэлектростанции	17,4
Атомные электростанции	—
Итого	100,0

Баланс тепла представляет собой распределение потребности в тепле и его производства. Потребность в тепле складывается из технологического теплоснабжения, а также расхода на отопление, вентиляцию, кондиционирование воздуха и горячее водоснабжение.

К наиболее теплоснабжаемым отраслям промышленности

относятся химическая, нефтеперерабатывающая, целлюлозно-бумажная и пищевая.

Тепло, расходуемое на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, в общем расходе тепла по отдельным отраслям промышленности составляет: в машиностроении от 30 до 90%, в металлургии от 40 до 50%, в химической и нефтехимической отраслях 20%, в пищевой промышленности от 10 до 30%, в целлюлозно-бумажной 10% [50].

При относительно малой теплоемкости продукции машиностроение в целом по объему теплоснабжения занимает первое место среди других отраслей промышленности (17—18% всего промышленного теплоснабжения в стране).

В табл. IX-5 приведена ориентировочная структура расходной части баланса тепла (по уровню 1965 г., [34]).

Таблица IX-5

Ориентировочная структура расходной части баланса тепла *

Наименование целевого направления	%
Промышленность	53,5
В том числе:	
на технологические процессы	37,3
на прочие процессы	16,2
Коммунально-бытовые нужды города	46,5
Итого:	100,0

* Тепловое потребление коммунально-бытовых нужд сельского населения и большей части производственных процессов сельского хозяйства в этой таблице не учтено.

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

В табл. IX-6 приведена ориентировочная структура приходной части баланса тепла [34].

Динамика структуры приходной части баланса тепла

указывает на повышение удельного веса источников централизованного теплоснабжения, среди которых основную роль играют теплоэлектроцентрали.

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

Т а б л и ц а IX-6

Ориентировочная структура приходной части баланса тепла, %

Источники теплоснабжения	1965 г.	1970 г.	1975 г.
<i>А. Источники централизованного теплоснабжения . . .</i>	60,40	68,20	72,8
В том числе:			
ТЭЦ районные . . .	21,80	26,68	30,4
ТЭЦ промышленные .	11,11	10,10	8,4
Всего от ТЭЦ	32,91	36,78	38,8
Котельные	25,47	28,79	28,8
Утилизационные установки	2,02	2,63	5,2
<i>Б. Источники децентрализованного теплоснабжения . . .</i>	39,60	31,80	27,2
Итого	100,00	100,00	100,0

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 ряд энергетических и технологических установок может использовать только определенные виды топлива, то кроме сводных топливных балансов составляются также балансы по отдельным видам топлива.

В табл. IX-7 приведена ориентировочная структура потребления энергетического топлива в стране [34].

За десятилетие (1960—1970 гг.) прослеживается тенденция увеличения потребления топлива промышленностью, жилищно-коммунальным хозяйством городов и

Ориентировочная структура потребления энергетического топлива, %

Группы потребителей	1960 г.	1965 г.	1970 г.
А. Потребители, не требующие качественного энергетического топлива	20,0	22,5	25,5
Б. Потребители качественного энергетического топлива	80,0	77,5	74,5
Из них:			
Промышленность	20,1	21,4	22,5
В том числе:			
печи	9,8	12,6	15,5
котельные	7,8	6,2	4,5
прочие нужды	2,5	2,6	2,5
Транспорт (включая промышленный)	21,8	15,2	13,5
Жилищно-коммунальное хозяйство городов и сельских районов	14,5	16,3	18,5
Прочие потребители (включая мелкие электростанции)	23,6	24,6	20,0
Итого*	100,0	100,0	100,0

* Без резервов, экспорта, потерь и прочих неучтенных расходов.

сельских районов при снижении доли, относящейся к транспорту¹.

Энергетические балансы разделяются на плановые и отчетные. Плановые балансы служат для определения потребности в топливе, тепле, электроэнергии (расходная часть балансов); разработки наиболее рациональных способов покрытия этой потребности (приходная часть балансов) и оценки экономичности принятого технического решения.

¹ По потреблению электроэнергии доля транспорта повышается (см. табл. IX-3).

Отчетные (фактические) балансы служат для анализа энергопотребления, выявления источников потерь, разработки мероприятий по экономии топлива, тепла, электроэнергии.

§ IX-7. Роль энергетического фактора в размещении промышленных предприятий

Рациональное размещение промышленности требует учета всего многообразия динамичных во времени факторов, связанных с обеспечением данного производства сырьем, топливом, энергией, водой, материалами, трудовыми ресурсами, климатическими условиями, условиями сбыта готовой продукции, а также влиянием этих факторов на технологию производства.

Наличие сложных связей между предприятиями требует их всестороннего комплексного анализа при установлении рационального размещения промышленных предприятий.

Влияние энергетического фактора на рациональное размещение промышленных предприятий проявляется в различной мере для разных производств.

Энергетический фактор в размещении промышленных предприятий характеризуется: географическим размещением топливной базы, источников электрической энергии, водоснабжения, тепла и их потребителей; балансом топлива и энергии в данном экономическом районе; технико-экономическими показателями топливно-энергетических ресурсов.

С точки зрения потребности промышленных предприятий в электроэнергии и топливе они могут быть разделены на три группы:

I. Группа электроемких производств, тяготеющая к районам производства электроэнергии.

II. Группа топливемких производств, тяготеющая к топливным базам.

III. Группа производств без явно выраженного тяготения к источникам электроэнергии или топлива.

Влияние энергетического фактора проявляется главным образом по отношению к производствам, входящим в I и II группы, в себестоимости продукции которых значительное место занимают затраты на электроэнергию и топливо.

Наиболее дешевое топливо и электроэнергия — в рай-

онах Восточной Сибири и Средней Азии, которые обладают избыточным топливно-энергетическим балансом. Эти районы обладают всеми энергоэкономическими предпосылками для создания в них крупных электро-, тепло- и топливоемких производств.

Рост энерговооруженности труда ведет при прочих равных условиях к увеличению производительности труда, что имеет особое значение для районов со сравнительно низкой плотностью населения. Так, например, производство алюминия, ферросплавов требуют на 1 млн. кВт·ч расходуемой электроэнергии 1,4—3,4 человека. В то же время металлургический комбинат с доменным цехом, тяжелое машиностроение требует на 1 млн. кВт·ч расходуемой энергии 37—190 человек. Энергетический фактор оказывает влияние не только на размещение данного производства, но и на его технологический процесс (энергоносители производственных процессов, параметры установок и т. п.). Так, например, большие количества дешевой электроэнергии в Восточной Сибири повышают экономичность получения стали в этих районах в электрических печах.

Для решения конкретных задач по размещению промышленных производств необходимо иметь энергоэкономические характеристики районов. Основы их формирования были заложены академиком Г. М. Кржижановским и членом-корреспондентом АН СССР В. И. Вейцем.

Энергоэкономическая характеристика района должна содержать:

- обеспеченность района топливно-энергетическими ресурсами, их структуру, экономические показатели;

- особенности хозяйственного развития района в соответствии с состоянием производительных сил при разных вариантах размещения промышленности и производственной специализации;

- техничко-экономические показатели по топливу и электроэнергии, транспортируемым из других районов.

Большое влияние оказывает энергетический фактор на сравнительную эффективность теплофикации, выбор мощности, типа агрегатов, начальных параметров пара на ТЭЦ, оценку целесообразности использования побочных энергоресурсов.

Экономия топлива, получаемая при повышении начальных параметров пара на ТЭЦ или при использовании побочных энергоресурсов, связана с дополнительными

ми затратами, обусловленными повышением качества необходимого металла или увеличением его расхода. В районах с относительно низкими затратами на 1 т у. т. эти дополнительные затраты могут оказаться нецелесообразными. Поэтому в районах Восточной Сибири, Кузбасса, Северного Казахстана часто экономически эффективно сооружать менее капиталоемкие, но более энергоемкие и топливеемкие предприятия.

Тепловая нагрузка, при которой становится эффективней теплофикация по сравнению с отдельной схемой, возрастает в районах дешевого топлива (подробнее см. в гл. X):

В районах Восточной Сибири создаются энергопромышленные комплексы черных, цветных и легких металлов, электрохимические производства, которые обеспечивают низкую себестоимость продукции.

Помимо энергетического фактора, как указано выше, на размещение промышленности оказывает существенное влияние большее количество других изменяющихся во времени факторов. Нахождение рациональных схем размещения промышленных предприятий возможно лишь на основе комплексного учета всего многообразия действующих факторов.

ЭКОНОМИКА ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

§ X-1. Экономические основы концентрации, централизации и комбинирования в промышленной теплоэнергетике

Концентрация — это процесс сосредоточения производства продукции на более крупных предприятиях, использующих агрегаты большей единичной мощности. Концентрация производства в промышленности осуществляется как за счет строительства новых крупных предприятий, так и реконструкции и расширения действующих, ликвидации мелких нерентабельных предприятий, создания крупных производственных объединений.

Концентрация промышленного производства имеет следующие основные формы:

- 1) сосредоточение на предприятии разнородных производств (универсальное предприятие);
- 2) концентрация производства однородной продукции на предприятии (специализированное предприятие);
- 3) концентрация рационально взаимосвязанных разнородных производств на предприятии (комбинированное предприятие).

Концентрация промышленного производства обеспечивает следующие основные преимущества: сокращение удельных капитальных затрат и сроков строительства объектов; лучшее использование производственных фондов, сырья, топлива, материалов; повышение производительности труда; снижение себестоимости продукции, повышение прибыли и рентабельности производства.

Однако чрезмерное укрупнение предприятий приводит к определенным недостаткам: отвлечение крупных капиталовложений на длительные сроки; повышение транспортных расходов; снижение возможностей комплексного развития хозяйства экономических районов; недопустимое загрязнение воздушного и водного бассейнов.

При концентрации следует также учитывать местные условия (трудовые ресурсы, условия водоснабжения, дальнейшую перспективу развития района и др.).

Большое количество влияющих факторов и их сложные взаимные связи вызывают необходимость применения экономико-математических методов и электронных вычислительных машин при определении оптимальных размеров концентраций.

Промышленность СССР и других стран социализма, используя преимущества социалистической системы хозяйства, развивается в направлении повышения уровня концентрации производства. Этому содействует комплексная программа, принятая XXV сессией Совета Экономической Взаимопомощи стран — членов СЭВ, позволяющая использовать преимущества социалистической экономической интеграции этих стран для строительства экономически целесообразных размеров предприятий, удовлетворяющих потребности не только каждой страны в отдельности, но и всех или нескольких социалистических стран.

Масштабы промышленных предприятий оказывают влияние на рациональный уровень концентрации их теплоэнергетического хозяйства, а также энергогенерирующих станций: теплоэлектроцентралей, кислородных, компрессорных, паровоздуховных и др.

Рост максимальной установленной мощности единичных ТЭЦ и отдельных агрегатов показан на рис. X-1.

Повышение мощности ТЭЦ и отдельных агрегатов позволяет снизить удельные капиталовложения и улучшить их структуру, сократить удельные расходы топлива, повысить производительность труда, снизить себестоимость производства электроэнергии, тепла и сжатого воздуха (см. § II-2, § V-1). Вместе с тем концентрация тепло- и воздухоснабжения увеличивает, как правило, радиусы сетей, что приводит к дополнительным капитальным затратам и годовым эксплуатационным расходам.

Сравнительная экономичность вариантов определяется по соотношению приведенных затрат (при соблюдении условий сопоставимости), подсчитываемых для каждого варианта по выражению

$$\Sigma Z = \sum_{i=1}^T (E_n K_i + \Delta S_{y,п i} + \Delta B_{год i} \bar{Z}_T) \times$$

$$\times (1 + E_{н.п})^{t_n - i} \text{ руб./год,} \quad (X-1)$$

где K_i — суммарные капитальные затраты по варианту в i -й год, руб.; $\Delta S_{у.п. i} = S_{у.п. i} - S_{у.п. (i-1)}$ — разность условно-постоянных эксплуатационных расходов в i -й и $(i-1)$ -й годы руб./год; $\Delta B_{год i} = B_{год i} - B_{год (i-1)}$ — разность расходов топлива по варианту в i -й и $(i-1)$ -й годы,

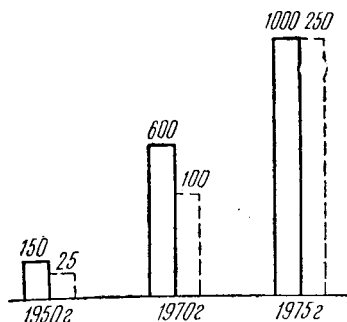


Рис. X-1. Рост максимальной установленной мощности промышленных ТЭЦ (—) и отдельных агрегатов (---)

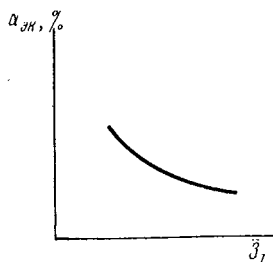


Рис. X-2. Характер изменения $\alpha_{зк}$ в зависимости от удельных замыкающих затрат на топливо $\bar{Z}_t$

т у. т./год; $\bar{Z}_t$ — удельные замыкающие затраты на топливо, руб./т у. т.; E_n — нормативный коэффициент эффективности, 1/год; $E_{н.п}$ — нормативный коэффициент приведения, доли единицы; T, t_n — расчетный период и срок, к которому приводятся затраты, годы.

Сооружение крупных районных кислородных станций с извлечением комплекса продуктов разделения воздуха для удовлетворения потребности химических, металлургических или машиностроительных предприятий позволит использовать мощное оборудование, снизить потребность в резервных блоках, уменьшить потери продукции, возникающие вследствие неравномерного потребления, повысить производительность труда, уменьшить себестоимость продукции.

Влияние укрупнения воздухоразделительных агрегатов и увеличения числа агрегатов на удельные капитальные затраты по станции показано на рис. II-5 и II-6.

Расчет оптимальных размеров районных кислородных станций и их сравнительной эффективности может

быть проведен по формуле (X-1) при замене затрат на топливо затратами на электроэнергию, подсчитанными по удельным замыкающим затратам.

Укрупнение и усложнение энергохозяйства вызывают необходимость использования информационных, а в ряде случаев — управляющих вычислительных машин.

Применение вычислительной техники обеспечивает экономию топлива, тепла, электроэнергии, позволяет уменьшить количество контрольно-измерительных приборов, снизить численность персонала, уменьшить необходимый ремонтный резерв. Экономия энергоресурсов вызывается улучшением режима использования агрегатов, сокращением времени их пуска и останова, увеличением длительности работы агрегатов. Кроме того, повышается надежность работы агрегатов.

Экономическая эффективность использования информационных или управляющих вычислительных машин может быть установлена по изменению приведенных затрат (ΔZ) при переходе от варианта с отсутствием рассматриваемых машин к варианту с их наличием.

Так, например, применительно к промышленной ТЭЦ из условия $\Delta Z = 0$ может быть установлен минимальный процент экономии топлива, при котором оправдывается использование вычислительной машины:

$$\alpha_{\text{ЭК}} = \frac{K_{\text{в.м}} [E_{\text{н}} + \alpha_{\text{ам.в.м}} (1 + \beta_{\text{в.м}})] - \Delta K_{\text{р}} [E_{\text{н}} + \alpha_{\text{ам.р}} (1 + \beta_{\text{р}})] - \Delta K_{\text{приб}} [E_{\text{н}} + \alpha_{\text{ам.приб}} (1 + \beta_{\text{приб}})] - \Delta n \bar{S}_{\text{э.п}}}{(N_{\text{у}} h_{\text{э}} b_{\text{э}} + Q_{\text{ч}} h_{\text{т}} b_{\text{т}}) \bar{Z}_{\text{т}} \cdot 10^{-2}} \% , \quad (\text{X-2})$$

где $K_{\text{в.м}}$ — дополнительные капитальные затраты, связанные с установкой вычислительной машины, руб.; $\Delta K_{\text{р}}$, $\Delta K_{\text{приб}}$ — экономия капитальных затрат на резервные мощности и приборы соответственно, руб.; $\alpha_{\text{ам.в.м}}$, $\alpha_{\text{ам.р}}$, $\alpha_{\text{ам.приб}}$ — средние нормы амортизационных отчислений на вычислительную машину, высвобождаемые резервные мощности и приборы, 1/год; $\beta_{\text{в.м}}$, $\beta_{\text{р}}$, $\beta_{\text{приб}}$ — величины отчислений на текущий ремонт, выраженные в долях от амортизационных отношений, доли; $b_{\text{э}}$, $b_{\text{т}}$ — удельные расходы топлива на выработку электроэнергии и тепла т у. т./МВт·ч, т у. т./ГДж; $N_{\text{у}}$, $Q_{\text{ч}}$ — установленные электрическая и тепловая (в части, отдаваемой

потребителям) мощности ТЭЦ, МВт, ГДж/ч; h_z , h_T — числа часов использования, установленной электрической и тепловой мощности, ч/год; $\bar{Z}_T$ — удельные замыкающие затраты на топливо, руб./т у.т.; Δn — количество высвобожденного персонала при использовании вычислительной машины, чел.; $\bar{S}_{z.п}$ — среднегодовой фонд заработной платы на одного человека, руб./чел.·год.

Абсолютная минимальная величина экономии топлива составит

$$\Delta B_{\min} = \alpha_{\text{ЭК}} (N_y h_z b_z + Q_{\text{ч}} h_T b_T) \cdot 10^{-2} \text{ т у.т./год. (X-3)}$$

Для районов с большими удельными замыкающими затратами на топливо $\bar{Z}_T$ минимально необходимый процент экономии топлива ($\alpha_{\text{ЭК}}$) снижается. Характер изменения $\alpha_{\text{ЭК}}$ в зависимости от $\bar{Z}_T$ показан на рис. X-2.

Если ожидаемая или фактическая экономия топлива ΔB больше $\Delta B_{\min}$, то годовая экономия приведенных затрат при использовании вычислительной машины будет равна

$$\begin{aligned} \Delta Z = & \Delta B \bar{Z}_T + \Delta K_p [E_n + \alpha_{\text{ам.р}} (1 + \beta_p)] + \\ & + \Delta K_{\text{приб}} [E_n + \alpha_{\text{ам.приб}} (1 + \beta_{\text{приб}})] + \Delta n \bar{S}_{z.п} - \\ & - K_{\text{в.м}} [E_n + \alpha_{\text{ам.в.м}} (1 + \beta_{\text{в.м}})] \text{ руб./год. (X-4)} \end{aligned}$$

Централизация энергоснабжения является важнейшим направлением развития социалистической энергетики.

Промышленный узел может иметь централизованное, децентрализованное или смешанное энергоснабжение.

Централизованное электроснабжение осуществляется от энергетических систем и их объединений.

В настоящее время в нашей стране формируется Единая энергетическая система страны (ЕЭС СССР).

Централизация электроснабжения обеспечивает значительные экономические преимущества. К ним относятся: повышение надежности электроснабжения потребителей, снижение необходимых капитальных вложений, численности персонала, расхода топлива, повышение производительности труда, снижение себестоимости электроэнергии, повышение прибыли и рентабельности энергетического производства.

Уровень централизации энергоснабжения характери-

зуется коэффициентом централизации, который равен отношению выработки данного вида энергии источниками централизованного энергоснабжения к ее общему объему.

Динамика коэффициента централизации электроснабжения характеризуется следующими данными: 1928 г. — 0,39; 1940 г. — 0,812; 1960 г. — 0,881; 1970 г. — 0,960; 1973 г. — 0,969.

Децентрализованное электроснабжение может осуществляться от отдельной электростанции, не связанной линиями электропередач с энергетической системой.

Сравнительная экономическая эффективность централизованного и децентрализованного электроснабжения промышленного узла во многом определяется величиной электрической нагрузки и удаленностью района от энергетических систем.

Централизованное теплоснабжение осуществляется от районных или промышленных ТЭЦ, крупных котельных. В настоящее время ТЭЦ производят до 40% тепла, потребляемого в стране. Кроме того, около 30% потребности в тепле удовлетворяется централизованно от крупных промышленных и районных котельных¹. Динамика коэффициента централизации теплоснабжения характеризуется следующими данными [50]: 1965 г. — 0,604; 1970 г. — 0,682; 1972 г. — 0,700; 1975 г. — 0,728.

От источников централизованного теплоснабжения в настоящее время удовлетворяется практически полностью потребность в паре и горячей воде промышленных предприятий и свыше 40% потребностей коммунального хозяйства и населения городов.

Централизация теплоснабжения обеспечивает существенную экономию топлива в стране. Только за счет теплофикации, т. е. комбинированного производства тепла и электрической энергии на ТЭЦ, годовая экономия топлива в 1972 г. составила 25 млн. т условного топлива².

Комбинированные энергетические установки могут одновременно производить несколько видов энергетической продукции. Например, ТЭЦ — электрическую энергию, тепло, а иногда и сжатый воздух, химически очищенную воду; ПВС — тепло и сжатый воздух.

¹ См.: По данным Е. Соколова, В. Рубина. «Правда», 28 января 1973 г.

² Там же.

Комбинированные энерготехнологические установки могут одновременно производить технологическую и энергетическую продукцию. Например, циклонные энерготехнологические установки — кормовые фосфаты, электроэнергию и тепло.

При выборе рациональной схемы энергоснабжения необходимо тщательно подсчитать и проанализировать отдельные элементы затрат, учитываемые при сопоставлении различных схем энергоснабжения. Иллюстрируем это на примере сопоставления комбинированной и раздельной схем производства тепла и электрической энергии.

Комбинированное производство тепла и электрической энергии на промышленной ТЭЦ требует в большинстве случаев более высоких капитальных затрат по сравнению со схемой раздельного энергоснабжения вследствие относительно меньшей электрической мощности ТЭЦ и единичной мощности агрегатов. Дополнительные капитальные затраты в варианте с ТЭЦ особенно возрастут, если установка турбин с противодавлением вызывает необходимость дублирования электрических мощностей в энергосистеме.

Все составляющие эксплуатационных расходов по варианту с ТЭЦ, кроме топливной составляющей, обычно выше, чем при раздельном варианте. Поэтому комбинированный вариант может быть экономически целесообразен за счет экономии топлива.

Экономия топлива получается благодаря выработке электроэнергии на базе теплового потребления; централизации теплоснабжения, учитывая различие в к. п. д. котельных ТЭЦ и теплоснабжающих котельных, а также возможности наивыгоднейшего распределения тепловой нагрузки между отдельными котлоагрегатами.

Если ТЭЦ оборудована турбинами с отбором пара и конденсацией (типа Т или ПТ), то указанная экономия топлива будет снижаться за счет:

а) выработки электроэнергии на ТЭЦ по конденсационному режиму с к. п. д., более низким, чем на заменяемых конденсационных агрегатах;

б) повышения выработки электроэнергии на сравнительно менее экономичных электростанциях энергосистемы вследствие снижения годового числа часов исполь-

зования установленной мощности ТЭЦ сравнительно с заменяемой КЭС¹.

Вместе с тем необходимо учитывать различие в расходах топлива на покрытие разности в расходах энергии на собственные нужды электростанций и котельных, покрытие потерь в электрических и тепловых сетях, доставку топлива по железным дорогам (водным или трубопроводным транспортом) к генерирующим установкам.

Таким образом, годовая экономия топлива составит

$$\Delta B = B^p - B^k = B_c^p - B_c^k + B_{\text{кот}}^p - B_{\text{п.к}}^k + \Delta B_{\text{тран}}, \quad (\text{X-5})$$

где B_c^p , $B_{\text{кот}}^p$ — годовые расходы топлива электростанциями энергосистемы и котельными при использовании в энергосистеме заменяемой КЭС и отпуске потребителям электроэнергии в размере $\mathcal{E}_{\text{отп}}$ и тепла $Q_{\text{год.отп}}$ в соответствии с их технологическим режимом; B_c^k , $B_{\text{п.к}}^k$ — годовые расходы топлива электростанциями энергосистемы и пиковыми котельными при использовании в энергосистеме рассматриваемой ТЭЦ и отпуске потребителям энергосистемы такого же количества электрической энергии, тепла и по такому же режиму, как и в случае раздельной схемы; $\Delta B_{\text{тран}}$ — разность в годовых расходах топлива на доставку его к электростанциям и котельным.

Под заменяемой КЭС понимается конденсационная электростанция (или часть ее), которая по балансу мощностей на данном уровне развития энергосистемы может не вводиться в работу (заменяется) при сооружении рассматриваемой ТЭЦ. Понятие «заменяемая КЭС» необходимо для оценки изменений в капитальных затратах и постоянной составляющей годовых эксплуатационных расходов на электростанциях при замене раздельной схемы комбинированной.

Количество топлива, которое экономится при вводе ТЭЦ, зависит не только от показателей заменяемой ею КЭС, но и других электростанций энергосистемы вследствие несовпадения наивыгоднейших режимов работы этих электростанций при наличии в энергосистеме рассматриваемой ТЭЦ или заменяемой ею КЭС. Влияние этого фактора возрастает при учете развития энергосистемы во времени.

¹ Это положение может иметь место в первые годы эксплуатации ТЭЦ.

Показатели заменяемой конденсационной электростанции принимаются по наиболее прогрессивной конденсационной электростанции, которая может быть введена на рассматриваемом этапе развития энергосистемы, если не будет сооружена данная ТЭЦ. Установленная мощность этой КЭС принимается часто выше, чем у ТЭЦ, на 5—7% с учетом суммарных отличий в расходах мощности на собственные нужды и потерях в электрической сети.

Годовые расходы топлива электростанциями энергосистемы могут быть установлены по расходам топлива за характерные сутки¹:

$$B_{\text{с.сут}} = \sum_{i=0}^{23} B_{\text{мин } i} + \sum_{i=0}^{23} \int_{P_{\text{мин } i}}^{P_i} r_c dP_i \text{ т у.т./сутки, (X-6)}$$

где $B_{\text{мин } i}$ — расход топлива в энергосистеме, соответствующий ее минимальной нагрузке $P_{\text{мин}}$ в i -й час суток, т у.т./ч; P_i — электрическая нагрузка энергосистемы в i -й час суток, МВт; r_c — текущее значение относительного прироста расхода топлива в энергосистеме², т у.т./МВт·ч.

При расчетах не на электронных вычислительных машинах (вручную) практически нет необходимости подсчитывать значения $B_{\text{мин } i}$ по каждому из вариантов и для всех часов суток. Достаточно знать только разность в расходах топлива. Величина $\sum_{i=0}^{23} (B_{\text{мин}}^p - B_{\text{мин}}^k)$ определяется характеристиками рассматриваемой ТЭЦ и заменяемой КЭС, а разность интегралов устанавливается по величинам электрических нагрузок и соответствующим им относительным приростам расхода топлива.

При использовании электронных вычислительных машин определяют суммарные расходы топлива в энергосистеме по каждому варианту, а затем и их разность (см. § X-4).

Расходы топлива котельными подсчитываются по тепловым нагрузкам и к. п. д.

¹ Расчет ведется по часовым точкам.

² Подробнее об относительном приросте расхода топлива см. в следующем параграфе.

Увеличение экономии топлива при комбинированном производстве электроэнергии и тепла может быть достигнуто путем: а) повышения начальных параметров пара на ТЭЦ и снижения параметров пара, используемого для теплоснабжения¹; б) повышения экономичности производства электроэнергии на ТЭЦ благодаря совершенствованию схемы и конструкции агрегатов; в) установки на ТЭЦ противодавленческих турбин; г) правильного выбора доли тепловых нагрузок теплоснабжения, покрываемых из отборов турбин ТЭЦ, и т. п.

Доля расчетной часовой отопительно-вентиляционной нагрузки района теплоснабжения, покрываемая из отборов турбин ТЭЦ, представляет собой расчетное значение *часового коэффициента теплофикации* α_q^T :

$$\alpha_q^T = Q_q^T / Q_q^{OT}, \quad (X-7)$$

где Q_q^T — максимальная часовая отопительно-вентиляционная нагрузка, покрываемая из отборов турбин ТЭЦ, ГДж/ч; Q_q^{OT} — расчетная отопительно-вентиляционная нагрузка района теплоснабжения, ГДж/ч.

Аналогичное содержание имеют коэффициенты теплофикации для технологической нагрузки отопительных и производственных параметров, называемые коэффициентами промышленной теплофикации.

Изменение величины α_q^T влияет на ряд составляющих приведенных затрат. К ним относятся: а) расходы топлива на выработку электроэнергии на данной ТЭЦ по теплофикационному и конденсационному режимам; б) расходы топлива на выработку электроэнергии другими электростанциями энергосистемы; в) расходы топлива на отпуск тепла от отборов турбин ТЭЦ и пиковых котельных; г) капитальные затраты по комбинированной и раздельной схемам энергоснабжения.

Выбор оптимальных величин коэффициентов теплофикации для отопительно-вентиляционной нагрузки ($\alpha_{q,опт1}^T$), а также для технологических нагрузок отопительных ($\alpha_{q,опт2}^T$) и производственных параметров ($\alpha_{q,опт3}^T$) является самостоятельной задачей, рассматриваемой в § X-5.

¹ Оптимальные параметры отборов устанавливаются на основе комплексного анализа показателей ТЭЦ и теплоиспользующих установок потребителей.

Нагрузку горячего водоснабжения $Q_p^{г.в.}$, имеющую высокую продолжительность годового использования, целесообразно покрывать из отборов турбин ТЭЦ. Тогда суммарная тепловая нагрузка турбин ТЭЦ составит

$$\Sigma Q_q^T = \alpha_{q,опт.1}^T Q_q^{от} + Q_q^{г.в.} + \alpha_{q,опт.2}^T Q_{q,от}^{тех} + \alpha_{q,опт.3}^T Q_{q,пр}^{тех} \text{ ГДж/ч}, \quad (X-8)$$

где $Q_{q,от}^{тех}$ и $Q_{q,пр}^{тех}$ — расчетные тепловые технологические нагрузки отопительных и производственных параметров, ГДж/ч.

Суммарная тепловая нагрузка района теплоснабжения равна

$$\Sigma Q_q = Q_q^{от} + Q_q^{г.в.} + Q_{q,от}^{тех} + Q_{q,пр}^{тех} \text{ ГДж/ч}. \quad (X-9)$$

Обозначим отношения:

$$\frac{Q_q^{от}}{\Sigma Q_q} = \varepsilon_1; \quad \frac{Q_{q,от}^{тех}}{\Sigma Q_q} = \varepsilon_2;$$

$$\frac{Q_{q,пр}^{тех}}{\Sigma Q_q} = \varepsilon_3; \quad \frac{Q_q^{г.в.}}{\Sigma Q_q} = \varepsilon_4.$$

Тогда

$$\varepsilon_1 + \varepsilon_2 + \varepsilon_3 + \varepsilon_4 = 1.$$

Суммарное значение часового коэффициента теплофикации от ТЭЦ $\alpha_{q \text{ ТЭЦ}}$ равно отношению

$$\alpha_{q \text{ ТЭЦ}} = \Sigma Q_q^T / \Sigma Q_q. \quad (X-10)$$

Или, заменив ΣQ_q^T суммой членов по формуле (X-8), после преобразований получим

$$\alpha_{q \text{ ТЭЦ}} = \alpha_{q,опт.1}^T \varepsilon_1 + \alpha_{q,опт.2}^T \varepsilon_2 + \alpha_{q,опт.3}^T \varepsilon_3 + \varepsilon_4. \quad (X-11)$$

Рассмотрим покрытие тепловых нагрузок, превышающих значения, определяемые оптимальными коэффициентами теплофикации.

Эти тепловые нагрузки могут быть покрыты следующими способами. путем редуцирования пара от основных энергетических котлов; от специальных пиковых водогрейных или паровых котлов; путем редуцирования

пара от основных энергетических котлов и от специальных пиковых.

Редуцирование пара основных котлов высоких или сверхвысоких параметров обычно нецелесообразно. Это объясняется ростом капитальных затрат на котельные агрегаты и редуционно-увлажнительные установки; ростом расхода электроэнергии на их собственные нужды; необходимостью работы котлов в переменном режиме, что технически затруднительно и отражается на их к. п. д.

Специальные пиковые водогрейные котлы и котлы на низкие параметры пара требуют значительно меньше капитальных затрат и расхода электроэнергии на собственные нужды. Ввиду малого годового числа часов использования они могут иметь несколько пониженный к. п. д.

В случае когда ТЭЦ расположена на сравнительно большом расстоянии от потребителей горячей воды, может оказаться целесообразным разместить пиковые водогрейные котлы вблизи тепловых нагрузок.

Такие котельные на начальном этапе теплофикации могут использоваться в качестве основных отопительных котельных, а затем — с ростом тепловой нагрузки района и сооружением ТЭЦ — переведены в режим пиковых.

Важное значение при выборе рациональной схемы энергоснабжения имеют вопросы создания *энергетических резервов* для обеспечения высокой степени надежности энергоснабжения потребителей. Специфика требований к энергетическим резервам определяется невозможностью создания резервов готовой продукции. Поэтому в энергетике резервы содержатся в генерирующих мощностях и энергетических ресурсах.

Причем резервы должны быть не только по энергии, но и по мощности. Кратковременный перерыв в энергоснабжении может привести к большому ущербу у потребителей, хотя недоотпуск по энергии весьма мал.

Резерв бывает холодный и горячий. Под горячим резервом понимается резерв в агрегатах, которые находятся в работе. Этот резерв может быть очень быстро использован. Холодный резерв представляет собой мощность агрегатов, не находящихся в работе, но которые за небольшой промежуток времени можно ввести в работу.

При комбинированном электро- и теплоснабжении резервы по теплу и электроэнергии взаимосвязаны. Ре-

зерв электрической мощности может быть использован и как резерв для теплоснабжения путем снижения электрической мощности и редуцирования пара из котлов. Следует различать случаи изолированной работы промышленной ТЭЦ и использование ТЭЦ в энергосистеме.

При энергоснабжении от изолированно работающей промышленной ТЭЦ должны быть предусмотрены специальные резервные мощности по теплу и электрической мощности. В этом случае нужно учитывать малую вероятность одновременного совпадения: максимальной электрической нагрузки; расчетной температуры наружного воздуха; расчетной скорости ветра, принятой для определения тепловых потерь через отражающие конструкции зданий.

Если электро- и теплоснабжение предусматривается от промышленной ТЭЦ, входящей в крупную энергетическую систему, то специального резерва котельной мощности для обеспечения надежного теплоснабжения, как правило, не требуется. В этом случае при аварийном выходе котельного агрегата теплоснабжение может осуществляться от других котлов ТЭЦ при сниженной отдаче электрической мощности и использовании резерва энергосистемы по электрической энергии и мощности.

При производстве сжатого воздуха должно быть обеспечено резервирование по турбокомпрессорам или компрессорам с электроприводом.

Особо важное место занимает резерв топлива, который необходим для обеспечения нормального топливоснабжения предприятий при возможных перебоях в транспорте, для досрочно вводимых объектов, при сверхплановой потребности в топливе действующих предприятий и др.

Затраты на содержание горячего резерва электрической мощности на тепловых станциях энергосистемы отличаются от затрат на холодный резерв дополнительными расходами на топливо. Дополнительный расход топлива вызывается изменением режима работы электростанций, расходом топлива на пуск и собственные нужды резервных агрегатов. Характер изменения дополнительного расхода топлива в зависимости от величины горячего резерва в энергосистеме представлен на рис. X-3. Вначале с ростом величины горячего резерва экономия топлива, вызываемая передачей части нагрузки с полностью загруженных агрегатов (в случае когда

резерва нет) резервным агрегатам¹, превышает дополнительный расход топлива на пуск, холостой ход и собственные нужды резервных агрегатов. С дальнейшим повышением величины горячего резерва экономия топлива постепенно перестает сказываться и остается дополнительный расход топлива, определяемый расходами на пуск, собственные нужды и холостой ход вновь включаемых резервных агрегатов.

При анализе ущерба от

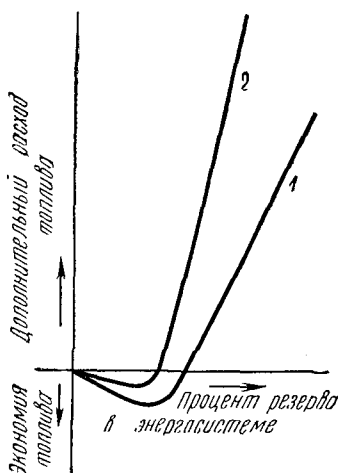


Рис. X-3. Характер изменения расхода топлива в энергосистеме в зависимости от процента горячего резерва в летние (1) и зимние (2) сутки

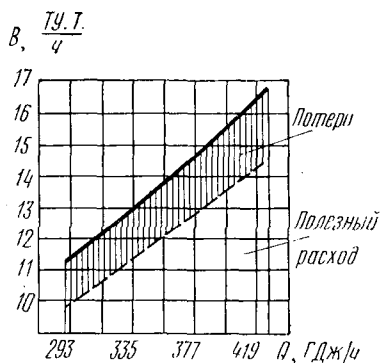


Рис. X-4. Энергетическая характеристика котлоагрегата (для котла ТП-170; топливо — уголь)

недоотпуска энергии и мощности следует также иметь в виду, что на многих предприятиях можно выделить отдельные цехи и участки, для которых перерыв в электро- и теплоснабжении связан с большим ущербом, чем в других цехах. Обеспечение этим цехам и участкам более высокой степени надежности электро- и теплоснабжения позволит со сравнительно небольшими дополнительными затратами существенно снизить народнохозяйственный ущерб от перерыва в энергоснабжении предприятий.

¹ Относительные приросты расхода топлива резервными агрегатами при малых нагрузках обычно ниже, чем наибольшие относительные приросты остальных работающих агрегатов.

Сопоставление затрат, необходимых для создания и содержания резервных мощностей и топлива, с величиной ущерба у потребителей при перерывах в энергоснабжении (с учетом условий безопасности и сохранения здоровья трудящихся) позволяет установить необходимую величину резервной мощности.

Выбор рациональной схемы энергоснабжения промышленных потребителей производится на основе технико-экономических расчетов (см. гл. VII).

§ X-2. Вопросы оптимизации режимов использования основного оборудования промышленной ТЭЦ

Расчеты оптимальных режимов использования основного оборудования (котлоагрегатов, турбоагрегатов) промышленной ТЭЦ¹ имеют своей задачей определение наивыгоднейшего состава работающего оборудования по часам суток; наивыгоднейшего распределения электрических и тепловых нагрузок между совместно работающими агрегатами.

Эти расчеты базируются на характеристиках основного оборудования: расходных (энергетических) и относительных приростов расхода топлива².

Зависимость между количеством первичной энергии, подведенной к агрегату, и количеством получаемой вторичной энергии носит название *энергетической*, или *расходной*, *характеристики агрегата*.

Энергетическая, или расходная, характеристика котельного агрегата представляет собой зависимость расхода топлива котлоагрегатом от его полезной нагрузки $B=f(Q)$ (рис. X-4).

Расходная характеристика составляется для установившегося режима и характерных условий эксплуатации.

Производная расхода топлива котельным агрегатом от его полезной нагрузки r_k представляет собой относительный прирост расхода топлива. Характеристики относительных приростов расхода топлива котельными агрегатами показаны на рис. X-5³.

¹ Определение электрической и тепловой нагрузок, которые целесообразно передавать на данную промышленную ТЭЦ, рассматривается в следующем параграфе.

² Наряду с термином «относительный прирост» в литературе используется также термин «удельный прирост».

³ Методы построения расходных характеристик и характеристик относительных приростов котлоагрегатов, котельной, машинного зала и ТЭЦ излагаются в учебнике [19].

В аналитической форме характеристика относительных приростов расхода топлива котельным агрегатом может быть представлена в виде

$$r_k = r_{k0} + a_k \left(\frac{Q}{Q_n} \right)^n \text{ т у.т./ГДж,} \quad (\text{X-12})$$

где r_{k0} , a_k , n — постоянные для данного котлоагрегата; Q_n — номинальная нагрузка котлоагрегата, ГДж/ч; Q — текущая тепловая нагрузка котлоагрегата, ГДж/ч.

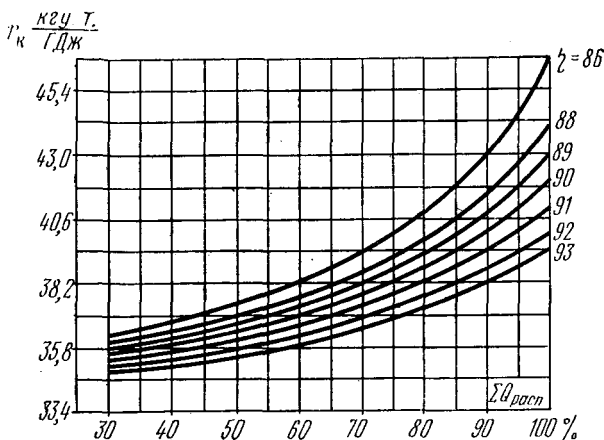


Рис. X-5. Характеристики относительных приростов котлоагрегатов. Указанные значения к. п. д. η относятся к номинальной нагрузке

Анализ кривых относительных приростов расходов топлива для котлов различных типов, работающих на разных видах топлива, показал, что наибольшее влияние на характер кривой относительных приростов оказывает вид сжигаемого топлива. Наименьшее возрастание относительного прироста расхода топлива (до 10%) при изменении нагрузки котла от минимальной до максимальной имеет место, как правило, при работе котлов на мазуте или газе. При работе котлов на других видах топлива относительный прирост расхода топлива¹ возра-

¹ В дальнейшем для краткости называемый относительным приростом.

стает более чем на 20%, а иногда до 50%. Поэтому замена во всех случаях действительных характеристик относительных приростов средним значением для всего диапазона возможных нагрузок приводит к заметным ошибкам.

Характеристика относительных приростов промышленной котельной строится исходя из условия наивыгоднейшего распределения тепловой нагрузки между отдельными котлоагрегатами. Для нахождения условия распределения суммарной нагрузки, при котором обеспечивается минимум расхода топлива, рассмотрим котельную, состоящую из двух котлоагрегатов. Пусть суммарная нагрузка котельной в данный момент времени равна Q .

Передадим на котлоагрегат 1 нагрузку Q_1 , а на котлоагрегат 2 — $Q_2 = Q - Q_1$. Нагрузке Q_1 соответствует расход топлива B_1 , а нагрузке Q_2 — B_2 . Тогда суммарный расход топлива $B = B_1 + B_2$.

Для нахождения минимума суммарного расхода топлива найдем производную $\frac{dB}{dQ_1}$ и приравняем ее нулю:

$$\frac{dB}{dQ_1} = \frac{d(B_1 + B_2)}{dQ_1} = \frac{dB_1}{dQ_1} + \frac{dB_2}{dQ_1},$$

или

$$\frac{dB}{dQ_1} = \frac{dB_1}{dQ_1} + \frac{dB_2}{dQ_2} \cdot \frac{dQ_2}{dQ_1}.$$

Значение $\frac{dQ_2}{dQ_1}$ может быть представлено как

$$\frac{d(Q - Q_1)}{dQ_1} = -1 \quad (\text{при данном } Q),$$

тогда

$$\frac{dB}{dQ_1} = \frac{dB_1}{dQ_1} - \frac{dB_2}{dQ_2} = 0,$$

или

$$\frac{dB_1}{dQ_1} = \frac{dB_2}{dQ_2}. \quad (X-13)$$

Отсюда

$$r_{k1} = r_{k2} \text{ т у.т./Гкал.} \quad (X-14)$$

При большем числе котлоагрегатов в котельной аналогично получим

$$r_{к1} = r_{к2} = r_{к3} = \dots = r_{кn}. \quad (X-15)$$

Таким образом, для обеспечения минимального расхода топлива в котельной необходимо, чтобы в каждый момент времени соблюдалось равенство относительных приростов расхода топлива. Отклонение от этого условия приводит к перерасходу топлива в котельной.

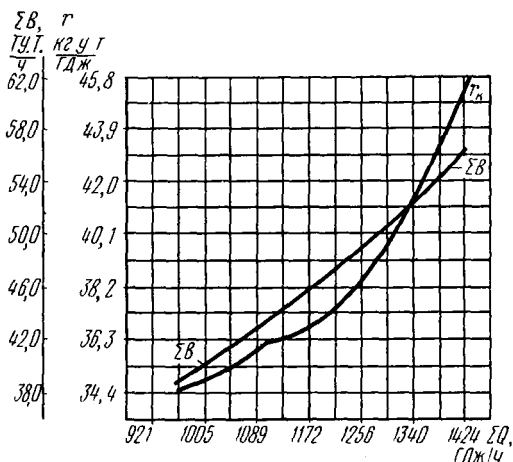


Рис. X-6. Энергетическая характеристика и характеристика относительных приростов котельной (2ТП-170 и ТП-230)

Следовательно, для построения характеристики котельной необходимо суммировать нагрузки отдельных котлоагрегатов при одинаковых значениях относительных приростов [13].

На рис. X-6 приведены расходная (энергетическая) характеристика и характеристика относительных приростов промышленной котельной, состоящей из двух котлоагрегатов типа 2ТП-170 и одного котлоагрегата типа ТП-230.

Расходные (энергетические) характеристики и характеристики относительных приростов турбоагрегатов. Для теплофикационного турбоагрегата применительно к

определенным величинам отборов пара, начальному давлению, температуре пара и охлаждающей воды и т. п. может быть написана энергетическая характеристика вида¹ (рис. X-7).

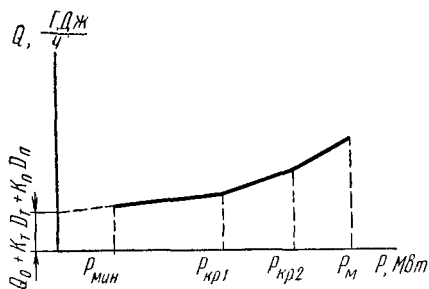


Рис. X-7. Расходная (энергетическая) характеристика турбоагрегата

$$Q = Q_0 + \kappa_T D_T + \kappa_n D_n + r_{т1} P + (r_{т2} - r_{т1}) \times \\ \times (P - P_{кр1}) + (r_{т3} - r_{т2})(P - P_{кр2}) \text{ ГДж/ч, (X-16)}$$

где Q — часовой расход тепла турбоагрегатом, ГДж/ч; Q_0 — условный расход тепла на холостой ход при конденсационном режиме, полученный путем экстраполяции энергетической характеристики до пересечения с осью ординат, соответствующей нулевой электрической нагрузке, ГДж/ч; D_T — величина расхода пара из регулируемого отбора отопительных параметров, т/ч; D_n — то же, из регулируемого отбора пара производственных параметров, т/ч; κ_T , κ_n — коэффициенты отбора, характеризующие приросты расхода тепла на турбоагрегат при неизменной электрической нагрузке и увеличении величины отбора пара соответственно отопительных и производственных параметров на 1 т/ч, ГДж/т; P — любая электрическая нагрузка турбоагрегата в пределах от минимальной до максимальной, МВт; $P_{кр1}$ — электрическая нагрузка турбоагрегата, при которой имеет место первый излом характеристики (первая критическая нагрузка), МВт; $P_{кр2}$ — то же, для второго

¹ Число членов уравнения вида $(r_{тn} - r_{т(n-1)})(P - P_{кр(n-1)})$ является переменным.

излома характеристики, МВт; $r_{т1}$ — относительный прирост расхода тепла на единицу электрической нагрузки в пределах от минимальной нагрузки до нагрузки $P_{кр1}$, $\frac{\text{ГДж/ч}}{\text{МВт}}$; $r_{т2}$ — то же, в пределах от нагрузки $P_{кр1}$ до $P_{кр2}$, $\frac{\text{ГДж/ч}}{\text{МВт}}$; $r_{т3}$ — то же, в пределах от нагрузки $P_{кр2}$ до максимальной, ГДж/МВт·ч.

Показатели, входящие в это уравнение, устанавливаются на основе диаграммы режимов. Последняя строится по данным испытаний действующих турбоагрегатов или по проектным и заводским данным. Действительная энергетическая характеристика турбоагрегата более сложная, чем ломаная линия, для которой написано выражение. Однако точность конечных результатов, получаемых при такой замене, является достаточной.

Поскольку энергетическая характеристика турбоагрегата составлена как сумма ряда членов, отражающих отрезки ломаной линии, то в зависимости от рассматриваемой нагрузки P отдельные члены уравнения отбрасываются. Так, если $P_{кр1} < P < P_{кр2}$, то последний член уравнения отбрасывается. Если $P < P_{кр1}$, то отбрасываются два последних члена уравнения.

Первые четыре члена уравнения $(Q_0 + \kappa_{т} D_{т} + \kappa_{п} D_{п} + r_{т1} P)$ характеризуют расход тепла на турбоагрегат в предположении, что энергетическая характеристика не имеет излома. Член уравнения $(r_{т2} - r_{т1})(P - P_{кр1})$ отражает дополнительный расход тепла за пределами нагрузки $P_{кр1}$, когда относительный прирост возрастает на $(r_{т2} - r_{т1})$. Аналогично, член уравнения $(r_{т3} - r_{т2})(P - P_{кр2})$ отражает дополнительный расход тепла за пределами нагрузки $P_{кр2}$.

Коэффициенты, входящие в это уравнение, являются постоянными для данного типа турбины с соответствующей схемой регенерации, данных условий эксплуатации (параметры пара, температура охлаждающей воды и др.) и определенных значений отборов пара. С изменением величин отборов пара ряд коэффициентов может измениться. Кроме того, изменяются максимальная, критические и минимальная нагрузки турбоагрегата.

Увеличение отборов пара ведет к росту минимальной нагрузки турбоагрегата, так как увеличивается мощность, вырабатываемая на базе теплового потребления.

Зависимость минимальной электрической нагрузки турбоагрегата $P_{\text{мин}}$ от величин отбора пара имеет следующий вид¹:

$$P_{\text{мин}} = P_{0 \text{ мин}} + \alpha_{\text{т.мин}} D_{\text{т}} + \alpha_{\text{п.мин}} D_{\text{п}} \text{ МВт}, \quad (\text{X-17})$$

где $P_{0 \text{ мин}}$ — условная минимальная нагрузка турбоагрегата в конденсационном режиме, МВт; $\alpha_{\text{т.мин}}$ и $\alpha_{\text{п.мин}}$ — коэффициенты, характеризующие величины повышения минимальной электрической нагрузки турбоагрегата с ростом величины отбора пара определенных отопительных или производственных параметров на 1 т/ч, $\frac{\text{МВт}}{\text{т/ч}}$.

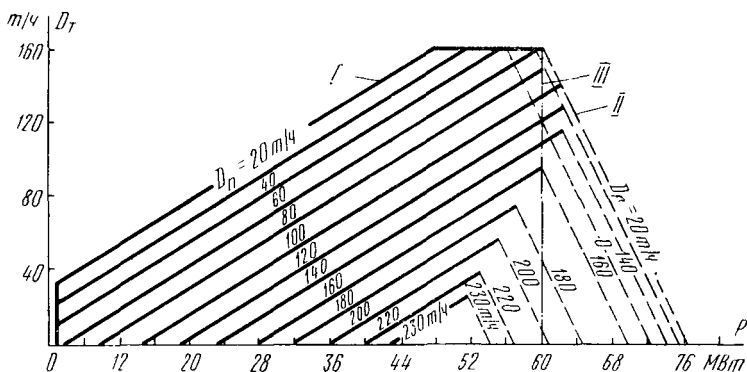


Рис. X-8. Зависимость минимальных и максимальных электрических нагрузок турбоагрегата ПТ-60-130 от величин отборов пара:

I — минимальная электрическая нагрузка при $D_{\text{п}}=0$; *II* — максимальная электрическая нагрузка при $D_{\text{п}}$ от 40 до 120 т/ч; *III* — линия ограничения мощности по генератору

На рис. X-8 сплошными линиями показаны изменения минимальной электрической нагрузки турбоагрегата ПТ-60-130 в зависимости от величины отборов пара отопительных параметров при различных значениях отборов пара производственных параметров. Пуктирными линиями показано изменение максимальной электрической нагрузки турбины.

Здесь же вертикальной линией с точками показано ограничение максимальной нагрузки турбоагрегата по генератору при 60 МВт.

¹ При данной температуре охлаждающей воды.

Зависимость максимальной нагрузки турбины от величины отборов такова:

$$P_m = P_{0m} - \alpha_{т.м} D_t \pm \alpha_{п.м} D_n \text{ МВт}, \quad (X-18)$$

где $P_{0.м}$ — условная максимальная нагрузка турбины при конденсационном режиме, МВт; $\alpha_{т.м}$, $\alpha_{п.м}$ — коэффициенты, характеризующие изменение максимальной нагрузки турбины с ростом величин отборов пара определенных отопительных и производственных параметров на 1 т/ч, $\frac{\text{МВт}}{\text{т/ч}}$.

Снижение максимальной нагрузки из-за ограничения по пропускной способности турбины практически не всегда сказывается, ввиду того что мощность, ограничиваемая генератором, во многих случаях меньше максимальной мощности турбины.

Величины критических нагрузок при данной температуре охлаждающей воды зависят от значений отборов пара¹:

$$P_{кр(m-1)} = P_{0кр(m-1)} - \alpha_{т.кр} D_t \pm \alpha_{п.кр} D_n \text{ МВт}, \quad (X-19)$$

где $P_{0кр(m-1)}$ — электрическая нагрузка, соответствующая точке излома расходной характеристики при конденсационном режиме, МВт; $\alpha_{т.кр}$, $\alpha_{п.кр}$ — коэффициенты, характеризующие изменения критических нагрузок турбоагрегата с ростом величин отборов пара определенных отопительных и производственных параметров на 1 т/ч, $\frac{\text{МВт}}{\text{т/ч}}$.

Величины относительных приростов расхода тепла турбоагрегатом и коэффициенты отборов, как показали расчеты, несколько снижаются с увеличением тепловой нагрузки ввиду роста к. п. д. цикла.

При данной температуре охлаждающей воды величины относительных приростов расхода тепла могут быть подсчитаны по уравнению

$$r_{т.м} = r_{от.м} - \alpha_{т.от} D_t - \alpha_{п.от} D_n \frac{\Gamma_{Дж/ч}}{\text{МВт}}, \quad (X-20)$$

где $r_{от.м}$ — относительный прирост расхода тепла тур-

¹ Знак «+» относится к случаю, когда излом расходной характеристики турбины вызывается повышением давления в камере производственного отбора. Индекс m соответствует порядковому номеру относительного прироста расхода тепла турбоагрегатом.

боагрегатом при конденсационном режиме, $\frac{\Gamma_{Дж/ч}}{МВт}$; $\alpha_{т.от}$, $\alpha_{п.от}$ — коэффициенты, характеризующие снижение относительного прироста расхода тепла с ростом отборов пара определенных отопительных и производственных параметров на 1 т/ч, ГДж/МВт·ч.

Зависимость коэффициента отбора $\kappa_{п}$ для пара производственных параметров выражена как

$$\kappa_{п} = \kappa_{п0} \pm \alpha_{п1} D_{п} \mp \alpha_{п2} D_{п}^{\pm x} \text{ ГДж/т,} \quad (X-21)$$

где $\kappa_{п0}$ — условный коэффициент отбора при $D_{п}=0$, ГДж/т; $\alpha_{п1}$, $\alpha_{п2}$, x — коэффициенты.

Для двухотборных турбин необходимо также учитывать имеющиеся взаимосвязи между максимальными величинами отборов турбин. На рис. X-9 показаны характеристики связи предельных значений $D_{п}$ и $D_{т}$ для турбоагрегата ПТ-60-130/565 при температуре охлаждающей воды 20° С.

Аналитически эта взаимосвязь для определенного диапазона изменения $D_{т}$ и $D_{п}$ выражается равенством вида

$$D_{т.м} = D_{т0} - \alpha_{отб} D_{п.м} \text{ т/ч,} \quad (X-22)$$

где $D_{т0}$ — условное максимальное значение отбора пара отопительных параметров при $D_{п.м}=0$, т/ч; $\alpha_{отб}$ — безразмерный коэффициент, характеризующий величину снижения максимального отбора отопительных параметров ($D_{т.м}$) при повышении максимального отбора производственных параметров ($D_{п.м}$) на 1 т/ч.

Характеристика относительных приростов турбоагрегата представляет собой ступенчатый график (рис. X-10). Число ступеней и их размеры определяются показателями, входящими в энергетическую характеристику.

Повышение температуры охлаждающей воды по сравнению с принятой при разработке рассмотренных выше показателей ведет к снижению величин минимальных, максимальных и критических электрических нагрузок, повышению относительных приростов расхода тепла и расхода тепла на холостой ход. Снижение температуры охлаждающей воды оказывает обратное влияние, но обычно в меньшем масштабе.

Совокупность расходной характеристики и приведенных выше зависимостей раскрывает имеющиеся взаимо-

связи и позволяет установить абсолютные расходы тепла и относительные приросты расхода тепла при различных режимах использования турбоагрегатов.

Определение наивыгоднейшего распределения электрических и тепловых нагрузок промышленной ТЭЦ между работающими теплофикационными турбоагрегатами должно проводиться совместно,

поскольку распределение тепловых нагрузок влияет на минимальные электрические нагрузки турбоагрегатов и ТЭЦ в целом, а также на значения относительных приростов расхода тепла на производство электроэнергии.

Однако такой единый расчет сложен и задача решается итеративным методом.

Выбор наивыгоднейшего распределения электрических и тепловых нагрузок промышленной ТЭЦ между турбоагрегатами целесообразно начинать с рас-

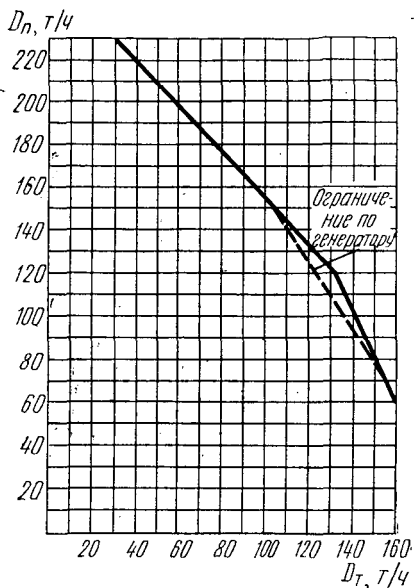


Рис. X-9. Характеристика связи предельных значений D_n и D_T турбоагрегата ПТ-60-130/565 при температуре охлаждающей воды 20°C

пределения тепловой нагрузки, определяющей минимальную электрическую нагрузку ТЭЦ. Затем следует рационально распределить дополнительную электрическую нагрузку ТЭЦ (сверх минимальной) между агрегатами.

Далее необходимо рассмотреть влияние изменения распределения тепловой нагрузки и связанного с этим распределения электрической нагрузки на суммарный расход топлива или затраты на топливо. Проведя несколько расчетов, можно скорректировать первоначальное распределение и установить оптимальную загрузку

турбоагрегатов ТЭЦ и котельной по теплу и электроэнергии¹.

Ниже последовательно рассматриваются вопросы распределения тепловой и электрических нагрузок.

Наивыгоднейшее распределение тепловой нагрузки ТЭЦ между отборами турбин. Пусть внешнюю тепловую

нагрузку ТЭЦ данных отопительных параметров пара, равную D_H т/ч, необходимо распределить между двумя теплофикационными турбоагрегатами этой ТЭЦ. Передадим на турбоагрегат I нагрузку D_{T1} т/ч, а на турбоагрегат II — D_{T2} т/ч.

Тепловые нагрузки каждого турбоагрегата определяют величины их минимальных электрических нагрузок, т. е. $P_{\min I}$ и $P_{\min II}$.

Следовательно, минимальная электрическая нагрузка ТЭЦ в данном случае составит

$$P_{\min} = P_{\min I} + P_{\min II}. \quad (X-23)$$

Если изменить распределение тепловых нагрузок и передать на турбоагрегат I тепловую нагрузку $D_{T1} + \Delta D_H$, а на турбоагрегат II — $D_{T2} - \Delta D_H$, то это приведет к изменению минимальных электрических нагрузок турбин в соответствии с коэффициентами $\alpha_{\min}$ [см. формулу (X-17)].

Следовательно, минимальная электрическая нагрузка турбоагрегата I составит

$$P_{\min I} + \alpha_{\min I} \Delta D_H = P_{\min I} + \Delta P_I,$$

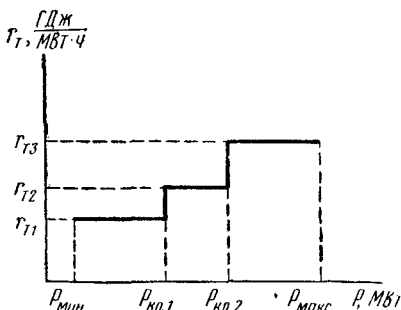


Рис. X-10. Характеристика относительных приростов расхода тепла турбоагрегатом

¹ Эта коррекция вносит часто малую поправку в расход топлива. Поэтому в тех случаях, когда не требуется высокая точность, может быть рекомендовано раздельное распределение тепловой нагрузки с учетом минимальной электрической и остальной (сверх минимальной) электрической нагрузки.

а турбоагрегата II

$$P_{\text{мин II}} - \alpha_{\text{мин II}} \Delta D_{\text{н}} = P_{\text{мин II}} - \Delta P_{\text{II}}.$$

Так как коэффициенты $\alpha_{\text{мин}}$ у различных турбоагрегатов могут быть не равны между собой ($\alpha_{\text{мин I}} \neq \alpha_{\text{мин II}}$), то и $\Delta P_{\text{I}} \neq \Delta P_{\text{II}}$. Тогда минимальная электрическая нагрузка промышленной ТЭЦ составит

$$\begin{aligned} P_{\text{мин}} &= P_{\text{мин I}} + \Delta P_{\text{I}} + P_{\text{мин II}} - \Delta P_{\text{II}} = \\ &= P_{\text{мин I}} + P_{\text{мин II}} + (\Delta P_{\text{I}} - \Delta P_{\text{II}}). \end{aligned} \quad (\text{X-24})$$

Поскольку баланс мощности в энергосистеме не должен быть нарушен, то изменение минимальной нагрузки данной ТЭЦ на величину $\Delta P_{\text{I}} - \Delta P_{\text{II}}$ должно быть компенсировано агрегатами этой ТЭЦ или другими электростанциями энергосистемы.

Зависимость минимальной электрической нагрузки теплофикационного турбоагрегата от величины отбора пара данных параметров в соответствии с формулой (X-17) можно выразить равенством вида

$$P_{\text{мин}} = P_{0 \text{ мин}} + \alpha_{\text{т.мин}} D_{\text{т}} \text{ МВт.} \quad (\text{X-25})$$

Аналогично [см. формулу (X-19)] выразится изменение критических нагрузок с изменением отбора пара:

$$P_{\text{кр}(m-1)} = P_{0 \text{ кр}(m-1)} - \alpha_{\text{т.кр}} D_{\text{т}} \text{ МВт.} \quad (\text{X-26})$$

Подставив выражения $P_{\text{мин}} = f(D_{\text{т}})$ и $P_{\text{кр}} = f(D_{\text{т}})$ в энергетическую характеристику теплофикационного турбоагрегата (X-16), получим

$$\begin{aligned} Q &= Q_0 + \kappa_{\text{т}} D_{\text{т}} + r_{\text{т1}} (P_{0 \text{ мин}} + \alpha_{\text{т.мин}} D_{\text{т}}) + (r_{\text{т2}} - r_{\text{т1}}) \cdot [P_{0 \text{ мин}} - \\ &- P_{0 \text{ кр1}} + (\alpha_{\text{т.мин}} + \alpha_{\text{т.кр}}) D_{\text{т}}] + (r_{\text{т3}} - r_{\text{т2}}) [P_{0 \text{ мин}} - \\ &- P_{0 \text{ кр2}} + (\alpha_{\text{т.мин}} + \alpha_{\text{т.кр}}) D_{\text{т}}] \text{ ГДж/ч.} \end{aligned} \quad (\text{X-27})$$

Для других теплофикационных турбоагрегатов данной ТЭЦ с одним регулируемым отбором тех же параметров можно записать аналогичные уравнения. Если передать отбор от турбоагрегата с наибольшим коэффициентом $\alpha_{\text{т.мин}}$, который обозначим $\alpha_{\text{т.мин.н}}$, турбоагрегату, имеющему меньшее значение этого коэффициента, равное $\alpha'_{\text{т.мин}}$, то суммарная минимальная электричес-

кая мощность этих турбоагрегатов уменьшится на величину

$$\Delta P = D'_T (\alpha_{T, \text{мин.н}} - \alpha'_{T, \text{мин}}) \text{ МВт}, \quad (\text{X-28})$$

где D'_T — величина передаваемого отбора, т/ч.

Эта мощность должна быть воспринята агрегатами данной ТЭЦ или другой станцией энергосистемы, что вызовет изменение расхода топлива $B_{\text{доп}}$ в размере

$$B_{\text{доп}} = \Delta P r_c \text{ т у. т./ч}, \quad (\text{X-29})$$

где r_c — относительный прирост расхода топлива, $\frac{\text{т у. т./ч}}{\text{МВт}}$

Найдем условие, соответствующее наивыгоднейшему (по минимуму суммарного расхода топлива в энергосистеме) распределению заданной тепловой нагрузки ТЭЦ на данном давлении пара между двумя турбоагрегатами этой ТЭЦ. Для этого приравняем нулю производную расхода топлива по расходу пара из отбора одного из турбоагрегатов:

$$\frac{d(B + B' + B_{\text{доп}})}{dD_T} = 0, \quad (\text{X-30})$$

где B — расход топлива, относящийся к одному турбоагрегату, а B' — к другому, или

$$\begin{aligned} \frac{d(B + B' + B_{\text{доп}})}{dD_T} &= \frac{dB}{dD_T} + \frac{dB'}{dD_T} + \frac{dB_{\text{доп}}}{dD_T} = \\ &= \frac{dQ}{dD_T} \cdot \frac{dB}{dQ} + \frac{dQ'}{dD_T} \cdot \frac{dB'}{dQ'} + \frac{dB_{\text{доп}}}{dD_T} = \frac{dQ}{dD_T} r_K + \\ &+ \frac{dQ'}{dD_T} r'_K + \frac{dB_{\text{доп}}}{dD_T}. \end{aligned} \quad (\text{X-31})$$

Подставив в это выражение вместо Q , Q' и $B_{\text{доп}}$ выше указанные выражения, после преобразований получим¹

$$\begin{aligned} \kappa_T - r_{T1} \alpha_{T, \text{кр}} + r_{T3} (\alpha_{T, \text{мин.н}} + \alpha_{T, \text{кр}}) &= [\kappa'_T - r'_{T1} \alpha'_{T, \text{кр}} + \\ &+ r'_{T3} (\alpha'_{T, \text{мин}} + \alpha'_{T, \text{кр}})] \frac{r'_K}{r_K} + (\alpha_{T, \text{мин.н}} - \alpha'_{T, \text{мин}}) \frac{r_c}{r_K}. \end{aligned} \quad (\text{X-32})$$

¹ Штрихом отмечены показатели, относящиеся к другому агрегату ТЭЦ (турбоагрегату, котлу).

Если в пределах одной станции относительные приросты r_k и r'_k равны между собой, то это выражение примет вид

$$\kappa_T - r_{T1} \alpha_{T.кр} + r_{T3} (\alpha_{T.мин.н} + \alpha_{T.кр}) = \kappa'_T - r'_{T1} \alpha'_{T.кр} + \\ + r'_{T3} (\alpha'_{T.мин} + \alpha'_{T.кр}) + (\alpha_{T.мин.н} - \alpha'_{T.мин}) \frac{r_c}{r_k}. \quad (X-33)$$

Это равенство справедливо при $P_{кр3} > P_{мин} > P_{кр2}$. Если $P_{кр2} > P_{мин} > P_{кр1}$, то вышеуказанное равенство преобразуется:

$$\kappa_T + r_{T1} \alpha_{T.кр} + r_{T2} (\alpha_{T.мин.н} + \alpha_{T.кр}) = \kappa'_T - r'_{T1} \alpha'_{T.кр} + \\ + r'_{T2} (\alpha'_{T.мин} + \alpha'_{T.кр}) + (\alpha_{T.мин.н} - \alpha'_{T.мин}) \frac{r_c}{r_k}. \quad (X-34)$$

Если $P_{мин} < P_{кр1}$, то рассматриваемое равенство примет вид

$$\kappa_T + r_{T1} \alpha_{T.мин.н} = \kappa'_T + r'_{T1} \alpha'_{T.мин} + (\alpha_{T.мин.н} - \alpha'_{T.мин}) \frac{r_c}{r_k}. \quad (X-35)$$

Полученные выше три равенства являются условиями распределения тепловых нагрузок (определенных параметров) и соответствующей минимальной электрической нагрузки ТЭЦ, при которых обеспечивается минимальный расход топлива в энергосистеме.

Эти условия отражают принцип равенства относительных приростов расхода тепла при изменении расхода пара из отборов на 1 т/ч.

Этот принцип может быть распространен на число турбин больше двух.

Если на ТЭЦ установлены турбины с двумя регулируемыми отборами пара, то для каждого давления отборного пара можно написать аналогичные равенства.

Следует отметить, что в тех случаях, когда коэффициенты отборов и относительные приросты r_T данного турбоагрегата меняются с изменением величины отбора пара, это необходимо учитывать при распределении тепловой нагрузки.

Для каждого турбоагрегата данной ТЭЦ можно построить характеристики изменения относительных приростов расхода тепла с изменением отборов пара. На

основе этих характеристик производится распределение тепловых нагрузок ТЭЦ¹. Поскольку диапазоны изменения относительных приростов расходов тепла отдельных турбоагрегатов ТЭЦ полностью не совпадают между собой, то их отборы должны загружаться в порядке возрастания приростов расходов тепла. Этот же принцип остается и в случае, если турбоагрегаты данной станции имеют по несколько отопительных и производственных отборов одинаковых параметров пара. Необходимо толь-

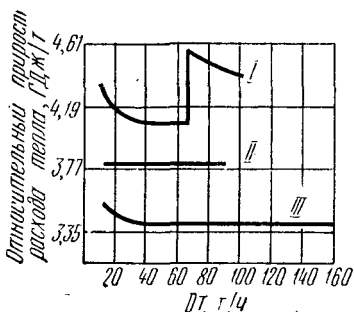


Рис. X-11. Зависимость относительных приростов расходов тепла турбоагрегатами от величин отборов пара отопительных параметров

ко дополнительно учитывать связи между величинами отборов пара у турбоагрегатов с двумя (тремя) регулируемы отборами пара.

На рис. X-11 показаны графики относительных приростов расходов тепла трех турбоагрегатов: *I* — Т-25-29; *II* — ПТ-25-90; *III* — ПТ-60-130 при изменении отборов отопительных параметров. Во всех диапазонах отборов наиболее низкие относительные приросты у турбоагрегата *III*, затем (в порядке возрастания) следует турбоагрегат *II* и турбоагрегат *I*.

Пусть тепловая нагрузка станции, покрываемая паром давлением 1,275 МПа (13 ата), равна 100 т/ч, паром 0,981 МПа (10 ата) — 140 т/ч, а паром 0,118 МПа (1,2 ата) — 200 т/ч. Потребность в паре 1,275 МПа (13 ата) может удовлетворяться только из производственного отбора турбоагрегата *III*, потребность в паре 0,981 МПа (10 ата) — только из производственного отбо-

¹ Величина r_c изменяется с изменением нагрузки энергосистемы, что должно учитываться при распределении нагрузки. Коррекция на влияние загрузки агрегатов ТЭЦ по конденсационному режиму производится в последующем.

ра турбоагрегата *II*, а потребность в паре 0,118 МПа (1,2 ата) — из отборов отопительных параметров всех турбоагрегатов.

При нагрузке отбора производственных параметров турбоагрегата *III* в 100 т/ч наибольшая величина отопительной нагрузки составляет 135 т/ч¹. При нагрузке отбора производственных параметров турбоагрегата *II* в 140 т/ч наибольшее значение отопительной нагрузки равно 35 т/ч. Таким образом, если в соответствии с относительными приростами расхода тепла отопительных параметров полностью загрузить отборы пара турбоагрегатов *II* и *III*, то на турбоагрегат *I* нужно будет передать 30 т/ч, т. е. $200 - (135 + 35) = 30$ т/ч.

Если нагрузка станции, покрываемая паром давлением 1,275 МПа (13 ата), возрастет до 140 т/ч при неизменной остальной тепловой нагрузке, то, рассуждая аналогично, получим следующее наивыгоднейшее распределение тепловых нагрузок:

Турбоагрегат *I* $D_T = 55$ т/ч

Турбоагрегат *II* $D_n = 140$ т/ч и $D_T = 35$ т/ч

Турбоагрегат *III* $D_n = 140$ т/ч и $D_T = 110$ т/ч.

Следовательно, в данном случае повышение тепловой нагрузки на 1,275 МПа (13 ата) на 40 т/ч привело к уменьшению нагрузки турбоагрегата *III* по отбору отопительных параметров на 20 т/ч и передаче этой тепловой нагрузки на турбоагрегат *I*.

Наивыгоднейшее распределение дополнительной электрической нагрузки (сверх минимальной) между агрегатами. Аналогично тому, как это было показано выше для тепловых нагрузок, в целях достижения наивыгоднейшего распределения электрических нагрузок необходимо загружать турбоагрегаты по зонам в порядке возрастания относительных приростов², т. е. вначале загружается та зона нагрузок (от минимальной до критической, или от одной критической до следующей, или от критической до максимальной) работающих агрегатов, которой соответствует наименьшее значение относительного прироста расхода тепла.

¹ См. рис. X-9.

² Если ТЭЦ оборудована турбинами на разных начальных давлениях пара, то оптимальное распределение нагрузки несколько усложняется (см. [13]).

Затем, учитывая ступенчатый характер зависимости относительного прироста расхода тепла турбоагрегатом от ее электрической нагрузки, должна загружаться зона со следующим большим по величине относительным приростом. Последним должна загружаться зона нагрузки с наибольшим значением относительного прироста расхода тепла работающими турбоагрегатами¹.

В этих условиях может оказаться целесообразным вначале загрузить частично один турбоагрегат, затем второй, потом догрузить первый и т. п.².

Выбор наивыгоднейшего состава работающего оборудования. Выбору наивыгоднейшего распределения тепловых и электрических нагрузок ТЭЦ должен предшествовать выбор оптимального состава работающего оборудования.

При разработке вариантов составов работающего оборудования необходимо прежде всего установить агрегаты и мощности, которые несомненно должны находиться в работе. К ним относятся: 1) турбоагрегаты с противодавлением, а также с регулируемыми отборами пара и конденсацией, которые должны находиться в работе по условиям покрытия тепловых нагрузок, и соответствующие котлы; 2) на ТЭЦ, имеющих котлы среднего и более высокого давления, в ряде случаев по условиям баланса конденсата необходима работа ряда котлов среднего давления; 3) агрегаты и мощности, которые должны находиться в работе по условиям сжигания отходящих горючих газов и использования других побочных (вторичных) энергетических ресурсов промышленного предприятия; 4) минимальная электрическая мощность ТЭЦ, которая необходима для обеспечения надежности электроснабжения потребителей, питающихся непосредственно с шин генераторного напряжения, и др.

Далее необходимо установить агрегаты, которые должны находиться в капитальном ремонте.

Под наивыгоднейшим составом работающего оборудования в рассматриваемые характерные сутки (или их

¹ При рассмотрении порядка загрузки турбоагрегатов не принималась во внимание характеристика относительных приростов котельной. В сложных тепловых схемах ТЭЦ с несколькими значениями начальных параметров пара в отдельных случаях характеристики котельных оказывают влияние на порядок загрузки турбоагрегатов.

² Подробнее последовательность расчетов для планирования оптимальной загрузки турбоагрегатов рассматривается в учебнике [19].

части) понимается такой состав, который приводит к минимуму расхода топлива (в тоннах условного) в энергосистеме или минимуму себестоимости энергии.

При выборе наивыгоднейшего состава работающего оборудования необходимо учитывать: расходы тепла (топлива) на пуск агрегатов; расходы тепла (топлива) на холостой ход; относительные приросты расхода тепла (топлива); длительность работы рассматриваемых агре-

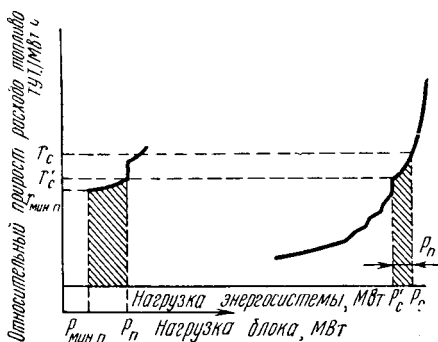


Рис. X-12. К выбору оптимального состава работающего оборудования

гатов; изменение режимов работы других агрегатов энергосистемы; цены или удельные замыкающие затраты на топливо.

Учитывая большое количество влияющих факторов, экономически целесообразная последовательность включения и отключения агрегатов может быть установлена на основе специальных расчетов на электронных вычислительных машинах (см. ниже § X-4). Эта последовательность устанавливается применительно к суткам, по сезонам года и по годам за многолетний период.

Рассмотрим основы метода выбора наивыгоднейшего состава работающего оборудования¹.

Состав работающего оборудования оказывает влияние на общий расход топлива в энергосистеме ввиду различного распределения электрической нагрузки между

¹ Ниже рассматривается оптимизация на минимум расхода топлива. Для достижения минимума себестоимости энергии расчеты аналогичны.

находящимися в работе агрегатами; различной суммарной минимальной электрической нагрузки агрегатов; различного состава пускаемых агрегатов после их временной остановки или содержания в горячем резерве; различной величины постоянной части расхода мощности на собственные нужды¹; различных потерь электроэнергии в электрической сети.

На рис. X-12² приведены характеристика относительных приростов входящего в энергосистему n -го блока (котлоагрегат-турбоагрегат) (слева) и характеристика относительных приростов расхода топлива остальной энергосистемы (кривая с изломами справа). При нагрузке энергосистемы, в данный момент времени равной P_c , рассматриваемый n -й агрегат должен нести нагрузку P_n ³ больше минимальной $P_{\min n}$, а остальная энергосистема — нагрузку P'_c . При этом относительный прирост расхода топлива равен r'_c . Если этот агрегат отключить, то его нагрузка (P_n) должна быть передана на другие агрегаты энергосистемы, которые догрузятся до величины P_c , а относительный прирост расхода топлива повысится до r_c . Учитывая эту схему, можно записать формулу для определения экономии топлива в энергосистеме при отключении n -го агрегата:

$$\Sigma \Delta B = \int_{P_{\min n}}^{P_n} r_n dP + B_{\min n} + B_{c.n n} - \int_{P'_c}^{P_c} r_c dP - B_{\text{пуск } n} \pm \Delta B_{\text{пот}}$$

т у т./ч, (X-36)

или с некоторым приближением (см. рис. X-12):

$$\Sigma \Delta B \cong (P_n - P_{\min n}) \frac{r'_c + r_{\min n}}{2} + B_{\min n} + B_{c.n n} - P_n \frac{r_c + r'_c}{2} - B_{\text{пуск } n} \pm \Delta B_{\text{пот}} \text{ т у. т./ч, (X-37)}$$

¹ Снижение переменной части расхода мощности на собственные нужды по отключенным агрегатам примерно балансируется соответствующим повышением расхода мощности по догружающимся агрегатам.

² В этой схеме пренебрегается изменением расхода мощности на собственные нужды и на покрытие потерь в электрической сети.

³ Условие наимыгоднейшего распределения нагрузки в энергосистеме см. ниже.

где P_n — электрическая нагрузка n -го агрегата в момент его отключения, МВт; r_n — относительный прирост расхода топлива n -ым агрегатом, т у. т./МВт·ч; $r_{\min n}$ — относительный прирост расхода топлива n -ым агрегатом при его минимальной электрической нагрузке $P_{\min n}$, т у. т./МВт·ч; r'_c и r_c — относительные приросты расхода топлива в энергосистеме при работе n -го агрегата и его отключении соответственно, т у. т./МВт·ч; $B_{\min n}$ — расход топлива n -м агрегатом, соответствующий его минимальной электрической нагрузке, т у. т./ч; $B_{c.n n}$ — расход топлива, соответствующий постоянной части расхода мощности на собственные нужды n -го агрегата т у. т./ч; $B_{\text{пуск } n}$ — расход топлива на последующий пуск n -го агрегата, т у. т./ч; $\Delta B_{\text{пот}}$ — изменение расхода топлива, вызванное изменением потерь электроэнергии в электрической сети, т у. т./ч.

Учитывая, что электрическая нагрузка энергосистемы и отдельных агрегатов меняется в течение суток, суммарная экономия топлива при отключении n -го агрегата на T часов составит

$$\begin{aligned} \Sigma \Delta B_{\text{сут}} = & \sum_{i=1}^T (P_{ni} - P_{\min n}) \frac{r'_{ci} + r_{\min n}}{2} - \sum_{i=1}^T P_{ni} \times \\ & \times \frac{r_{ci} + r'_{ci}}{2} - B_{\text{пуск } n} - B_{\min n} T + B_{c.n n} T \pm \sum_{i=1}^T \Delta B_{\text{пот } i} \\ & \text{т у. т./сутки, (X-38)} \end{aligned}$$

где r'_{ci} , r_{ci} — относительные приросты расхода топлива в энергосистеме при работе или отключении рассматриваемого агрегата в i -й час, т у. т./МВт·ч; P_{ni} — электрическая нагрузка n -го агрегата в i -й час, МВт; $\Delta B_{\text{пот } i}$ — изменение расхода топлива в энергосистеме в i -й час, определяемое изменением потерь в электрических сетях, т у. т./ч.

Анализ уравнения (X-38) показывает, что разность первых двух членов уравнения, представляющая изменение нагрузочного расхода топлива и обозначаемая $\sum_{i=1}^T \Delta B_n$, является величиной отрицательной, так как при

$P_{ni} > P_{\min n}$ величина $r_{\min n} < r_{ci}$ и каждый из сомножителей в первом члене уравнения меньше, чем во втором; при $P_{ni} = P_{\min n}$ первый член обращается в нуль. Поэтому экономия топлива получается при условии, когда

$$(B_{\min n} + B_{c, n}) T \pm \sum_{i=1}^T \Delta B_{\text{пот}i} > \sum_{i=1}^T \Delta B_n + B_{\text{пуск} n}.$$

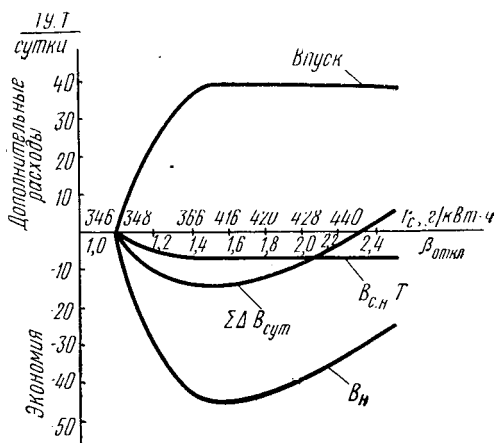


Рис. X-13. Определение нагрузки, при которой целесообразно отключение блока (на примере блока с турбоагрегатом К-100-90)

Расход топлива на пуск котло- и турбоагрегатов в основном зависит от их типа и единичной мощности, режима пуска, а также длительности простоев этого оборудования перед пуском.

Нагрузочный расход топлива определяется в условиях наивыгоднейшего распределения электрической нагрузки энергосистемы.

На рис. X-13 приведены результаты расчетов на ЭВМ для блока с турбоагрегатом К-100-90. По оси ординат отложен дополнительный суточный расход топлива (вверх) или экономия топлива (вниз). По оси абсцисс отложено отношение нагрузки блока $P_{\text{откл}}$, при которой рассматривается целесообразность его отключения, к минимальной электрической нагрузке этого блока $P_{\min}$, т. е. $\beta_{\text{откл}} = P_{\text{откл}}/P_{\min}$. Поскольку каждому значению

электрической нагрузки блока соответствует определенное значение относительного прироста расхода топлива в энергосистеме, то по оси абсцисс могут быть также отложены значения относительных приростов расходов топлива в энергосистеме r_c .

Кривые на рис. X-13 отражают изменение составляющих расхода топлива при повышении $P_{откл}$ сверх минимальной нагрузки и, следовательно, $\beta_{откл}$. С увеличением $\beta_{откл}$ величина дополнительного расхода топлива на пуск агрегата $B_{пуск}$ вначале быстро растет, а затем постепенно стабилизируется. Это определяется взаимосвязями между $P_{откл}$, длительностью простоя и расходами на пуск. Аналогичный характер имеет кривая экономии $B_{с.н.Т.}$ Зависимость $B_{н.}$, представляющая собой сумму: $\sum_{i=1}^T \Delta B_{н.} + B_{мин}T$, имеет более сложный характер, что, как

указывалось выше, является результатом взаимодействия большего количества влияющих факторов. Результирующая кривая суточной экономии топлива имеет в данном случае максимум при $\beta_{откл} = 1,6$, что соответствует электрической нагрузке рассматриваемого блока порядка 64 МВт или относительному приросту 0,416 г/кВт·ч.

На основе аналогичных расчетов для отдельных блоков применительно к определенным условиям развития энергосистемы во времени (темпам роста нагрузки, динамике конфигурации графиков нагрузки и структуры генерирующих мощностей, изменению топливного баланса и др.) могут быть построены зависимости, позволяющие установить нагрузку, при которой целесообразно их отключение. На рис. X-14 схематически представлен принципиальный характер таких зависимостей. По оси абсцисс от-

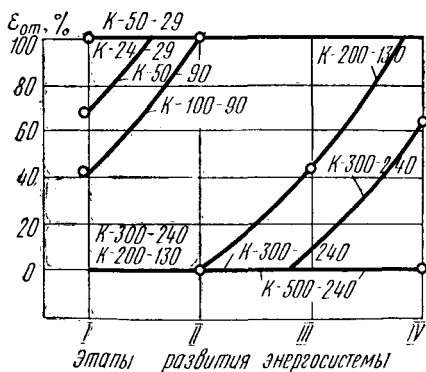


Рис. X-14. Принципиальный характер динамики нагрузок агрегатов, при которых целесообразно их отключение

нагрузке и структуры генерирующих мощностей, изменению топливного баланса и др.) могут быть построены зависимости, позволяющие установить нагрузку, при которой целесообразно их отключение. На рис. X-14 схематически представлен принципиальный характер таких зависимостей. По оси абсцисс от-

ложены этапы развития энергосистемы, а по оси ординат — коэффициент $\epsilon_{от}$, представляющий собой отношение нагрузки блока при которой экономически целесообразно его отключение $P_{откл}^{опт}$ за вычетом минимальной нагрузки, к возможному диапазону регулирования:

$$\epsilon_{от} = \frac{P_{откл}^{опт} - P_{мин}}{P_{м} - P_{мин}} 100\%,$$

или, заменив $P_{откл}^{опт} / P_{мин}$ на $\beta_{откл}^{опт}$, а $P_{м} / P_{мин}$ на $\beta_{откл}^{пред}$, получим

$$\epsilon_{от} = \frac{\beta_{откл}^{опт} - 1}{\beta_{откл}^{пред} - 1} 100\%. \quad (X-39)$$

По мере развития энергосистемы и морального устаревания отдельных типов блоков их становится целесообразно отключать при нагрузках, превышающих минимальную.

Так, на первом этапе развития энергосистемы величина $\epsilon_{от}$ для блока К-100-90 равна 40%. Следовательно, при $P_{мин}=40$ МВт и $\beta_{откл}^{пред}=2,5$ величина $\beta_{откл}^{опт}=1,6$, а $P_{откл}=64$ МВт. Для менее экономичных блоков типа К-50-29 величина $\epsilon_{от}=100\%$, а для более экономичных типа К-200-130 коэффициент $\epsilon_{от}=0$. На втором этапе величина $\epsilon_{от}$ для блока К-100-90 достигает 100%, а для К-200-130 сохраняется равной нулю. На третьем этапе коэффициент $\epsilon_{от}$ для К-200-130 повышается примерно до 40%, а для К-500-240 равен нулю.

Как показали расчеты, выбор наивыгоднейшего состава работающего оборудования обеспечивает величину экономии топлива такого же порядка, как и наивыгоднейшее распределение нагрузки между совместно работающими агрегатами.

§ X-3. Экономика использования промышленной ТЭЦ в энергосистеме

Наивыгоднейший режим использования промышленной ТЭЦ в энергетической системе определяется суммарным графиком электрической нагрузки энергосистемы, характеристиками этой ТЭЦ и характеристиками остальной энергосистемы, а также тепловыми нагрузками.

Поскольку режим генерирования тепла энерготехнологическими агрегатами и утилизационными установками определяется условиями производства технологической продукции, то эти источники теплоснабжения должны быть использованы в первую очередь. Остальную тепловую нагрузку следует распределить между ТЭЦ и котельными в соответствии с их характеристиками.

Относительный прирост ТЭЦ брутто $r_{\text{ст}}^{\text{бр}}$, т. е. без учета собственных нужд станции, построенной по связанной (неблочной) схеме, находится как произведение относительного прироста машинного зала $r_{\text{м.з}}$ на относительный прирост котельной $r_{\text{к}}$:

$$r_{\text{ст}}^{\text{бр}} = \frac{dB}{dP} = \frac{dB}{dQ} \cdot \frac{dQ}{dP} = r_{\text{к}} r_{\text{м.з}} \text{ т у. т./МВт} \cdot \text{ч.} \quad (\text{X-40})$$

При блочной схеме относительный прирост блока находится как произведение соответствующих относительных приростов котла и турбоагрегата.

Расходная характеристика ТЭЦ строится на основе расходных характеристик турбо- и котлоагрегатов при условии наивыгоднейшего распределения нагрузок между ними¹.

Учет расхода мощности на собственные нужды электростанции в ее характеристике относительных приростов. Мощность станции брутто $P^{\text{бр}}$ может быть представлена как сумма:

$$P^{\text{бр}} = P^{\text{н}} + P_{\text{с.н}} \text{ МВт}, \quad (\text{X-41})$$

где $P^{\text{н}}$ — мощность станции нетто, т. е. общая мощность за вычетом нагрузки на собственные нужды $P_{\text{с.н}}$.

Относительный прирост расхода топлива нетто равен:

$$r_{\text{ст}}^{\text{н}} = \frac{dB}{dP^{\text{н}}} = \frac{dB}{dP^{\text{бр}}} \cdot \frac{dP^{\text{бр}}}{dP^{\text{н}}} = \frac{dB}{dP^{\text{бр}}} : \frac{dP^{\text{н}}}{dP^{\text{бр}}}; \quad (\text{X-42})$$

$$\frac{dP^{\text{н}}}{dP^{\text{бр}}} = \frac{d(P^{\text{бр}} - P_{\text{с.н}})}{dP^{\text{бр}}} = 1 - \frac{dP_{\text{с.н}}}{dP^{\text{бр}}}.$$

Тогда

$$r_{\text{ст}}^{\text{н}} = \frac{dB}{dP^{\text{бр}}} \cdot \frac{1}{1 - \frac{dP_{\text{с.н}}}{dP^{\text{бр}}}},$$

¹ Способ построения расходной характеристики ТЭЦ излагается в учебнике [19].

или

$$r_{\text{ст}}^{\text{н}} = r_{\text{ст}}^{\text{бр}} \cdot \frac{1}{1 - \Sigma \rho} \text{ т у. т./МВт} \cdot \text{ч}, \quad (\text{X-43})$$

где $\Sigma \rho$ — относительный прирост расхода мощности на собственные нужды $\left(\Sigma \rho = \frac{dP_{\text{с.н}}}{dP^{\text{бр}}} \right)$.

Таким образом, для получения по электростанции относительного прироста расхода топлива нетто достаточно относительный прирост топлива брутто умножить на $\frac{1}{1 - \Sigma \rho}$.

Определение наивыгоднейшего распределения тепловой нагрузки между отборами турбин ТЭЦ и котельной производится при использовании уравнений (X-32) ÷ ÷ (X-35) и характеристики относительных приростов котельной.

Для достижения минимума суммарного расхода топлива ТЭЦ и котельной в каждый момент времени должно быть обеспечено равенство относительных приростов расхода топлива на 1 т/ч пара данных параметров или загрузка в порядке возрастания относительных приростов.

При определении относительного прироста расхода топлива котельной учитывается дополнительный расход топлива в энергосистеме на выработку электрической мощности в размере ΔP , которая могла быть получена на базе теплового потребления в случае повышения величины отбора определенных параметров от турбин ТЭЦ на 1 т/ч. Тогда относительный прирост расхода топлива при использовании котельной выразится уравнением вида¹

$$r_{\text{к}} = \frac{1}{Q_{\text{п.у}}^{\text{н}}} \left(1 + \frac{d\Delta Q}{dQ_{\text{п}}} \right) \delta + \Delta P r_{\text{с}} \text{ т у. т./т пара}, \quad (\text{X-44})$$

где $Q_{\text{п}}$ — текущая полезная тепловая нагрузка котельной, ГДж/ч; ΔQ — соответствующие потери тепла в котле, ГДж/ч; δ — расход тепла, соответствующий нагрузке котельной равной 1 т пара/ч, ГДж/т пара; $r_{\text{с}}$ — относи-

¹ Величина $\frac{1}{Q_{\text{п.у}}^{\text{н}}} \left(1 + \frac{d\Delta Q}{dQ_{\text{п}}} \right)$ представляет собой относительный прирост расхода топлива в котельной, выраженный в т у. т./ГДж.

тельный прирост расхода топлива в энергосистеме, соответствующий электрической нагрузке ΔP , т у. т./МВт·ч; $Q_{p.y}^H$ — низшая теплота сгорания 1 т у. т., ГДж/т у. т.

Для достижения минимума себестоимости тепла должно быть обеспечено равенство стоимости относительных приростов расхода топлива при изменении расхода пара на 1 т/ч или загрузка оборудования в порядке возрастания этих относительных приростов. Стоимость относительного прироста расхода топлива находится как произведение величины относительного прироста расхода топлива на удельные замыкающие затраты на топливо.

Основные положения по выбору наивыгоднейшего режима работы ТЭЦ в энергосистеме. Наивыгоднейшим является такой режим работы промышленной ТЭЦ, при котором в условиях обеспечения надежности энергоснабжения, рационального использования вторичных энергоресурсов и нетранспортабельных отходов топлива обеспечивается минимальный расход топлива или минимальная себестоимость электроэнергии в энергосистеме.

Для обеспечения распределения электрической нагрузки между отдельными электростанциями (конденсационными, ТЭЦ, гидростанциями) на минимум суммарного расхода топлива необходимо, чтобы в каждый момент времени выполнялось следующее условие:

$$\frac{r_{ст1}}{1 - \sigma_1} = \frac{r_{ст2}}{1 - \sigma_2} = \dots = \frac{r_{стn}}{1 - \sigma_n} = \frac{\lambda_{т(n+1)} r_{ст(n+1)}}{1 - \sigma_{n+1}} = \dots =$$

$$= \frac{\lambda_{tm} r_{стm}}{1 - \sigma_m} = \frac{\lambda_{г1} r_{г1}}{1 - \sigma_{г1}} = \frac{\lambda_{г2} r_{г2}}{1 - \sigma_{г2}} = \dots = \frac{\lambda_{гn} r_{гn}}{1 - \sigma_{гn}}, \quad (X-45)$$

где $r_{ст1}, r_{ст2}, \dots, r_{стn}$ — относительные приросты расхода топлива на 1, 2, ..., n -й тепловой электростанции (нетто), т у. т./МВт·ч; $r_{ст(n+1)}, \dots, r_{стm}$ — относительные приросты расхода топлива на $(n+1)$ -й, ..., m -й тепловых электростанциях, которые должны израсходовать определенное количество топлива (нетранспортабельные отходы промышленного предприятия, торф) или тепла побочных (вторичных) энергоресурсов, т у. т./МВт·ч; $r_{г1}, r_{г2}, \dots, r_{гn}$ — относительные приросты расхода воды на 1, 2, ..., n -й гидростанции, $\frac{м^3/сек}{МВт}$; $\lambda_{т(n+1)}, \dots, \lambda_{tm}$ — коэффициенты, используемые для обеспечения режимов на $(n+1)$ -й, ...,

m -й тепловых электростанциях, при которых ими расходуется заданное количество топлива или тепла побочных (вторичных) энергоресурсов; $\lambda_{Г1}, \lambda_{Г2}, \dots, \lambda_{Гn}$ — коэффициенты, характеризующие изменение расхода топлива в энергосистеме под влиянием изменения расхода воды на 1, 2, ..., n -й ГЭС, $\frac{\text{т у.т./ч}}{\text{м}^3/\text{сек}}$; $\sigma_1, \sigma_2, \dots, \sigma_m, \sigma_{Г1}, \dots, \sigma_{Гn}$ — относительные приросты потерь мощности в электрических сетях.

Изменение режима работы отдельных электростанций сказывается главным образом на топливной составляющей себестоимости электроэнергии в энергосистеме. Поэтому достижение минимума затрат на топливо означает практически и минимум затрат на производство электроэнергии. При одинаковых удельных замыкающих затратах на 1 т у.т. на всех тепловых электростанциях режим электростанций энергосистемы, соответствующий минимальному расходу топлива в энергосистеме, совпадает с режимом, соответствующим минимальным затратам на это топливо.

При различных удельных замыкающих затратах на топливо, используемое отдельными электростанциями данной энергосистемы, для достижения минимума себестоимости¹ электроэнергии необходимо, чтобы в каждый момент времени существовало равенство

$$\begin{aligned} \frac{r_{ст1} \bar{Z}_{Т1}}{1 - \sigma_1} &= \frac{r_{ст2} \bar{Z}_{Т2}}{1 - \sigma_2} = \dots = \frac{\lambda_{Т(n+1)} r_{ст(n+1)} \bar{Z}_{Т(n+1)}}{1 - \sigma_{n+1}} = \\ &= \dots = \frac{\lambda_{Г1} r_{Г1} \bar{Z}_{Т.ср}}{1 - \sigma_{Г1}} = \dots = \frac{\lambda_{Гn} r_{Гn} \bar{Z}_{Т.ср}}{1 - \sigma_{Гn}}, \end{aligned} \quad (X-46)$$

где $\bar{Z}_{Т1}, \bar{Z}_{Т2}, \dots, \bar{Z}_{Т(n+1)}$ — удельные замыкающие затраты на топливо 1, 2, ..., $(n+1)$ -й тепловой электростанции, руб./т у. т.; $\bar{Z}_{Т.ср}$ — средние удельные замыкающие затраты на топливо на тепловых электростанциях, нагрузка которых меняется с изменением нагрузки гидроэлектростанций, руб./т у. т.

Если принять удельные замыкающие затраты на топливо на одной из электростанций за базисные, то, разделив равенство (X-46) на $\bar{Z}_{Тi}$, получим

¹ Для достижения минимальной хозрасчетной себестоимости электроэнергии расчеты ведутся по ценам на топливо.

$$\begin{aligned} \frac{r_{\text{ст}1}}{1-\sigma_1} \cdot \frac{\bar{z}_{\text{т}1}}{\bar{z}_{\text{т}i}} &= \frac{r_{\text{ст}2}}{1-\sigma_2} \cdot \frac{\bar{z}_{\text{т}2}}{\bar{z}_{\text{т}i}} = \dots = \frac{\lambda_{\text{т}(n+1)} r_{\text{ст}(n+1)}}{1-\sigma_{n+1}} \times \\ &\times \frac{\bar{z}_{\text{т}(n+1)}}{\bar{z}_{\text{т}i}} = \dots = \frac{\lambda_{\text{т}1} r_{\text{т}1}}{1-\delta_{\text{т}1}} \cdot \frac{\bar{z}_{\text{т.ср}}}{\bar{z}_{\text{т}i}} = \dots = \\ &= \frac{\lambda_{\text{т}n} r_{\text{т}n}}{1-\delta_{\text{т}n}} \cdot \frac{\bar{z}_{\text{т.ср}}}{\bar{z}_{\text{т}i}}. \end{aligned} \quad (\text{X-47})$$

Таким образом, для перехода от критерия минимума расхода топлива к критерию минимума себестоимости электроэнергии в энергосистеме или объединении систем необходимо значения относительных приростов расхода топлива умножить на отношение удельных замыкающих затрат на топливо на данной станции к аналогичному показателю на базовой электростанции.

Причем, если $\frac{\bar{z}_{\text{т}}}{\bar{z}_{\text{т}i}} > 1$, то на данной электростанции для обеспечения минимума себестоимости электроэнергии необходимо снизить нагрузку сравнительно с ее режимом на минимум расхода топлива. Если $\frac{\bar{z}_{\text{т}}}{\bar{z}_{\text{т}i}} < 1$, то на данной станции необходимо повысить нагрузку по сравнению с режимом, обеспечивающим минимум расхода топлива. Коэффициенты $\lambda_{\text{г}}$ и $\lambda_{\text{т}}$ устанавливаются исходя из условия полного использования заданного суточного расхода воды¹ или определенного количества топлива.

Перераспределение электрической нагрузки между электростанциями ведет к изменению потерь электроэнергии в электрических сетях, связывающих эти станции между собой, и, следовательно, к изменению расхода топлива (затрат на топливо) в энергосистеме. Учет изменения потерь в электрических сетях приводит к необходимости умножения относительных приростов электростанций на поправочный коэффициент $\frac{1}{1-\sigma}$.

Суммируя нагрузки отдельных станций при каждом значении относительного прироста, найдем электричес-

¹ Коэффициент $\lambda_{\text{г}}$ служит также для обеспечения соответствия в размерности между показателем относительного прироста расхода воды и показателем относительного прироста расхода топлива на тепловых электростанциях.

кие нагрузки энергосистемы, соответствующие этим относительным приростам. Так устанавливается связь между нагрузкой энергосистемы и нагрузкой каждой станции¹.

Сложность решаемых задач и необходимость учета меняющихся условий потребовали применения электронных цифровых вычислительных машин.

§ X-4. Вопросы применения электронных вычислительных машин для расчета и выбора оптимальной схемы энергоснабжения

Нахождение оптимальной схемы энергоснабжения — это важная и сложная задача. Трудность в решении этой задачи связана с многообразием вариантов покрытия динамичных во времени нагрузок потребителей. При этом необходимо учитывать виды используемых энергоресурсов, их изменение во времени, ограничения в использовании побочных (вторичных) энергоресурсов промышленных предприятий и др.

Использование электронных вычислительных машин (ЭВМ) позволяет не только облегчить труд, но и выбрать наиболее экономичные решения, способствует совершенствованию планирования и проектирования.

Для использования ЭВМ необходимо иметь технико-экономическую и математическую формулировки задачи.

Технико-экономическая формулировка задачи заключается в наличии критерия выбора оптимального варианта и экономически обоснованной методики решения задачи.

Математическая формулировка задачи состоит в представлении имеющихся взаимосвязей, ограничений в аналитической (или табличной) форме и разработке математической модели.

Должна быть подготовлена и систематизирована по рассматриваемым вариантам вся исходная информация.

Информация должна удовлетворять следующим основным требованиям: направленности, т.е. указывать источник возникновения; достаточности — быть исчерпывающей для решения рассматриваемой задачи; достоверности — иметь доверительные пределы, не превыша-

¹ Подробнее см. в учебнике [19].

ющие заданного уровня погрешности; сопоставимости — позволять проводить сравнение показателей; своевременности — обеспечивать поступление информации в сроки, не нарушающие процесса решения задачи; доступности — позволять использование информации во всех необходимых случаях.

На базе этих материалов составляется алгоритм, а затем и программа расчета на ЭВМ.

Под алгоритмом расчета понимается последовательность арифметических и логических операций, которые надо выполнить над исходными данными и над результатами промежуточных вычислений, чтобы получить результаты решения задачи.

Алгоритм должен обладать следующими тремя основными свойствами: 1) массовостью, 2) детерминированностью, 3) результативностью.

Свойство массовости означает, что алгоритм должен быть составлен в общем виде, чтобы на его основе можно было проводить массовые расчеты. Причем использование одной и той же информации должно приводить к одинаковым результатам (детерминированность). Последнее свойство указывает на то, что расчет по составленному алгоритму должен приводить к определенному ответу (результату).

Управление процессом расчета производится автоматически по заранее составленной программе расчета. Программа расчета представляет собой совокупность команд, записанных в определенной последовательности, которые указывают на то, какие конкретные действия и над какими числами должна выполнить машина, чтобы получить решение задачи.

При перспективном проектировании в расчетах используются типовые характеристики оборудования котельных и электростанций. Причем тепловые электростанции удобно рассматривать как совокупность блоков (котел-турбина).

Особенности характеристик ЭВМ и большое количество информационных материалов, требующихся в технико-экономических расчетах при решении рассматриваемой задачи, приводят к необходимости разработки такого алгоритма, при котором полнее используется быстроедействие машины и требуется размещение меньшего количества данных (чисел) в памяти вычислительной машины.

Алгоритм расчета может быть представлен в виде блок-схемы.

Из ряда возможных алгоритмов рассмотрим разработанный в МЭИ алгоритм для определения основных технико-экономических показателей варианта энергоснабжения от ТЭЦ, работающей в энергетической системе [18].

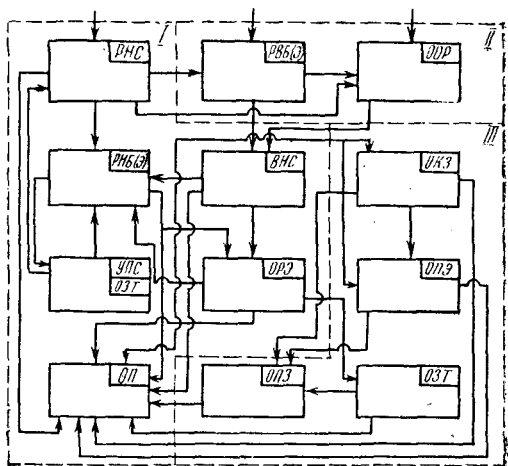


Рис. X-15. Основные элементы общей блок-схемы алгоритма расчета основных технико-экономических показателей развивающейся энергосистемы

Основные элементы блок-схемы этого алгоритма приведены на рис. X-15. В ней могут быть выделены следующие элементы: 1) расчет электрической нагрузки энергосистемы по часам характерных суток многолетнего ряда (РНС); 2) расчет ввода блоков (электростанций) по месяцам многолетнего ряда [РББ(Э)]; 3) определение оборудования, останавливаемого в ремонт и холодный резерв по месяцам (ООР); 4) выбор наиболее выгодного состава работающего оборудования по часам характерных суток (ВНС); 5) учет потерь в электрических сетях (УПС); 6) расчет нагрузки блоков (электростанций) по часам характерных суток [РНБ(Э)]; 7) определение расхода энергоресурсов по блокам (электростанциям) и энергосистеме в целом за характерные сутки, месяц, се-

зон года (*ОРЭ*); 8) определение затрат на топливо по годам и за многолетний период (*ОЗТ*); 9) определение капитальных затрат на вновь вводимое генерирующее оборудование за год и многолетний период (*ОКЗ*); 10) определение постоянной составляющей годовых эксплуатационных расходов (*ОПЭ*); 11) определение приведенных затрат по рассматриваемому варианту (*ОПЗ*); 12) определение основных технико-экономических показателей рассматриваемого варианта (*ОП*).

Более укрупненно в общем алгоритме можно выделить три части (показаны пунктирными линиями на рис. X-15):

I — нахождение наивыгоднейшего распределения активной электрической нагрузки энергосистемы и подсчет расхода энергоресурсов;

II — составление баланса мощности для расчетных суток с учетом вывода агрегатов в ремонт и холодный резерв;

III — денежная оценка затрат по рассматриваемому варианту развития энергосистемы.

Задача, поставленная в первой части общего алгоритма, математически сводится к решению системы нелинейных уравнений с тремя итерационными процессами и многими логическими операциями. Итерационные процессы вызваны: а) необходимостью обеспечения баланса мощности в энергосистеме в каждый час суток; б) учетом изменения потерь в электрической сети; в) требованием использования заданного суточного расхода воды на ГЭС и заданного расхода топлива на ряде ТЭС.

Алгоритм и программа позволяют проводить расчеты непрерывно меняющихся суточных графиков электрической нагрузки рассматриваемого многолетнего ряда. Цикл расчета начинается с определения максимальной суточной нагрузки энергосистемы (*РНС*). Состав работающего оборудования для этого исходного часа суток либо задан, либо является результатом расчета по второй части общего алгоритма.

Элемент алгоритма *РНБ(Э)* служит для расчета электрической нагрузки каждого блока тепловой электростанции, соответствующей определенному значению относительного прироста расхода топлива в энергосистеме. Расчет для исходного часа суток начинается с наибольшей ожидаемой величины относительного прироста

энергосистемы, а для всех последующих — с полученного для предыдущего часа. Величины электрических нагрузок рассчитываются с учетом изменения потерь в магистральных электрических сетях, связывающих совокупности агрегатных блоков с центрами электрических нагрузок (элемент алгоритма УПС). Если расчеты ведутся на минимум себестоимости электроэнергии в энергосистеме, то дополнительно учитываются удельные замыкающие затраты на топливо, используемое каждым блоком (УЗТ). Для того же значения относительного прироста энергосистемы при некоторых итеративных значениях множителей Лагранжа рассчитываются нагрузки гидростанций и нагрузки ТЭС, для которых заданы расходы топлива.

Проверка баланса потребляемой мощности в данный час суток и генерируемой осуществляется по специальной подпрограмме. Если суммарная генерируемая мощность превышает потребление, то осуществляется переход (с определенным шагом) к следующему меньшему значению относительного прироста энергосистемы.

Одновременно с понижением электрической нагрузки каждого блока подсчитывается величина уменьшения расхода топлива данным блоком сравнительно с расходом при номинальной нагрузке. После достижения баланса мощностей фиксируются нагрузки отдельных блоков ТЭС, расход топлива этими агрегатами, расход воды на ГЭС для данного часа суток.

Расчет для следующего часа суток начинается с определения электрической нагрузки энергосистемы, сниженной по сравнению с максимальной. Применительно к этой нагрузке в элементе алгоритма ВНС производится анализ целесообразности остановки части генерирующего оборудования. При этом используются результаты рассмотренных выше специальных расчетов по сравнительной экономичности вариантов с разным составом работающего оборудования в данной энергосистеме. Для выбранного состава работающего оборудования расчет производится аналогично предыдущему часу.

Такие расчеты проводятся для всех часов суток. Затем подсчитываются суммарная выработка электроэнергии, расходы топлива и воды по отдельным блокам (электростанциям), удельные показатели по данным характерным суткам.

Если полученный расход воды на ГЭС совпадает с

заданным¹, то расчет для данных суток заканчивается. Если расход воды на ГЭС отличается от заданного (с учетом допустимого отклонения), то расчет повторяется для других значений множителей Лагранжа. Подбор этих множителей производится по специальной программе, ускоряющей итерационный процесс.

Вторая часть общего алгоритма служит для установления всего состава генерирующего оборудования, который должен быть в энергосистеме в рассматриваемые характерные сутки, выделения оборудования, останавливаемого в ремонт или холодный резерв.

Варьируя задания по последовательности ввода в энергосистему агрегатов различных типов и выводу в ремонт, можно решать задачи (наряду с учетом других факторов) выбора рационального плана ввода агрегатов в энергосистему или проведения капитального ремонта генерирующего оборудования.

В третьей части общего алгоритма используются результаты расчетов первой и второй частей для денежной оценки дополнительных капитальных затрат в энергосистему по данному варианту ее развития, годовых эксплуатационных расходов и приведенных затрат.

Для перехода от суточных расходов топлива к годовым можно использовать выражение вида

$$B_{\text{год}} = \frac{B_{c1} n_1 + B_{c2} n_2 + \dots + B_{cn} n_n}{\mathcal{E}_{c1} n_1 + \mathcal{E}_{c2} n_2 + \dots + \mathcal{E}_{cn} n_n} \mathcal{E}_{\text{год}} \text{ т у.т./год, (X-48)}$$

где $B_{c1}, B_{c2}, \dots, B_{cn}$ — расходы топлива тепловыми электростанциями в характерные сутки, т у. т./сутки; $\mathcal{E}_{c1}, \mathcal{E}_{c2}, \dots, \mathcal{E}_{cn}$ — выработка электроэнергии тепловыми электростанциями энергосистемы в те же характерные сутки, тыс. кВт·ч/сутки; $n_1, n_2, \dots, n_n$ — количество рассматриваемых характерных суток в году, сутки/год; $\mathcal{E}_{\text{год}}$ — годовая выработка электроэнергии тепловыми электростанциями энергосистемы, тыс. кВт·ч/год.

Количество используемых в расчетах характерных суточных графиков электрической нагрузки практически может изменяться от одного (зимний суточный график) до четырех² (зимний, летний, весенний и осенний графики). При этом погрешность в определении годового расхода топлива не превышает 1,5%.

¹ Аналогично для ТЭЦ с заданным расходом топлива.

² С увеличением количества используемых суточных графиков точность расчета повышается.

Разработка алгоритма показала, что при использовании ЭВМ целесообразно несколько изменить схему расчета по сравнению с расчетом вручную. Ниже рассмотрено определение на ЭВМ наивыгоднейших электрических нагрузок отдельных генерирующих блоков.

Для уменьшения количества данных, которые машина должна иметь в памяти, принято, что характеристики относительных приростов электростанций специально не

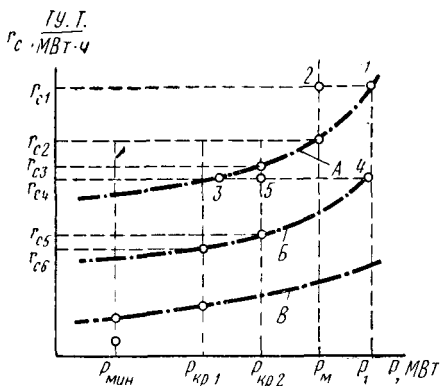


Рис. X-16. Схема расчета на ЭВМ электрической нагрузки блока (электростанции)

вычисляются. Вместо этого применительно к каждому значению относительного прироста расхода условного топлива r_c в энергосистеме вычисляется соответствующая ему величина электрической нагрузки каждого блока.

Значение нагрузки теплофикационного блока (котел-турбоагрегат), соответствующее рассматриваемому относительно приросту, зависит также от расхода пара из отборов $D_{\text{п}}$ и $D_{\text{т}}$, предварительно устанавливаемых на основе наивыгоднейшего распределения тепловой нагрузки. Величины $D_{\text{п}}$ и $D_{\text{т}}$ определяют значения максимальной P_m , критических $P_{\text{кр}}$ и минимальной $P_{\text{мин}}$ электрических нагрузок, значения относительных приростов расходов тепла турбоагрегатом r_t . Поэтому вначале на ЭВМ по аналитическим зависимостям применительно к данным значениям $D_{\text{п}}$ и $D_{\text{т}}$ определяются величины P_m , $P_{\text{кр}}$, $P_{\text{мин}}$. На их основе рассчитывается электрическая нагрузка каждого блока применительно к данному зна-

чению относительного прироста расхода топлива блоком. Например, по блоку ТЭС расчеты производятся по следующим аналитическим зависимостям¹ (рис. X-16): в диапазоне нагрузки

$$P_{кр2} \leq P \leq P_n \text{ (кривая A)}$$

$$P = f'(r_c) = \frac{1}{r_{т3}} \left[Q_n \left(\frac{r_c}{\gamma r_{т3} a_k} - \frac{r_{к0}}{a_k} \right)^n - \Sigma Q_0 + \right. \\ \left. + P_{кр1} (r_{т2} - r_{т1}) + P_{кр2} (r_{т3} - r_{т2}) \right] \text{ МВт};$$

в диапазоне нагрузки

$$P_{кр1} \leq P \leq P_{кр2} \text{ (кривая B)}$$

$$P = f''(r_c) = \frac{1}{r_{т2}} \left[Q_n \left(\frac{r_c}{\gamma r_{т2} a_k} - \frac{r_{к0}}{a_k} \right)^n - \Sigma Q_0 + \right. \\ \left. + P_{кр1} (r_{т2} - r_{т1}) \right] \text{ МВт};$$

в диапазоне нагрузки

$$P_{мин} \leq P \leq P_{кр1} \text{ (кривая B)}$$

$$P = f'''(r_c) = \frac{1}{r_{т1}} \left[Q_n \left(\frac{r_c}{\gamma r_{т1} a_k} - \frac{r_{к0}}{a_k} \right)^n - \Sigma Q_0 \right] \text{ МВт, (X-49)}$$

где $r_{т1}$, $r_{т2}$, $r_{т3}$ — относительные приросты расхода тепла турбоагрегатом по зонам нагрузки, ГДж/МВт·ч; $P_{кр1}$, $P_{кр2}$ — электрические нагрузки турбоагрегата, соответствующие изломам расходной характеристики, МВт; Q_n — номинальная нагрузка котлоагрегата, ГДж/ч; γ — коэффициент, учитывающий изменение расхода мощности на собственные нужды, изменение потерь тепла и топлива и другие эксплуатационные условия; $r_{к0}$, a_k , n — постоянные для подсчета относительного прироста расхода топлива котлоагрегатом при данной тепловой нагрузке [см. формулу (X-12)]; ΣQ_0 — составляющая часового расхода тепла на турбину при данной электрической и тепловой нагрузке, ГДж/ч.

Количество криволинейных участков характеристики относительных приростов теплофикационного блока

¹ Приведенные уравнения даны без учета изменения потерь к электрической сети и удельных затрат на топливо.

больше на единицу числа изломов этой характеристики.

Вертикальные линии, проведенные через точки $P_{\text{мин}}$, $P_{\text{кр}1}$, $P_{\text{кр}2}$, $P_{\text{м}}$, делят площадь графика на ряд зон. В зоне от $P_{\text{кр}2}$ до $P_{\text{м}}$ необходимо использовать кривую А, в зоне от $P_{\text{кр}1}$ до $P_{\text{кр}2}$ —кривую В, в зоне от $P_{\text{мин}}$ до $P_{\text{кр}1}$ —кривую В.

Расчет на ЭВМ начинается с наибольшего значения относительного прироста $r_{\text{с.н}}$ с зависимости $P=f'(r_{\text{с}})$, соответствующей кривой А. Пусть при $r_{\text{с}}$, равном $r_{\text{с}1}$, по формуле (X-49) для кривой А нагрузка $P=P_1$ (точка 1 на рис. X-16). Эта нагрузка P_1 сравнивается с $P_{\text{м}}$. Если $P_1 > P_{\text{м}}$, то нагрузка P_1 заменяется на $P_{\text{м}}$ (точка 2). Таким образом, относительно-му приросту $r_{\text{с}1}$ соответствует нагрузка $P_{\text{м}}$.

Шаг по относительному приросту расхода топлива в энергосистеме $\Delta r_{\text{с}}$ при расчете на ЭВМ может быть принят равным

0,01 т у.т./МВт·ч. При значениях относительного прироста $r_{\text{с}}$, лежащих в пределах $r_{\text{с}2}-r_{\text{с}3}$, нагрузки, вычисленные по зависимости $P=f'(r_{\text{с}})$ (для кривой А), меньше, чем $P_{\text{м}}$, и больше $P_{\text{кр}2}$, поэтому они не изменяются и используются в дальнейших расчетах. При снижении $r_{\text{с}}$ до $r_{\text{с}4}$ нагрузка, подсчитанная по зависимости, отражаемой кривой А (точка 3), меньше $P_{\text{кр}2}$, и согласно алгоритму расчет нагрузок далее приводится по аналитической зависимости, отражаемой кривой В [$P=f''(r_{\text{с}})$]. Тогда при $r_{\text{с}}=r_{\text{с}4}$ нагрузка окажется больше $P_{\text{кр}2}$ (точка 4) и согласно алгоритму будет заменена на $P_{\text{кр}2}$ (точка 5). Если относительный прирост станет меньше $r_{\text{с}5}$, но больше $r_{\text{с}6}$, то нагрузки, вычисленные по зависимости $P=f''(r_{\text{с}})$, будут лежать в диапазоне $P_{\text{кр}1} \div P_{\text{кр}2}$ и использоваться в дальнейших расчетах. При $r_{\text{с}} < r_{\text{с}6}$

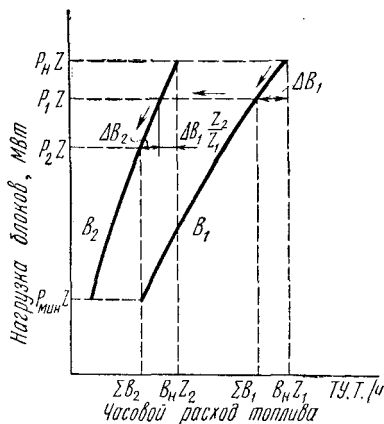


Рис. X-17. К расчету расхода топлива турбоагрегатом

нагрузки, подсчитанные по уравнению $P=f''(r_c)$, будут меньше $P_{кр1}$ и тогда расчет должен производиться по уравнению $P=f'''(r_c)$, отражаемому кривой B .

Таким образом, применительно к данной величине относительного прироста алгоритм расчета и составленная по нему программа позволяют с использованием аналитических и логических связей правильно установить электрическую нагрузку блока (электростанции). Расчет нагрузки каждого блока показан на блок-схеме (см. рис. X-15) квадратиком $PНБ(Э)$.

По ходу расчетов после каждого перехода к новому значению относительного прироста расхода топлива в энергосистеме производится расчет расхода топлива данным блоком.

Построение расчетного выражения для определения расхода топлива иллюстрируется на рис. X-17. Кривая $B_1=f(P_i Z_1)$ характеризует изменение часового расхода топлива Z_1 однотипными блоками¹ при изменении электрической нагрузки каждого из них от минимальной $P_{мин}$ до номинальной P_n . Аналогичная кривая $B_2=f(P_i Z_2)$ относится к меньшему числу блоков того же типа ($Z_2 < Z_1$). Пусть нагрузке P_n соответствует часовой расход топлива B_n . Тогда суммарный часовой расход топлива Z_1 агрегатами при нагрузке каждого из них P_n равен $B_n Z_1$. При снижении нагрузки каждого блока от P_n до P_1 в соответствии с уменьшением относительного прироста расхода топлива от r_0 до r_1 с заданным шагом Δr и том же числе блоков Z_1 расход топлива составит

$$\begin{aligned} \Sigma B_1 &= B_n Z_1 - \sum_{i=r_0}^{r_1} Z_1 (P'_i - P_i) \cdot \frac{r'_i + r_i}{2} = \\ &= B_n Z_1 - \Delta B_1 \text{ т у.т./ч,} \end{aligned} \quad (X-50)$$

где r_i и P_i — текущее значение относительного прироста расхода топлива по ходу расчета и соответствующее ему значение электрической нагрузки блока; r'_i и P'_i — предыдущее значение относительного прироста, отличающееся от текущего на величину шага Δr , и соответствующее ему предыдущее значение электрической нагрузки.

¹ В данном случае имеются в виду однотипные блоки (котлоагрегат-турбоагрегат), работающие на одном виде топлива и имеющие примерно одинаковые поправки на изменение потерь мощности в электрической сети.

Если дальнейшее снижение электрической нагрузки каждого блока до P_2 и относительного прироста r_2 сопровождается уменьшением числа работающих блоков до Z_2 , то суммарный расход топлива Z_2 блоками при нагрузке каждого P_2 составит

$$\Sigma B_2 = \Sigma B_1 \frac{Z_2}{Z_1} - \sum_{i=r_1}^{r_2} Z_2 (P'_i - P_i) \frac{r'_i + r_i}{2},$$

или

$$\Sigma B_2 = B_n Z_2 - \Delta B_1 \frac{Z_2}{Z_1} - \Delta B_2 \text{ т у.т./ч.} \quad (\text{X-51})$$

Программа предусматривает переход от одного часа к другому в течение рассматриваемых суток и подсчет суммарного суточного расхода топлива.

Рассмотрим последовательность достижения равенства между суммой нагрузок отдельных блоков (электростанций) и нагрузкой энергосистемы.

Поскольку расчет начинается с наибольшего (для данной энергосистемы) значения относительного прироста расхода топлива, то ему будут соответствовать максимальные значения нагрузок отдельных блоков (электростанций). Сравнение суммы этих нагрузок с нагрузкой энергосистемы P_c покажет, что при $r_c = r_{c.n}$

$$P_{1n} + P_{2n} + P_{3n} + P_{4n} + \dots + P_{(n-1)n} + P_{nn} > P_c. \quad (\text{X-52})$$

Тогда согласно алгоритму и программе расчета дается команда на снижение относительного прироста $r_{c.n}$ на величину шага Δr_c . Для нового значения относительного прироста $r'_c = r_{c.n} - \Delta r_c$, находятся соответствующие ему значения нагрузок отдельных блоков (электростанций) и их сумма сравнивается с нагрузкой энергосистемы.

Если

$$P'_1 + P'_2 + P'_3 + P'_4 + \dots + P'_{n-1} + P'_n > P_c, \quad (\text{X-53})$$

то снова уменьшается относительный прирост, по нему находятся электрические нагрузки блоков (электростанций) и их сумма сравнивается с нагрузкой энергосистемы P_c . Так продолжается до тех пор, пока не окажется, что сумма нагрузок рассматриваемых блоков (электростанций) меньше или равна нагрузке энергосистемы. Если достигнуто равенство, то расчет нагрузок для дан-

ного часа суток на этом заканчивается. Если сумма нагрузок меньше нагрузки энергосистемы, то проводится уточнение нагрузки. При этом учитывается, что отличие в относительных приростах отдельных блоков в пределах шага (0,01 т у. т./МВт·ч) практически не приводит к дополнительному расходу топлива в энергосистеме. Уточнение нагрузки производится следующим образом.

Пусть суммы нагрузок блоков, соответствующие соседним значениям относительных приростов энергосистемы, в сопоставлении с нагрузкой энергосистемы выражаются неравенствами вида

$$P_1'' + P_2'' + P_3'' + P_4'' + \dots + P_{n-1}'' + P_n'' > P_c;$$

$$\Sigma P = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + \dots + P_{n-1} + P_n < P_c. \quad (X-54)$$

Тогда определяется разность:

$$P_c - \Sigma P = \Delta P,$$

которую надо распределить между станциями.

На n -ю станцию можно передать дополнительную нагрузку в размере $P_n'' - P_n$. Если

$$\Delta P - (P_n'' - P_n) = \Delta P_1 > 0,$$

то часть оставшейся нагрузки ΔP_1 передаем на $(n-1)$ -ю станцию:

$$\Delta P_1 - (P_{n-1}'' - P_{n-1}) = \Delta P_2 > 0.$$

Далее поступаем аналогично до тех пор, пока, например,

$$\Delta P_m - (P_4'' - P_4) = \Delta P_{m+1} < 0.$$

Тогда вместо приведенных выше неравенств получим для данного часа суток следующее равенство:

$$P_1 + P_2 + P_3 + (P_4 + \Delta P_m) + \dots + P_{n-1}'' + P_n'' = P_c. \quad (X-55)$$

Аналогичные расчеты производятся для каждого часа расчетных суток.

Общий алгоритм позволяет установить для данных суток года или многолетнего периода технико-экономические показатели отдельных электростанций (блоков) и всего варианта развивающейся энергосистемы. К этим данным относятся: 1) отпуск электроэнергии и тепла;

2) расход топлива (по видам) и воды на гидростанциях; 3) удельные расходы топлива; 4) режимы использования отдельных станций (блоков) или их группы; 5) выбранный для характерных суток состав работающего оборудования, а также состав оборудования, находящегося в ремонте и резерве; 6) капитальные затраты, годовые эксплуатационные расходы и приведенные затраты.

Применение электронных вычислительных машин для расчетов перспективных режимов работы электростанций в энергосистеме позволяет учесть влияние многих факторов: изменение электрической и тепловой нагрузок как в пределах суток, так и по годам; разнотипность оборудования, меняющийся состав работающего оборудования во времени; изменение структуры установленных мощностей; структуры топливного баланса энергосистемы и др.

В условиях перспективного проектирования электронные цифровые вычислительные машины используются при выборе оптимальных параметров генерирующего оборудования, наиболее целесообразной последовательности ввода в энергосистему электростанций различных типов и мощности, рационального сочетания различных источников электро- и теплоснабжения.

§ X-5. Выбор мощности и основного оборудования промышленной ТЭЦ

Величины производственных мощностей отдельных цехов и предприятия в целом определяют потребность в электрической энергии, тепле, сжатом воздухе и др.

При выборе установленной мощности промышленной ТЭЦ учитываются также: а) собственные источники энергоснабжения (энерготехнологические агрегаты, утилизационные установки, котельные и др.); б) наличие нетранспортабельных топливных отходов производства и других побочных (вторичных) энергоресурсов.

Рациональный объем использования побочных энергоресурсов устанавливается на основе технико-экономических расчетов.

Если величина отходов производства такова, что за их счет может быть обеспечена не только вся потребность в тепле, но и выработано определенное количество электроэнергии по конденсационному режиму, то в этом

случае оказывается целесообразной установка на ТЭЦ помимо турбин с отбором конденсационных турбин.

В общем случае установленная мощность ТЭЦ определяется как

$$N_{\text{тэц}} = y_{\text{т1}} (\alpha_{\text{ч.опт 1}}^{\text{т}} Q_{\text{ч}}^{\text{от}} + Q_{\text{ч}}^{\text{г.в}}) + y_{\text{т2}} \alpha_{\text{ч.опт 2}}^{\text{т}} Q_{\text{ч.от}}^{\text{тех}} + y_{\text{т3}} \alpha_{\text{ч.опт 3}}^{\text{т}} Q_{\text{ч.пр}}^{\text{тех}} + \Delta N_{\text{кэс}} + N_{\text{рез}} \text{ МВт}, \quad (\text{X-56})$$

где $y_{\text{т1}}$, $y_{\text{т2}}$, $y_{\text{т3}}$ — удельные электрические мощности, получаемые на базе пара данных параметров из отборов турбоагрегатов, МВт·ч/ГДж; $\alpha_{\text{ч.опт 1}}^{\text{т}}$, $\alpha_{\text{ч.опт 2}}^{\text{т}}$, $\alpha_{\text{ч.опт 3}}^{\text{т}}$ — оптимальные значения коэффициентов теплофикации для соответствующих тепловых нагрузок; $Q_{\text{ч}}^{\text{от}}$, $Q_{\text{ч}}^{\text{г.в}}$, $Q_{\text{ч.от}}^{\text{тех}}$ — расчетные часовые тепловые нагрузки отопительных параметров района теплоснабжения по отоплению, горячему водоснабжению и технологии, ГДж/ч; $Q_{\text{ч.пр}}^{\text{тех}}$ — расчетная тепловая технологическая нагрузка производственных параметров района теплоснабжения, ГДж/ч; $\Delta N_{\text{кэс}}$ — дополнительная конденсационная часть мощности ТЭЦ, определяемая использованием побочных энергоресурсов, МВт; $N_{\text{рез}}$ — составляющая мощности ТЭЦ, определяемая необходимостью размещения резервной электрической мощности, МВт.

Необходимость учета составляющей электрической мощности, определяемой требованиями резервирования $N_{\text{рез}}$, может возникнуть, как правило, лишь при изолированной работе промышленной ТЭЦ.

Величина удельной электрической мощности $y_{\text{т}}$, получаемой на базе теплового потребления, определяется по формуле

$$y_{\text{т}} = \frac{H_{\text{т}}}{i_{\text{отб}} - i_{\text{к}}} \cdot \frac{\eta_{\text{oi}} \eta_{\text{эл.м}}}{3,6} \varphi_{\text{т}} \frac{\text{МВт}}{\text{ГДж/ч}}, \quad (\text{X-57})$$

где $H_{\text{т}}$ — адиабатное теплопадение пара в турбине от начальных параметров до давления в отборе, кДж/кг; $i_{\text{отб}}$, $i_{\text{к}}$ — энтальпии пара из отбора турбины и конденсата этого пара, кДж/кг; η_{oi} , $\eta_{\text{эл.м}}$ — внутренний относительный и электромеханический к. п. д.; φ — коэффициент, учитывающий регенерацию тепла.

Существенное влияние на выбор установленной мощности ТЭЦ оказывают величины коэффициентов теплофикации. Оптимальные значения коэффициентов долж-

ны выбираться с учетом развития во времени энергосистемы¹, изменения тепловых нагрузок района теплоснабжения.

Рассмотрим выбор оптимального значения коэффициента теплофикации для отопительно-вентиляционной нагрузки.

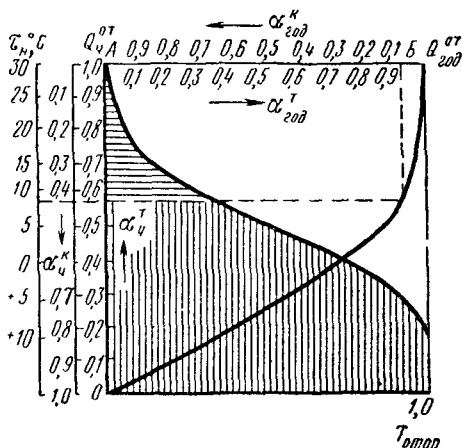


Рис. X-18. Годовой график отопительно-вентиляционной нагрузки и его интегральная кривая

Расчетный часовой коэффициент теплофикации [см. формулу (X-7)] выражается отношением

$$\alpha_q^t = Q_q^t / Q_q^{ot}. \quad (X-58)$$

Если отнести долю расчетной часовой нагрузки Q_q^k , покрываемой за счет пиковых котельных (или редуцированным паром основных энергетических котлов), к той же величине Q_q^{ot} , то получим расчетный часовой коэффициент редуцирования

$$\alpha_q^k = Q_q^k / Q_q^{ot}. \quad (X-59)$$

Сумма коэффициентов теплофикации и редуцирования равна единице ($\alpha_q^t + \alpha_q^k = 1$), так как $Q_q^t + Q_q^k = Q_q^{ot}$.

¹ Или местного района энергоснабжения при изолированной работе ТЭЦ.

На рис. X-18 показаны годовой график отопительно-вентиляционной нагрузки района теплоснабжения, построенный на продолжительности, и его интегральная кривая. По оси абсцисс отложена продолжительность отопительного периода, принятого за единицу, по оси ординат — расчетная температура наружного воздуха и соответствующий ей часовой расход тепла на отопление и вентиляцию в долях от наибольшего расчетного значения $Q_{\text{ч}}^{\text{от}}$. Эта шкала может рассматриваться одновременно как шкала для расчетного часового коэффициента теплофикации. В обратном направлении по той же оси ординат отложен расчетный часовой коэффициент редуцирования.

Аналогично часовым показателям имеются и годовые. Расчетный годовой коэффициент теплофикации

$$\alpha_{\text{год}}^{\text{т}} = Q_{\text{год}}^{\text{т}} / Q_{\text{год}}^{\text{от}}. \quad (\text{X-60})$$

Расчетный годовой коэффициент редуцирования

$$\alpha_{\text{год}}^{\text{к}} = Q_{\text{год}}^{\text{к}} / Q_{\text{год}}^{\text{от}}. \quad (\text{X-61})$$

Зависимости между часовыми и годовыми показателями теплофикации и редуцирования могут быть установлены с помощью интегральной кривой. Полный годовой расход тепла, принимаемый за единицу (см. рис. X-18), — отрезок АБ с нулем у точки А. Тогда в направлении от точки А к точке Б можно отложить расчетный годовой коэффициент теплофикации $\alpha_{\text{год}}^{\text{т}}$, а в противоположном направлении — $\alpha_{\text{год}}^{\text{к}}$ с нулем у точки Б. Полученная номограмма позволяет установить связь между часовыми и годовыми показателями:

$$\alpha_{\text{год}}^{\text{т}} = f(\alpha_{\text{ч}}^{\text{т}}) \text{ и } \alpha_{\text{год}}^{\text{к}} = f(\alpha_{\text{ч}}^{\text{к}}).$$

Если годовые показатели разделить соответственно на часовые, то получим годовые числа часов использования максимума отопительной нагрузки, покрываемой из отборов турбин ТЭЦ $h_{\text{м}}^{\text{т}}$ и пиковых котлов $h_{\text{м}}^{\text{к}}$.

Годовое число часов использования максимального отбора турбины $h_{\text{м}}^{\text{т}}$ составит

$$h_{\text{м}}^{\text{т}} = \frac{Q_{\text{год}}^{\text{т}}}{Q_{\text{ч}}^{\text{т}}} = \frac{\alpha_{\text{год}}^{\text{т}} Q_{\text{год}}^{\text{от}}}{\alpha_{\text{ч}}^{\text{т}} Q_{\text{ч}}^{\text{от}}} = \frac{\alpha_{\text{год}}^{\text{т}}}{\alpha_{\text{ч}}^{\text{т}}} h_{\text{м}}^{\text{от}} \text{ ч/год}, \quad (\text{X-62})$$

где $h_m^{от}$ — годовое число часов использования расчетного максимума отопительно-вентиляционной нагрузки, ч.

Годовое число часов использования $h_m^к$ мощности пиковой котельной равно

$$h_m^к = \frac{Q_{год}^к}{Q_ч^к} = \frac{\alpha_{год}^к Q_{год}^{от}}{\alpha_ч^к Q_ч^{от}} = \frac{\alpha_{год}^к}{\alpha_ч^к} h_m^{от} = \frac{1 - \alpha_{год}^т}{1 - \alpha_ч^т} h_m^{от} \text{ ч/год.} \quad (X-63)$$

Полученные формулы позволяют выразить показатели годового использования отборов турбин и мощности пиковой котельной через устойчивый показатель годового числа часов использования расчетного максимума отопительно-вентиляционной нагрузки и соотношение между годовыми и часовыми коэффициентами теплофикации и редуцирования.

Пусть, например, расчетная температура наружного воздуха равна -8°C . Этой температуре по номограмме соответствуют $\alpha_ч^т = 0,574$ и $\alpha_{год}^т = 0,93$. При годовом числе часов использования расчетного максимума отопительно-вентиляционной нагрузки 2500 ч годовое число часов использования максимального отбора турбины составит

$$h_m^т = \frac{0,93}{0,574} 2500 = 3450 \text{ ч}$$

(для площадки на рис. X-18 с вертикальной штриховкой).

В то же время годовое число часов использования пиковой котельной мощности равно

$$h_m^к = \frac{1 - 0,93}{1 - 0,574} 2500 = 400 \text{ ч}$$

(для площадки на рис. X-18 с горизонтальной штриховкой).

Увеличение расчетного коэффициента теплофикации и приближение его к единице ведет к снижению $h_m^т$ и, следовательно, годового числа часов использования максимальных отборов турбин, уменьшению доли выработки электроэнергии на ТЭЦ по теплофикационному режиму и повышению конденсационной выработки. Расход топлива на выработку электроэнергии на ТЭЦ по конденсационному циклу обычно выше, чем на наиболее совершенной «заменяемой» конденсационной электростанции.

В результате суммарная экономия топлива в энергосистеме при приближении $\alpha_{\text{ч}}^T$ к единице уменьшается. Если величину $\alpha_{\text{ч}}^T$ взять близкой к нулю, то экономия топлива в энергосистеме также будет мала ввиду незначительной выработки электроэнергии на базе теплового потребления. Следовательно, имеется какое-то промежуточное значение $\alpha_{\text{ч}}^T$, при котором экономия топлива будет наибольшей.

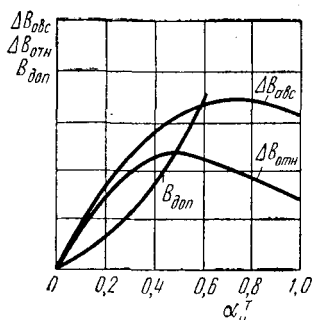


Рис. X-19. Характер изменения абсолютной $\Delta B_{\text{абс}}$, относительной $\Delta B_{\text{отн}}$ экономии топлива и дополнительного завоза топлива $B_{\text{доп}}$ в зависимости от коэффициента теплофикации $\alpha_{\text{ч}}^T$.

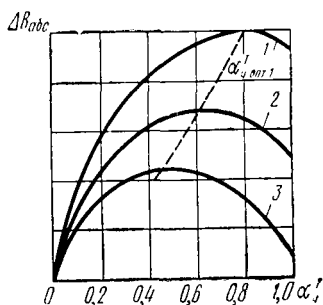


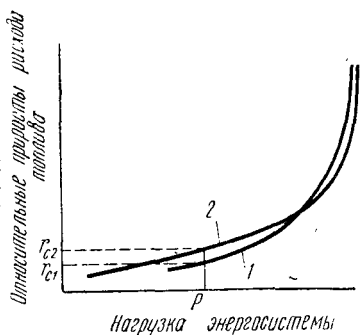
Рис. X-20. Влияние типоразмеров сравниваемых агрегатов на величину экономии топлива и оптимальное значение коэффициента теплофикации $\alpha_{\text{ч}}^T \text{ опт}$.

На рис. X-19 показан характер изменения абсолютной годовой экономии топлива в энергосистеме $\Delta B_{\text{абс}}$ при использовании комбинированной схемы вместо раздельной при различных значениях коэффициента теплофикации и одинаковых типоразмерах сравниваемых турбин (т. е., например, на ТЭЦ—Т-50-90, а на КЭС—К-50-90).

При коэффициентах теплофикации, лежащих в пределах 0,65—0,8, значение абсолютной экономии топлива будет наибольшим. Здесь же нанесена кривая дополнительного завоза топлива в город. Под дополнительным количеством топлива, завозимого в город, понимается разность между годовым расходом топлива на ТЭЦ и топливом, необходимым для обеспечения теплоснабжения района действия ТЭЦ, т. е. количество топлива, необходимое для производства электроэнергии на ТЭЦ.

При неблагоприятных условиях теплоснабжения и водоснабжения (трудности завоза топлива в город, нехватка воды, санитарно-гигиенические условия и др.) может оказаться целесообразным снижение расчетного коэффициента теплофикации, с тем чтобы резко сократить завоз топлива в город, хотя это и приведет к неко-

Рис. X-21. Принципиальный характер изменения относительных приростов энергосистемы при использовании в ней ТЭЦ (1) или заменяемой КЭС (2)



торому уменьшению абсолютной экономии топлива. Если в рассматриваемом примере снизить $\alpha_{\text{ч}}^{\text{т}}$ до 0,4, то примерно вдвое уменьшится дополнительный завоз топлива в город при сокращении абсолютной экономии на 20%. Относительная экономия топлива, т. е. отношение абсолютной экономии топлива к полному расходу его при раздельной схеме, будет в данном случае наибольшей при α порядка 0,4 (см. рис. X-19). Таким образом, при неблагоприятных условиях топливо- и водоснабжения решающим показателем (по топливу) может оказаться относительная экономия топлива, при благоприятных показателях — абсолютная экономия топлива.

Величина оптимального значения коэффициента теплофикации зависит от большого числа факторов. Эти факторы можно разделить на следующие группы:

I. Типоразмеры и энергетические характеристики сравниваемых турбоагрегатов и котлов при раздельной и комбинированной схемах энергоснабжения.

II. Технико-экономические показатели сэкономленного топлива.

III. Сравнительное географическое размещение генерирующих установок относительно центров электро- и теплопотребления.

IV. Характеристики относительных приростов энергосистемы, в которой предполагается использование ТЭЦ или заменяемой КЭС.

V. Показатели и темпы роста тепловой нагрузки района теплоснабжения.

VI. Развитие энергосистемы во времени.

Ниже рассматривается влияние отдельных групп факторов на оптимальное значение коэффициента теплофикации для отопительно-вентиляционной нагрузки.

I. Предыдущий анализ относился к одинаковым типоразмерам агрегатов, используемых в раздельной и комбинированной схемах. Однако во многих случаях на промышленной ТЭЦ приходится устанавливать агрегаты меньшей единичной мощности и на более низкие начальные параметры пара, чем на заменяемой конденсационной электростанции. Влияние этого положения на зависимость экономии топлива от α_q^T , получаемой при использовании ТЭЦ в энергосистеме, иллюстрируется на рис. X-20.

Кривая 1 соответствует случаю, когда на ТЭЦ и на заменяемой КЭС используются равновеликие агрегаты на параметры 12,7 МПа (130 ата), 565°С. Если на заменяемой КЭС остаются те же параметры, а на ТЭЦ принимаются агрегаты на параметры 8,8 МПа (90 ата), 535°С, то абсолютная экономия топлива снижается и зона наибольшей экономии смещается в сторону меньших значений α^q (кривая 2).

Аналогичное положение складывается при снижении начальных параметров пара на ТЭЦ до 3,4 МПа (35 ата), 435°С (кривая 3).

Таким образом, уменьшение начальных параметров и единичных мощностей на ТЭЦ сравнительно с заменяемой КЭС ведет к снижению абсолютной экономии топлива и перемещению зоны наибольшей экономии топлива в сторону меньших значений расчетного коэффициента теплофикации.

Если ТЭЦ оборудована турбинами с меньшими единичными мощностями и более низкими параметрами, чем КЭС, то учет разницы в капитальных затратах в генерирующие установки ведет к снижению оптимального значения коэффициента теплофикации (сравнительно с тем, которое определяется экономией топлива). Это особенно сказывается при уменьшении единичных мощностей аг-

регатов и ТЭЦ в целом по сравнению с соответствующими мощностями по заменяемой КЭС.

II. Удельные замыкающие затраты на добычу и транспорт топлива существенно влияют на $\alpha_{\text{ч.опт}}^T$. При неизменной величине экономии топлива уменьшение этих удельных затрат на топливо ведет к снижению $\alpha_{\text{ч.опт}}^T$. Поэтому в районах с дешевым топливом эффективность теплофикации, как правило, снижается.

III. Большая удаленность КЭС от центра электрических нагрузок по сравнению с ТЭЦ ведет при прочих равных условиях к повышению $\alpha_{\text{ч.опт}}^T$. Увеличение затрат на тепловые сети по комбинированному варианту по сравнению с отдельным приводит к некоторому снижению $\alpha_{\text{ч.опт}}^T$. Таким образом, на эффективность теплофикации большое влияние оказывает учет географического размещения генерирующих установок относительно центров электро- и теплоснабжения.

IV. Характеристики относительных приростов энергосистемы также влияют на зависимость $\Delta B_{\text{абс}} = f(\alpha_{\text{ч}}^T)$, так как использование в энергосистеме ТЭЦ или заменяемой КЭС ведет к перераспределению электрической нагрузки между электростанциями энергосистемы. На рис. X-21 показаны характеристики относительных приростов энергосистемы при использовании в ней ТЭЦ (кривая 1) или заменяемой КЭС (кривая 2)¹. При использовании в энергосистеме ТЭЦ минимальная электрическая нагрузка энергосистемы обычно больше вследствие более высокого значения минимума электрической нагрузки ТЭЦ, определяемой тепловой нагрузкой потребителей. Максимальная нагрузка энергосистемы при использовании ТЭЦ может быть несколько меньше, так как сумма расходов мощности на собственные нужды в покрытие потерь в электрической сети для комбинированного варианта часто ниже, чем для отдельного. Различная конфигурация остальной части характеристики определяется сравнительно низкими значениями относительных приростов заменяемой КЭС по сравнению с теми же показателями для электрической нагрузки ТЭЦ по конденсационному режиму.

¹ Взаимное расположение этих кривых может в ряде случаев отличаться от изображенного на рис. X-21. Поэтому необходимо учитывать не только характеристики вводимого оборудования, но и остальной энергосистемы.

Если нагрузка энергосистемы в данный час суток равна P , то, как видно из рис. X-21, относительный прирост энергосистемы при наличии ТЭЦ составит r_{c1} , а при наличии КЭС — r_{c2} . Поскольку $r_{c1} \neq r_{c2}$, то, следовательно, и распределение суммарной нагрузки P между электростанциями будет различным. Это различие будет относиться не только к рассматриваемой ТЭЦ и заменяемой КЭС, но и почти ко всему остальному оборудованию энергосистемы (исключение может коснуться наиболее экономичных КЭС, ТЭЦ, полностью загруженных по теплу, гидростанций с вынужденной электрической нагрузкой и др.).

Достаточно полный учет влияния энергосистемы возможен лишь при использовании электронных вычислительных машин.

V. На величину экономии топлива при теплофикации влияют показатели и темпы роста отопительно-вентиляционной нагрузки района теплopotребления.

Повышение годового числа часов использования этой тепловой нагрузки ТЭЦ ведет к росту выработки электроэнергии на тепловом потреблении и, следовательно, к большей экономии топлива и росту оптимального (по топливу) α_q^T . На величину годового числа часов использования расчетного максимума отопительно-вентиляционной нагрузки влияют климатические условия и конструктивные характеристики зданий. Последние отражаются отопительными характеристиками зданий, выраженными в $\text{кДж/м}^2 \cdot \text{ч} \cdot \text{град}$. Как показал анализ, имеется тенденция к повышению во времени отопительных характеристик зданий (от 0,88 до 1930 г. до 1,50—1,67 после 1958 г.).

При близких отопительных характеристиках зданий для районов с меньшей продолжительностью отопительного периода максимальная величина абсолютной экономии топлива и оптимальное (по топливу) значение α_q^T будут ниже, чем для районов с большей продолжительностью отопительного периода.

Темпы прироста тепловых нагрузок обычно отстают от темпов прироста электрических нагрузок в энергосистеме. В этих условиях возможны четыре схемы ввода агрегатов. Если вводить агрегаты на ТЭЦ в соответствии с ростом тепловых нагрузок, то отборы турбин ТЭЦ будут хорошо загружены по теплу, но срок строительства ТЭЦ может быть более длительным, чем это возможно

по строительным условиям. Это приведет к замораживанию средств. Если вводить агрегаты ТЭЦ по строительным условиям, то пока тепловая нагрузка ТЭЦ не достигнет своих расчетных значений, отборы агрегатов ТЭЦ будут плохо загружены, что снизит абсолютную экономию топлива. Возможна также и третья схема энергоснабжения, когда вначале сооружаются пиковые котлы, а затем с ростом тепловых нагрузок устанавливаются турбины с отбором пара, потом могут снова устанавливаться пиковые котлы и турбины. При такой схеме снижается возможная выработка электроэнергии на ТЭЦ по конденсационному режиму сравнительно со вторым случаем. Четвертая (раздельная) схема энергоснабжения состоит, как известно, в сооружении котельных для теплоснабжения и конденсационных электростанций для электроснабжения. Выбор оптимальной схемы производится на основе технико-экономического сопоставления вариантов (см. гл. VII). Если на ТЭЦ предполагается устанавливать турбоагрегаты показатели которых в конденсационном режиме близки к показателям наиболее экономичных КЭС (например, типа Т-100-130, Т-250-240), то такую ТЭЦ целесообразно строить в наиболее короткие сроки. Если же на ТЭЦ предполагается установить агрегаты, которые в конденсационном режиме имеют значительно худшие показатели, чем у наиболее экономичных КЭС, то на такой ТЭЦ может оказаться целесообразным вводить агрегаты только по мере роста тепловой нагрузки.

VI. Абсолютная годовая экономия топлива в энергосистеме, получаемая при использовании в ней ТЭЦ вместо заменяемой КЭС, не является стабильной и меняется во времени.

В развивающейся энергосистеме растут электрические и тепловые нагрузки, изменяются конфигурации графиков нагрузок, вводится в эксплуатацию все более совершенное энергогенерирующее оборудование, меняются структура топливного баланса и другие условия эксплуатации. Поэтому при оценке экономической эффективности ТЭЦ экономия топлива от ее использования в энергосистеме должна приниматься не по показателям на год ввода ТЭЦ в эксплуатацию, а с учетом их изменения во времени за расчетный период T .

Учет влияния фактора времени при оценке топливной эффективности проектируемых ТЭЦ осложняется боль-

шим количеством вариантных расчетов, в которых должны меняться величины и конфигурации суточных, годовых и многолетних графиков нагрузок, типы и очередности ввода отдельных электростанций, учитываться демонтаж и модернизация устаревшего оборудования и др.

Достаточно полный учет влияния большого количества факторов возможен при использовании электронных вычислительных машин. Экономия топлива в энергосистеме ΔB должна определяться как разность среднегодовых за многолетний период абсолютных расходов топлива в энергосистеме при наличии B' или отсутствии B рассматриваемой ТЭЦ в энергосистеме:

$$\Delta B = \left(\sum_1^T B - \sum_1^T B' \right) \frac{1}{T} \text{ т у.т./год.} \quad (\text{X-64})$$

Если эту экономию топлива отнести к среднегодовой выработке электроэнергии (за данный период времени) на рассматриваемой ТЭЦ $\mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}}$, то получим удельную экономию топлива, называемую в дальнейшем «топливный эффект» ТЭЦ;

$$b_{\text{в}} = \frac{\Delta B}{\mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}}} = \frac{(b - b') \mathcal{E}_{\text{год.с}}}{\mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}}} = \frac{b - b'}{x_{\text{ТЭЦ}}^{\mathcal{E}}} \text{ г/кВт} \cdot \text{ч}, \quad (\text{X-65})$$

где b и b' — средние удельные расходы топлива в энергосистеме, г/кВт·ч; $\mathcal{E}_{\text{год.с}}$ — годовая выработка электроэнергии в энергосистеме; $x_{\text{ТЭЦ}}^{\mathcal{E}}$ — теплоэлектрический коэффициент ТЭЦ по энергии ($x_{\text{ТЭЦ}}^{\mathcal{E}} = \mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}} / \mathcal{E}_{\text{год.с}}$).

Величины, входящие в эту формулу, учитывают влияние показателей энергосистемы в целом на топливный эффект рассматриваемой ТЭЦ.

Значения b' и $x_{\text{ТЭЦ}}^{\mathcal{E}}$ взаимосвязаны между собой. Повышение теплоэлектрического коэффициента $x_{\text{ТЭЦ}}^{\mathcal{E}}$ ведет, как правило, к снижению среднего удельного расхода топлива в энергосистеме b' . Однако величина этого снижения и, следовательно, удельная экономия топлива в энергосистеме $b_{\text{в}}$ зависят не только от показателей рассматриваемой ТЭЦ и заменяемой ею КЭС, но и от других электростанций энергосистемы.

По мере повышения экономичности энергосистемы (за счет ввода более совершенных конденсационных

электростанций, демонтажа и модернизации устаревшего оборудования и др.) топливный эффект от вновь вводимых ТЭЦ будет уменьшаться вследствие сближения топливных характеристик вновь вводимой ТЭЦ и конденсационных электростанций (сближение величин b и b').

Чтобы проанализировать влияние развивающейся энергосистемы на величину топливного эффекта ТЭЦ, представим годовую экономию топлива в энергосистеме в виде

$$\Delta B = B_{\text{КЭС}}^{\text{зам}} - B_{\text{ТЭЦ}}^{\text{э}} \pm \Delta B_{\text{с}} \pm \Delta B^{\text{т}}, \quad (\text{X-66})$$

где $B_{\text{КЭС}}^{\text{зам}}$ — годовой расход условного топлива на заменяемой КЭС; $B_{\text{ТЭЦ}}^{\text{э}}$ — годовой расход условного топлива на рассматриваемой ТЭЦ, относимый на выработку электроэнергии; $\Delta B_{\text{с}}$ — разность в годовых расходах топлива на остальных электростанциях энергосистемы (кроме рассматриваемой ТЭЦ или заменяемой КЭС); $\Delta B^{\text{т}}$ — разность в годовых расходах топлива, относимых на теплоснабжение (если к. п. д. по производству тепла в схемах комбинированного и раздельного энергоснабжения одинаковы, то $\Delta B^{\text{т}} = 0$).

Годовая выработка электроэнергии на рассматриваемой ТЭЦ $\mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}}$ и на заменяемой КЭС $\mathcal{E}_{\text{КЭС}}^{\text{зам}}$ находятся в следующем соотношении:

$$\mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}} = \mathcal{E}_{\text{КЭС}}^{\text{зам}} \pm \Delta \mathcal{E}_{\text{с}}, \quad (\text{X-67})$$

где $\Delta \mathcal{E}_{\text{с}}$ — изменение годовой выработки электроэнергии на остальных электростанциях энергосистемы.

Соотношение между годовой выработкой электроэнергии на ТЭЦ и заменяемой КЭС меняется во времени. Это отражается динамикой использования установленной мощности (см. рис. VII-5 и X-22) на ТЭЦ $h_{\text{у}}^{\text{ТЭЦ}}$ и КЭС $h_{\text{у}}^{\text{КЭС}}$.

На этапе ввода новой мощности заменяемая КЭС является наиболее экономичной в энергосистеме и поэтому имеет высокое годовое число часов использования установленной мощности. По мере ввода в энергосистему более экономичных агрегатов величина $h_{\text{у}}$ (для заменяемой КЭС) снижается. Что касается ТЭЦ, то она также разгружается. Однако наличие тепловой нагрузки ограничивает снижение $h^{\text{ТЭЦ}}$. Поэтому в начальный период $h_{\text{у}}^{\text{КЭС}} \geq h_{\text{у}}^{\text{ТЭЦ}}$, а начиная с некоторого времени $h_{\text{у}}^{\text{КЭС}} < h_{\text{у}}^{\text{ТЭЦ}}$.

При $h_y^{\text{КЭС}} = h_y^{\text{ТЭЦ}}$ величина $\Delta \mathcal{E}_c$ равна нулю, т. е. $\mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}} = \mathcal{E}_{\text{КЭС}}^{\text{зам}}$. Однако и в этом случае величина экономии топлива определяется характеристиками не только рассматриваемой ТЭЦ и заменяемой ею КЭС, но и других электростанций энергосистемы. Это вызывается изменением режима использования других электростанций энергосистемы под влиянием различий в характери-

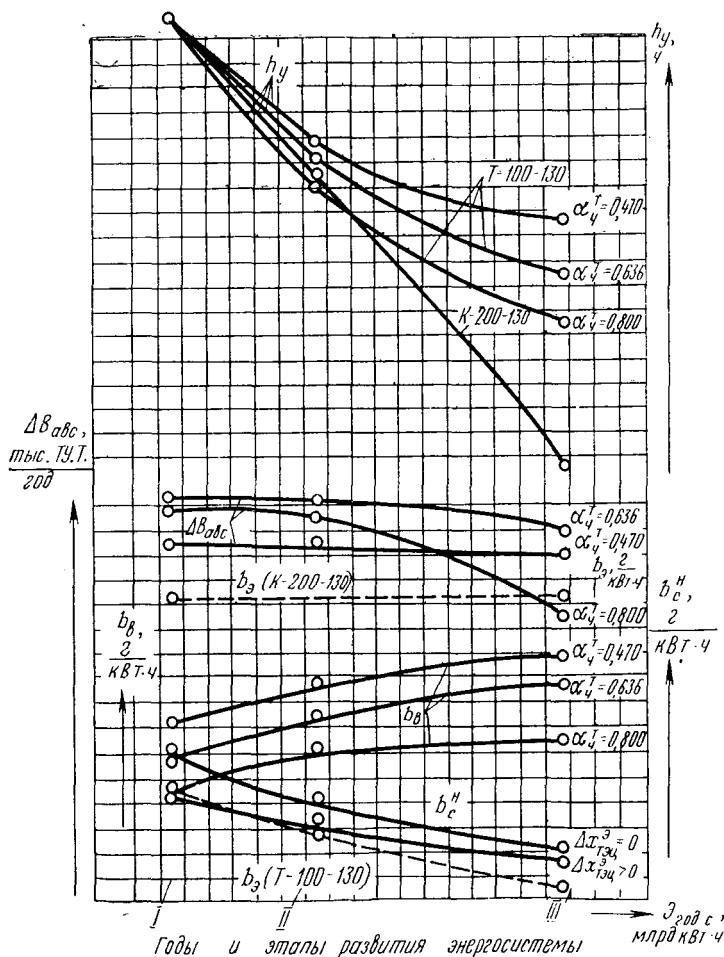


Рис. X-22. Влияние динамики энергосистемы на топливную эффективность ТЭЦ

ках относительных приростов энергосистемы в целом при наличии или отсутствии рассматриваемой КЭС (см. рис. X-21).

При $h_{y}^{KЭС} > h_{y}^{TЭС}$ величина $\Delta \mathcal{E}_c$ отрицательна. В этом случае при вводе ТЭС увеличивается использование менее экономичных существующих электростанций по сравнению с вариантом ввода заменяемой КЭС. Поэтому действительная экономия топлива будет меньше, чем подсчитанная без учета изменений в характеристиках относительных приростов энергосистемы исходя из показателей ТЭС и заменяемой КЭС при условии $h_{y}^{KЭС} = h_{y}^{TЭС}$.

При $h_{y}^{KЭС} < h_{y}^{TЭС}$ величина $\Delta \mathcal{E}_c$ положительна. В этом случае при вводе ТЭС уменьшается использование существующих наименее экономичных агрегатов в энергосистеме и повышается экономия топлива.

Топливный эффект ТЭС при каждом значении коэффициента теплофикации должен определяться как средняя величина за расчетный период.

Полученный на ЭВМ характер изменения абсолютной годовой экономии топлива $\Delta B_{абс}$ за многолетний период эксплуатации при данных значениях коэффициента теплофикации показан на рис. X-22.

Степень снижения величины экономии топлива определяется совокупным влиянием большего количества динамичных факторов. По мере развития энергосистемы и включения в ее состав электростанций с возрастающей тепловой экономичностью средние удельные расходы топлива в энергосистеме b_c^n непрерывно снижаются. При этом разница в удельных расходах топлива в энергосистеме по сопоставляемым вариантам уменьшается во времени вследствие уменьшения удельного веса и энергосистеме выработки электроэнергии на рассматриваемой КЭС. Одновременно снижается выработка электроэнергии на ТЭС по конденсационному циклу, что ведет к снижению годового числа часов использования ее установленной мощности. Чем выше значение часового коэффициента теплофикации, тем в большей мере уменьшаются во времени годовое число часов использования установленной мощности ТЭС и абсолютная экономия топлива сравнительно со значениями, соответствующими этапу ввода в эксплуатацию рассматриваемой ТЭС.

В то же время величина удельной экономии топлива b_v растет во времени вследствие более быстрого умень-

шения выработки электроэнергии на ТЭЦ (разгрузка по конденсационному режиму) по сравнению с понижением абсолютной экономии топлива¹.

Характер изменения во времени величины топливного эффекта ТЭЦ $b_v = f(\mathcal{E}_{\text{год.с}})$ определяется конфигурацией кривой $\Delta B_{\text{абс}} = F(\mathcal{E}_{\text{год.с}})$ и динамикой режима использования ТЭЦ, характеризуемой в определенной мере зависимостью $h_y^{\text{ТЭЦ}} = f(\mathcal{E}_{\text{год.с}})$. Совокупное влияние указанных факторов приводит к тому, что максимумы абсолютной $\Delta B_{\text{абс}}$ и удельной b_v экономии топлива не совпадают во времени.

На рисунке показано также изменение удельного расхода топлива b_v на варьируемых ТЭЦ с агрегатами Т-100-130 и заменяемых КЭС с агрегатами К-200-130. В то время как с развитием энергосистемы удельные расходы на ТЭЦ снижаются и лежат ниже кривых $b_c^n = f(\mathcal{E}_{\text{год.с}})$, проведенных для различных значений прироста теплоэлектрического коэффициента ТЭЦ по энергии $\Delta x_{\text{ТЭЦ}}^3$, удельные расходы на заменяемой КЭС в данном случае остаются неизменными (или могут повышаться), располагаясь значительно выше кривой $b_c^n = f(\mathcal{E}_{\text{год.с}})$.

Зависимости абсолютной экономии топлива, получаемой при использовании ТЭЦ в энергосистеме, от расчетного значения коэффициента теплофикации для первого и третьего этапов развития энергосистемы, отстоящих друг от друга на 10 лет, приведены на рис. X-23. Как следует из этого рисунка, переход от первого этапа к третьему ведет к снижению не только абсолютной экономии топлива, но и оптимального значения коэффициента теплофикации (по топливной составляющей). Чтобы установить $\alpha_{\text{ч.опт1}}^T$, необходимо для каждого значения коэффициента теплофикации подсчитать приведенные затраты, учитывающие среднегодовое значение экономии топлива за расчетный период, изменение капитальных затрат и условно-постоянных составляющих годовых эксплуатационных расходов при переходе от раздельного варианта к комбинированному. Сопоставление этих значений позволит установить величину $\alpha_{\text{ч.опт1}}^T$, которой соответствуют минимальные приведенные затраты.

¹ Это положение не всегда имеет место и зависит от изменения во времени абсолютной экономии топлива и выработки электроэнергии на ТЭЦ.

Режим потребления тепла многих промышленных потребителей на технологические нужды характеризуется большой неравномерностью в течение года. На рис. X-24 показаны годовые графики технологического теплоснабжения, построенные по продолжительности, для нефтеперерабатывающего завода, химкомбината, целлюлозно-бумажного комбината, машиностроительного завода, нефтехимического комбината и комбината черной метал-

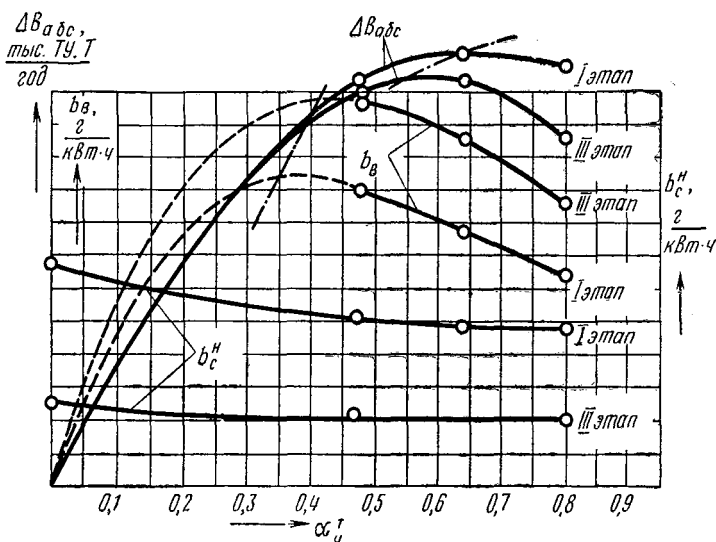


Рис. X-23. Влияние α_T на топливную эффективность ТЭЦ

лургии. Степень заполнения этих годовых графиков γ_a меняется от 58% для машиностроительного завода до 72,5% для нефтехимического комбината¹.

Выбор оптимальных значений коэффициентов промышленной теплофикации ($\alpha_{T, \text{опт2}}^T$ и $\alpha_{T, \text{опт3}}^T$) может быть проведен аналогично выбору $\alpha_{T, \text{опт1}}^T$ для отопительно-вентиляционной нагрузки.

Установка пиковых водогрейных и паровых котлов при оптимальных значениях коэффициентов теплофика-

¹ Пейсахович В. Я. Анализ факторов, повышающих эффективность использования промышленных ТЭЦ в энергосистемах. «Промышленная энергетика», 1973, № 4.

ции, меньших единицы, позволит не только улучшить технику экономические показатели системы энергоснабжения, но и повысить маневренные свойства промышленных ТЭЦ.

Выбор турбинного оборудования промышленной ТЭЦ должен начинаться с подбора турбин, обеспечивающих по-

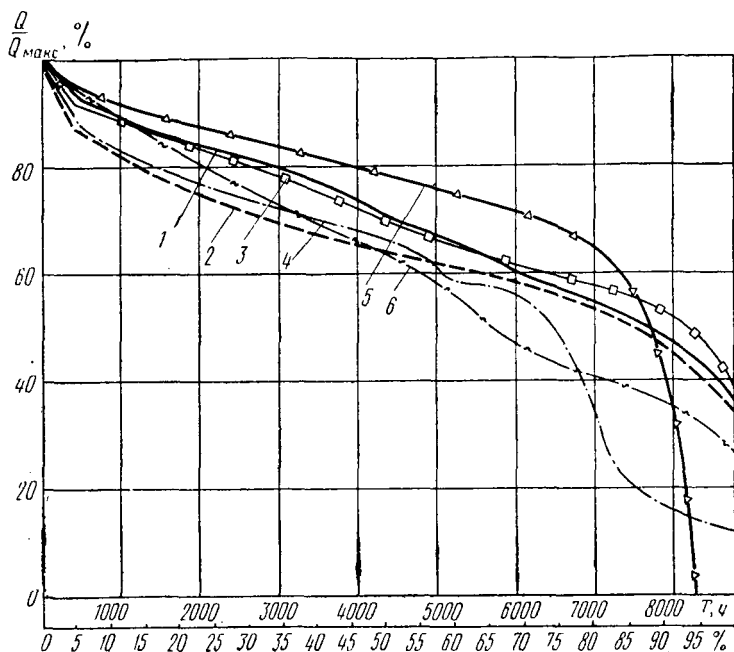


Рис. X-24. Годовые графики технологического теплopotребления, построенные по продолжительности, и интегральные кривые:

1 — нефтеперерабатывающий завод; 2 — целлюлозно-бумажный комбинат; 3 — химический комбинат; 4 — машиностроительный завод; 5 — нефтехимический комбинат; 6 — комбинат черной металлургии

крытие из своих отборов (или противодавлений) потребности в паре технологических (производственных) параметров, установленной с учетом оптимальных значений коэффициентов промышленной теплофикации. Наиболее простыми являются турбины с противодавлением (типа Р). Недостаток их состоит в том, что выработка электрической мощности определяется отпуском пара внеш-

ним потребителям. Поэтому установка таких турбин может, как правило, быть оправдана в том случае, если при снижении электрической мощности на турбоагрегатах с противодавлением не требуется дублировать их турбоагрегатами конденсационного типа. Когда же требуется дублирование мощностей, применение турбин с противодавлением должно быть тщательно обосновано. Если использование таких турбин окажется нецелесообразным, то для обеспечения паром производственных параметров могут применяться турбины с отбором пара и конденсацией (типа *П*) или с двумя регулируемыми отборами пара (типа *ПТ*) с возможно высокими начальными параметрами пара.

Для покрытия отопительных нагрузок, установленных с учетом оптимального значения коэффициента теплофикации, на промышленных ТЭЦ применяются турбины с регулируемыми отборами пара отопительных параметров и конденсацией (типа *Т*)¹.

На ТЭЦ, связанных линиями электропередачи с энергосистемой, число энергетических котлов и их производительность выбираются такими, чтобы: а) полностью обеспечивался максимальный расход пара турбинами; б) при отключении одного из котлов оставшиеся котлы, включая пиковые, обеспечивали максимально длительный отпуск пара на производство и средний за наиболее холодный месяц отпуск тепла на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение. При этом допускается снижение электрической мощности на 10—20%.

Для обеспечения ремонтного резерва на каждые 8 котлов, установленных на ТЭЦ, при соблюдении вышеуказанных условий рекомендуется предусмотреть один резервный.

Пиковые тепловые нагрузки наиболее целесообразно покрывать специальными водогрейными и паровыми котлами. Мощность котлоагрегатов выбирается с учетом избыточной (свободной) мощности основных энергетических котлов, определяемой существующими стандартами на котлоагрегаты.

На изолированно работающих ТЭЦ обычно следует предусматривать резервные мощности на случай аварийного отключения котла, турбины.

¹ Часть тепловой нагрузки отопительных параметров может покрываться за счет свободной мощности турбин *ПТ* по пару отопительных параметров.

На промышленных ТЭЦ наряду с паровыми турбинами могут быть также использованы газотурбинные и парогазовые установки.

В отношении единичных мощностей котельных агрегатов, турбоагрегатов, начальных параметров пара общей тенденцией является их повышение. Однако в каждом конкретном случае необходимо экономическое обоснование (см. гл. VII).

Теплофикация является важным направлением в развитии энергетики, обеспечивающим снижение расходов топлива в энергосистемах. По масштабам развития теплофикации СССР занимает первое место в мире.

Темпы развития промышленной теплофикации зависят от ряда факторов, действующих в противоположных направлениях.

К факторам, способствующим развитию теплофикации, относятся: дальнейшее развитие промышленности и рост тепловых нагрузок промышленных потребителей; расширение энерготехнологического комбинирования; проектирование укрупненных промышленных ТЭЦ, обеспечивающих также коммунально-бытовую тепловую нагрузку прилегающих районов города; использование высоких начальных параметров пара на промышленных ТЭЦ.

К факторам, замедляющим развитие промышленной теплофикации, относятся: сокращение тепловых нагрузок ТЭЦ за счет увеличения использования побочных энергоресурсов; газификация средне- и низкотемпературных процессов; электрификация силовых процессов; рационализация теплопотребления и сокращение удельных расходов тепла.

Анализ перспективного теплопотребления большого количества предприятий теплоемких отраслей промышленности (химической, нефтеперерабатывающей, целлюлозно-бумажной, лесохимической), расположенных в различных районах страны, указывает на целесообразность сооружения для этих предприятий и прилегающих жилых массивов ТЭЦ мощностью 200—750 МВт и более. Наряду с такими крупными ТЭЦ в ряде случаев оказывается целесообразным сооружение промышленных ТЭЦ с противодавленческими турбинами значительно меньшей мощности — порядка 50 МВт.

1. Ленин В. И. Полн. собр. соч., т. 35, 36, 42.
2. Материалы XXIV съезда КПСС. М., 1971.
3. Аврух А. Я. Проблемы себестоимости электрической и тепловой энергии. М., 1966.
4. Алхазов Г. Г. Воздушные поршневые компрессорные станции машиностроительных заводов. М., 1961.
5. Айзенберг Л. Н., Резников А. И. Определение сметных затрат на приобретение и монтаж оборудования. М., 1972.
6. Бакластов А. М. Проектирование, монтаж и эксплуатация теплоиспользующих установок. М., 1970.
7. Барк С. Е. Некоторые вопросы рационального использования природного газа на машиностроительных заводах поточно-массового производства. М., 1965.
8. Бесчинский А. А. Основные вопросы долгосрочного прогнозирования в энергетике. «Энергетика и транспорт», 1972, № 1.
9. Бриль Р. Я., Хейстер И. М. Экономика социалистической энергетики. М., 1966.
10. Бродянский В. М., Меерзон Ф. И. Производство кислорода. М., 1970.
11. Виленский Н. М. Рациональное использование вторичных энергетических ресурсов. М., 1963.
12. Вопросы методологии прогнозирования технического развития цветной металлургии. М., 1970.
13. Горнштейн В. М. Наивыгоднейшее распределение нагрузки между параллельно работающими электростанциями. М., 1949.
14. Ефимов А. Н. Экономика и планирование советской промышленности. М., 1970.
15. Ефимов К., Ульянов Н. Научно-технический прогресс в промышленности. «Плановое хозяйство», 1972, № 14.
16. Жимерин Д. Г. Энергетика и экономика. М., 1966.
17. Златопольский А. Н., Бродянский В. М., Калинина Е. И. К оптимизации к. п. д. промышленных энергетических установок. «Промышленная энергетика», 1973, № 1.
18. Златопольский А. Н., Завадский И. М. Экономика промышленной теплоэнергетики. М., 1968.
19. Златопольский А. Н., Прузнер С. Л. Организация и планирование теплоэнергетики. М., 1972.
20. Златопольский А. Н., Штейнгауз Е. О. Вторичные энергетические ресурсы в промышленности и определение экономической эффективности их использования. Труды VII мировой энергетической конференции. М., 1968.
21. Инструкция по определению экономической эффективности капитальных вложений в развитие энергетического хозяйства (генерирование, передача и распределение электрической и тепловой энергии). М., 1973.
22. Инструкция по переоценке и определению износа основных фондов хозрасчетных государственных, кооперативных (включая колхозы) и общественных предприятий и организаций по состоянию на 1 января 1972 года. М., 1970.
23. Калинина Е. И., Бродянский В. М. Термоэкономический метод распределения затрат во многоцелевой технической системе. «Известия высших учебных заведений. Энергетика», 1974, № 3.
24. Курносоев А. Т. Определение себестоимости тепла утилизационных установок. «Промышленная теплоэнергетика», 1968, № 11.

25. Липицкий В. И. Организация и планирование энергетики. М., 1967.
26. Лопухин М. М. Паттерн — метод планирования и прогнозирования научных работ. «Советское радио», 1971.
27. Мелентьев Л. А., Макаров А. А. Особенности оптимизации развития топливно-энергетического комплекса «Известия АН СССР. Энергетика и транспорт», 1974, № 3.
28. Некрасов А. С., Синяк Ю. В. Экономика энергетики процессов нагрева. М., 1965.
29. Нелидов И. Е. Экономика энергомашиностроения. М., 1972.
30. Немчинова А. С., Пейсахович В. Я. Режим теплотребления — основной фактор, определяющий режим работы ТЭЦ и выбор ее основного оборудования. М., 1974.
31. Непорожный П. С. Единая энергетическая система Советского Союза. «Электричество», 1972, № 12.
32. Пеклов А. А. Кондиционирование воздуха. М., 1967.
33. Прузнер С. Л. Экономика теплоэнергетики СССР. М., 1970.
34. Савенко Ю. Н., Штейнгауз Е. О. Энергетический баланс. М., 1971.
35. Сазанов Б. В., Юренев В. Н., Баженов М. И., Богородский А. С. Промышленные тепловые электростанции. М., 1968.
36. Сборник «Теория и практика прогнозирования развития науки и техники в странах — членах СЭВ». М., 1971.
37. Семененко Н. А. Вторичные энергоресурсы промышленности и энерго-технологическое комбинирование. М., 1968.
38. Сидельковский Л. Н., Фальков Э. Я. Эксергетические балансы огнетехнических процессов. Изд-во МЭИ, 1965.
39. Соколов Е. Я. Теплофикация и тепловые сети. М., 1963.
40. Соколов Е. Я., Бродянский В. М. Энергетические основы трансформации тепла и процессов охлаждения. М., 1968.
41. Тарифы на электрическую и тепловую энергию, отпускаемую энергосистемами и электростанциями Министерства энергетики и электрификации СССР. М., 1966.
42. Под ред. Войтолавского В. Н. Техпромфинплан предприятия. М., 1972.
43. Типовая методика определения экономической эффективности капитальных вложений. М., 1969.
44. Хайкин В. П., Найденов В. С., Голуза С. Г. Корреляция и статистическое моделирование в экономических расчетах. М., 1964.
45. Чернухин А. А., Флаксерман Ю. Н. Экономика энергетики СССР. М., 1970.
46. Экономика и организация промышленного производства. М., 1972.
47. Экономика и организация строительства. Заочная высшая партийная школа при ЦК КПСС. М., 1972.
48. Экономическая энциклопедия. Промышленность и строительство. М., 1965.
49. Под ред. Непорожного П. С. Электрификация СССР. М., 1967 и 1970.
50. Под ред. А. С. Павленко и А. М. Некрасова. Энергетика СССР в 1971—1975 годах. М., 1972.
51. Под ред. Мелентьева Л. А. Энергетический баланс. Терминология. М., 1971.
52. Янх Эрх. Прогнозирование научно-технического прогресса. М., 1970.

	Стр.
Предисловие	3
Глава I. Энергетика и электрификация в системе народного хозяйства. Роль промышленной теплоэнергетики	4
§ I-1. Энергетическое хозяйство СССР. Роль промышленной теплоэнергетики	4
§ I-2. Основы управления промышленной энергетикой	15
§ I-3. Технический прогресс и дальнейшее развитие энергетики	19
Глава II. Производственные фонды и их использование	24
§ II-1. Основные производственные фонды	24
§ II-2. Капитальное строительство	34
§ II-3. Оборотные фонды и оборотные средства	47
§ II-4. Анализ и пути улучшения использования производственных фондов	51
Глава III. Топливо-энергетические ресурсы и экономика их использования	58
§ III-1. Общая характеристика природных топливных ресурсов	58
§ III-2. Общая характеристика побочных (вторичных) энергетических ресурсов	62
§ III-3. Экономика использования топливных ресурсов	64
§ III-4. Экономика использования побочных (вторичных) энергетических ресурсов	69
Глава IV. Кадры, производительность труда и заработная плата	75
§ IV-1. Кадры и производительность труда	75
§ IV-2. Заработная плата	81
Глава V. Себестоимость продукции. Цены. Тарифы на энергию	88
§ V-1. Структура себестоимости продукции, классификация затрат и пути их снижения	88
§ V-2. Затраты на производство энергетической продукции	98
§ V-3. Себестоимость производства электрической энергии, тепла и сжатого воздуха на промышленной ТЭЦ	108
§ V-4. Себестоимость продуктов разделения воздуха	119
§ V-5. Себестоимость тепла котлов-утилизаторов	124
§ V-6. Себестоимость сжатого воздуха (доменного дутья), кондиционированного воздуха, процесса выпарки	126
§ V-7. Себестоимость транспорта пара и горячей воды	128

	<i>Стр.</i>
§ V-8. Затраты на производство теплоэнергетического оборудования	133
§ V-9. Цены на теплоэнергетическое оборудование	145
§ V-10. Тарифы на энергетическую продукцию	152
Глава VI. Хозяйственный расчет, прибыль и рентабельность	158
Глава VII. Методы определения экономической эффективности капитальных вложений	165
§ VII-1. Задачи оценки экономической эффективности капитальных вложений в промышленной теплоэнергетике	165
§ VII-2. Общая (абсолютная) экономическая эффективность капитальных вложений	168
§ VII-3. Сравнительная экономическая эффективность капитальных вложений	170
§ VII-4. Определение экономической эффективности прикладных научно-исследовательских работ	190
Глава VIII. Прогнозирование и планирование в промышленной энергетике	193
§ VIII-1. Основные понятия и этапы прогнозирования	193
§ VIII-2. Методы прогнозирования	200
Глава IX. Экономика энергопотребления промышленности	211
§ IX-1. Классификация производственных энергетических процессов	211
§ IX-2. Показатели использования энергетических ресурсов в технологических процессах	214
§ IX-3. Определение оптимального к. п. д. энергетических установок	218
§ IX-4. Техничко-экономические основы выбора энергоносителей	222
§ IX-5. Методы расчета потребности в энергии. Графики энергопотребления	232
§ IX-6. Энергетические балансы в промышленности	241
§ IX-7. Роль энергетического фактора в размещении промышленных предприятий	248
Глава X. Экономика энергоснабжения промышленности	251
§ X-1. Экономические основы концентрации, централизации и комбинирования в промышленной теплоэнергетике	251
§ X-2. Вопросы оптимизации режимов использования основного оборудования промышленной ТЭЦ	265
§ X-3. Экономика использования промышленной ТЭЦ в энергосистеме	287
§ X-4. Вопросы применения электронных вычислительных машин для расчета и выбора оптимальной схемы энергоснабжения	293
§ X-5. Выбор мощности и основного оборудования промышленной ТЭЦ	305
Литература	325